В.И. Власюк, А.Г. Калинин

БУРЕНИЕ И ОПРОБОВАНИЕ РАЗВЕДОЧНЫХ СКВАЖИН

Под общей редакцией д-ра техн. наук,
профессора А.Г. Калинина

Рекомендовано учебно-методическим советом УМО по геологическим специальностям в качестве учебного пособия для студентов, обучающихся по специальности «Технология и техника разведки месторождений полезных ископаемых»

Москва, ЦентрлитНефтеГаз

2008

УДК 550.8
ББК 33.131
Б 90

Р е ц е н з е н т ы

Кафедра бурения нефтяных и газовых скважин РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина (зав. кафедрой д-р техн. наук, профессор Ангелопуло О.К.);
ОАО «Тульское научно-исследовательское геологическое предприятие» (д-р техн. наук, доцент Ю.Е. Будюков).

Б 90 Бурение и опробование разведочных скважин. Учебное пособие для вузов/В.И. Власюк, А.Г. Калинин, под общей редакцией А.Г. Калинина. – М.: Изд-во ЦентрлитНефтеГаз, 2008. - с.; ил.
JSBN 978-5-902665-14-4

Кратко изложены общие сведения о бурении и основные понятия механики разрушения горных пород. Приведены основные сведения о технических средствах и оборудовании для бурения геологоразведочных скважин с отбором керна. Большое внимание уделено проблемам технологии бурения с отбором керна высокого качества в осложненных горно-геологических условиях, бурению скважин сплошным забоем с отбором проб, технологии разведки россыпных месторождений, вскрытию и исследованию продуктивных пластов, промывке и креплении скважин. Рассмотрены особенности разведочного бурения на воду, нефть и газ. Изложены технические средства контроля бурового процесса и вопросы естественного и искусственного искривления скважин. Включены материалы по организации работ в бурении, а также по технике безопасности ведения буровых работ и экологии.
Для студентов геологоразведочных вузов и факультетов.

JSBN 978-5-902665-14-4 © В.И. Власюк, А.Г. Калинин, 2008

ПРЕДИСЛОВИЕ

Для заблаговременного, на много лет вперед обеспечения промышленности и сельского хозяйства России всеми видами минерального сырья, необходимо увеличивать объемы и улучшать качество поисково-разведочных работ. При их ведении разведочное бурение является важнейшим средством поисков и разведки всех видов полезных ископаемых. В связи с этим будущие специалисты по поискам и разведке месторождений минерального сырья должны хорошо знать основы бурового дела и владеть различными способами бурения скважин, которые связаны с геологоразведочными работами.

Так как при этом основной задачей является получение достоверной информации о недрах, то специалистам очень важно знать технологию взятия представительных проб из скважин.

Поскольку в настоящее время около 70 % всех скважин бурятся направленно, то необходимо знать причины и закономерности искривления скважин, методы направленного и многозабойного бурения. Поэтому в данном учебном пособии основное место уделено изучению именно колонкового бурения. Другие способы бурения (ударно-канатное, роторное, бурение забойными двигателями) представлены в сокращенном варианте.

При разведке простых по структурным формам месторождений, например угольных и железорудных, применяются только буровые работы. Сложные рудные залежи, например полиметаллические и благородных металлов, разведываются как буровыми скважинами, так и горно-разведочными выработками и их сочетанием. Россыпные, жидкие и газообразные полезные ископаемые разведываются с помощью буровых скважин. Кроме того, разведочное бурение является важнейшим технологическим средством для инженерно-геологических изысканий. За последние годы произошли большие перемены в геологоразведке в отношении развития техники и технологии ведения буровых работ. Поэтому в настоящее время возникла необходимость в создании учебного пособия по разведочному бурению для студентов вузов, обучающихся по геологическим специальностям (съемка, поиски и разведка полезных ископаемых, гидрогеология, геофизика, инженерная геология, техника и технология разведки).

Знание основ бурового дела этим специалистам просто необходимо, так как в подавляющем большинстве случаев геологический материал для выявления и изучения месторождений полезных ископаемых и подсчета запасов можно объективно получить только по результатам бурения скважин.

Содержание предлагаемого учебного пособия учитывает требования новых учебных программ.

Авторы обобщили имеющийся в технической литературе (брошюры, книги, справочники, учебники и учебные пособия) обширный материал по колонковому бурению, и особенно по опробованию, с тем, чтобы создать новое учебное пособие, которое отвечало бы современным требованиям обучения геологоразведчиков и было бы полезным в практике разведочных работ.

Авторы приносят благодарность сотрудникам кафедры разведочного бурения РГГРУ и ОАО «Тульское НИГП», а также профессорам Н.В. Соловьеву, С.С. Сулакшину, С.Я. Рябчикову, доценту В.Г. Храменкову за ценные советы и помощь, оказанную при работе над книгой.

Авторы будут весьма признательны за все замечания о недостатках этого учебного пособия и с благодарностью учтут их в своей дальнейшей работе.

1. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О БУРЕНИИ СКВАЖИН

Разведочное бурение является важнейшим средством поисков и разведки всех видов полезных ископаемых, а также инженерно-геологических изысканий. Бурение как средство проникновения в глубь земной коры с целью её изучения и добычи полезных ископаемых, использовалось человеком с самых древнейших времен. Первые шаги человеческой цивилизации уже были связаны с техническими и технологическими приемами для освоения минеральных богатств земных недр близкими по своей сути с бурением скважин. Поэтому интересно познакомиться с историей возникновения бурового дела на нашей земле.

1.1. Краткие исторические сведения о бурении

Из истории горного дела известно, что египтяне несколько тысяч лет тому назад уже были знакомы с принципом алмазного бурения, но вновь изобретено оно было в Европе только в 50-х годах 19 столетия н.э. По свидетельству английского ученого Флиндерса Петри самым распространенным способом обработки твердых горных пород (например, гранита базальта и т.д.) у египтян было применение бронзовых инструментов с наконечниками, армированными драгоценными камнями (видимо алмазами), на что указывают иероглифы, обнаруженные Петри в Визе на обломках диоритовой вазы. Внутри многих пирамид также наблюдались следы буровых работ в виде довольно глубоких шпуров, некоторые из которых были даже искривлены.

Но еще ранее египтян принципы бурения или сверления с помощью твердых горных пород были известны в каменную эпоху первобытному человеку. А современным людям удалось доказать опытным путем возможность такого бурения.

Примитивный опытный станок, например, создал проф. Келлер наподобие бурового устройства, применяемого некоторыми племенами для добывания огня (рис.1.1) Этот опыт повторил наш соотечественник проф. Г.В. Ключанский, пользуясь простой палкой, песком и водой.

Бурение скважин для добычи воды применялось и в древнем Китае, где буровая технология достигла высокой степени совершенства. Для разрушения горной породы на забое скважины использовались металлические зубила, прикрепленные к бамбуковым шестам. С помощью пенькового каната буровой инструмент поднимался над забоем скважины и сбрасывался с высоты вниз, дробя горную породу. Частицы мелко раздробленной горной породы смешивались с водой и периодически вычерпывались из скважины ведром малого диаметра. Основоположником такого способа бурения в Китае был великий инженер и ученый древности Ли Бин.

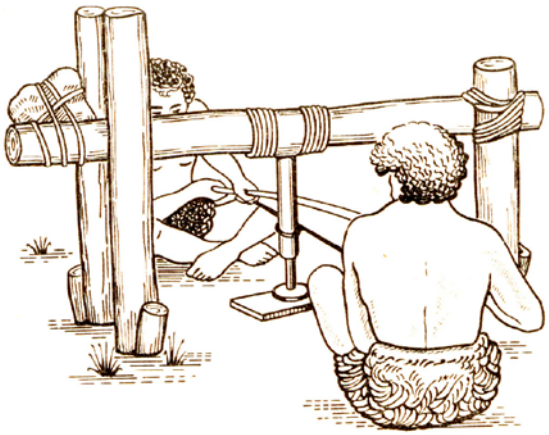


Рис.1.1. Сверлильный станок эпохи неолита (реконструкция)

Буровые работы в России впервые стали проводить для добычи поваренной соли. Соляные рассолы добывались с помощью так называемых рассоло-подъемных труб (буровых скважин), которые зачастую были довольно больших диаметров. Бурение этих скважин в

14-17 веках на Пермских соляных промыслах и на Балахонском Усолье (близ г. Нижнего Новгорода) достигло достаточно большого совершенства. Известен первый рукописный свод правил по технологии бурения скважин для разведки и добычи каменной соли – «Роспись как зачать делать новая труба на новом месте», написанный в 17 веке. Этот труд обобщил многовековую практику бурения скважин в России. В нем подобно описаны буровой инструмент, его установка и приемы бурения; приведены рекомендации по методике взятия проб графита и рассолов, сведения о способах ликвидации аварий, ведении записей при бурении, об изготовлении буров и других частей бурового инструмента. О высоком уровне технологической культуры бурения скважин в России свидетельствует и тот факт что в Росписи содержатся 128 специальных буровых терминов только русского происхождения. Одна из «труб» достигла глубины 88 саженей (~ 176 м). На рис.1.2 приведен пример бурения таких скважин на Балахонском Усолье.

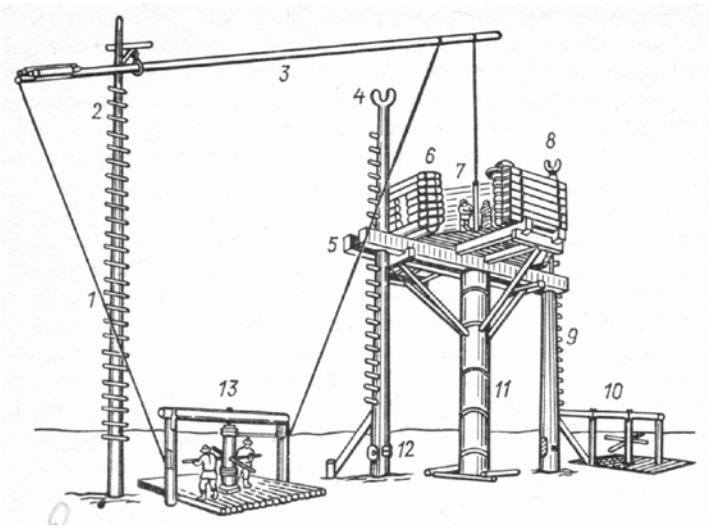


Рис.1.2. Установка для бурения под рассолоподъемную трубу на Балахновском Усолье

1 – канат; 2 – очап; 3 – коромысло; 4 – соха; 5 – переклад; 6 – изба(укрытие); 7 – штанга; 8 – развилка для привязанных блоков; 9 – лестница; 10, 13 – вороты с блоками для спуска труб и буровых операций; 11 – обсадная труба; 12 – матица

Первая из известных на европейском континенте скважина была пробурена в 1126 г. на юге Франции в провинции Артезия или Артос (древнеримское название) . Отсюда пошло современное общее название самоизливающихся водозаборных скважин – артезианские скважины.

В России в 30-х годах 19 века для водоснабжения губернских и уездных городов и промышленных предприятий начали также бурить артезианские скважины. Например, в 1876 г. подобная скважина впервые была заложена в Москве на Яузском бульваре.

В Париже в 1839 г. подобная скважина была пробурена уже на глубину 548 м и вскрыт водоносный пласт, из которого вода хлынула фонтаном на высоту 33 м.

Первая скважина, давшая нефть, была пробурена ручным способом В.Н. Семеновым на Апшеронском полуострове в Биби Эйбате в 1847 г., а первая скважина на нефть - ударно-канатным способом полковником А.Н. Новосильцевым на берегу реки Кубань на Тамани в 1864 г.

В настоящее время основным методом разведки полезных ископаемых является колонковое бурение. Современное колонковое бурение развивалось на основе исследований швейцарского инженера Ж.Р. Лешо, который предложил применять при бурении твердых пород алмазы, вставленные в кольцевую коронку. Лешо с механиком Пиге построили первую машину для алмазного бурения неглубоких взрывных скважин. Этот способ бурения был использован в 1864 г. при проходке железнодорожного тоннеля в горе Мон-Сени между Италией и Францией. С тех пор колонковый способ стал широко применяться при разведке твердых полезных ископаемых.

В России алмазное бурение стало развиваться в конце 19 века. Оно было усовершенствовано профессором С.Г. Войславым, который сконструировал для алмазного бурения оригинальные станки и впервые обосновал в 1898 г. большую перспективность коронок, армированных мелкими алмазами. В 1889 г. Г.Д. Романовский впервые в России использовал паровую машину для проходки скважин в г. Подольске.

В индустриальных странах появились крупные фирмы, специализирующиеся на разработке и выпуске бурового оборудования и инструмента: «Крелиус» (Швеция), «Атлас-Копко» (США), «Лонгир» (Бельгия) и ряд других .

Первые буровые станки представляли собой чисто механические системы, в которых осевое усилие создавалось дифференциально-винтовыми, цепными и рычажными системами. Впоследствии буровые станки стали оснащаться гидравлической подачей и системами плавного регулирования частоты вращения.

В 1899 г. инженер Девис (США) впервые применил для проходки скважин в крепких трещиноватых породах дробовое бурение. Во время первой мировой войны немецкий инженер Ломан разработал твердый сплав, названный им воломитом (литой сплав на базе карбида вольфрама), и это явилось основой для создания в будущем коронок, армированных твердым сплавом.

В советской России новые технологии разведочного бурения начали развиваться с 1921 г. со скважины №1 на железные руды КМА вблизи г.Щигры. Бурение этой скважины до глубины 165 м велось ударно-канатным способом, а дальше – алмазными коронками диаметром 36 мм с помощью собранного в г. Екатеринбурге единственного шведского станка «Крелиус АВ». Для развития разведочных работ на КМА по личному распоряжению председателя Совнаркома В.И.Ленина были выделены средства для приобретения необходимого оборудования в Германии и приглашения опытных буровых мастеров (3 из Швеции и 6 из Германии). Вместе с уральскими мастерами (первый рудный керн был поднят 7 апреля 1923 г. Ф.Ногтевым) они создали основу для освоения и быстрого развития в России лучших на то время технологий геологоразведочного бурения. По данным Б.И.Водвиженского [ ] его объемы в это время быстро увеличивались (табл.1.1).

В 1927 г. в Восточном Забайкалье при бурении твердых трещиноватых пород по инициативе В.М. Крейтера и Б.И. Воздвиженского стали применять дробовое бурение.

Таблица 1.1. Объемы разведочного бурения в 1925-1927 г.г.

Виды бурения	Объем бурения (в м) по годам		
	1925	1926	1927
Механическое ударное	740	1421	2016
Ручное ударно-вращательное	11103	17214	44782
Колонковое	3400	10888	20331

Количество работающих станков колонкового бурения с 1924 по 1930 год увеличилось с 12 до 331, а объем бурения – до 100 тыс.м.

Во время Великой Отечественной войны разведочное бурение проводилось в Казахстане, на Урале, в Горной Шории, в Кузнецком бассейне и Караганде, в Восточной Сибири и Дальнем Востоке.

С 1944 г. Началась работа по реконструкции бурового оборудования. Был составлен размерный ряд станков для бурения скважин колонковым способом на глубины 75, 150, 300, 600 и 1200 м. В соответствии с этим рядом разработаны и выпущены в 1946-47 г.г. заводом им. Воровского (б. г. Свердловск) многоскоростные станки марки ЗИВ-75 и ЗИВ-150, а в б. г. Ленинграде заводом им. Фрунзе выпущены станки типа ЗИФ-300, ЗИФ-650 и ЗИФ-1200. Эти станки уже были оснащены двухцилиндровой гидравлической подачей и четырехступенчатыми коробками передач.

Наряду со стационарными станками, были разработаны и выпущены в серию под руководством М.М. Андреева и В.С. Кузьмина самоходные установки УКБ-100, УРБ-3АМ, УРБ-2А и др. Эти станки нашли широкое применение при структурно-картировочном, поисковом и гидрогеологическом бурении.

С 1965-1970 г.г. началось широкое освоение и внедрение алмазного бурения. Был разработан ряд алмазных коронок, армированных алмазами первого и второго сортов. Достаточно широко в это время проведена и механизация спуско-подъемных операций. Например, было разработано и выпущено в свет устройство РТ-1200 для свинчивания и развинчивания бурильных труб.

В развитие теории и практики колонкового бурения значительный вклад внесли СКБ «Геотехника», ВИТР, Тульский филиал ЦНИГРИ, бывшие Ленинградский горный институт, Днепропетровский горный институт , Московский геологоразведочный институт и Томский политехнический институт.

Вращательное роторное бурение на нефть, а затем и на газ впервые было применено в США в 1901 г. в сочетании с непрерывной промывкой, а в России – в 1902 г. Производительность этого вида бурения резко возросла после изобретения в 1903 г. инженером Говардом Юзом шарошечного долота.

Технически новая задача герметизации заколонного пространства при вращательном бурении была решена закачкой цементного раствора по методу А.А. Богушевского. Следующим крупным шагом в развитии глубокого бурения было создание гидравлических забойных двигателей – турбобуров. В 1923 г. М.А.Капелюшниковым и другими инженерами были созданы одноступенчатые турбобуры, а в 1933-1940 г.г. на базе разработанной П.П. Шумиловым теории осевых многоступенчатых (100 и более ступеней) турбинных двигателей им совместно с Р.А. Иоаннесяном, Э.И. Тагиевым и М.Т. Гусманом были созданы мощные турбобуры с большими крутящими моментами. В последующем турбобур явился незаменимым двигателем при бурении направленных (наклонных, горизонтальных, многоствольных и т.д.) скважин. Затем в развитии создания новых забойных двигателей в 1937-1940 г.г. в б. СССР Н.В.Александровым, А.А. Островским и другими учеными были разработаны и созданы электробуры диаметрами от 164 до 290 мм с частотой вращения 700-540 мин $^{-1}$ и мощностью 50-250 кВт.

В 1964 г. в США был разработан и создан однозаходный винтовой двигатель, а немного позже в Пермском филиале ВНИИБТ - винтовой многозаходный объемный двигатель диаметром от 54 до 195 мм. В настоящее время этот двигатель, особенно в направленном бурении, успешно конкурирует с турбобуром.

Успешное развитие в СССР научно-технического прогресса в области бурения позволило выйти на передовые позиции мирового уровня. Так, с помощью отечественных технологий пробурена самая глубокая в мире (12262 м) скважина СГ-3 на Кольском полуострове.

20 сентября 1970г. с помощью бурового станка-автомата, разработанного в СКБ «Геотехника» (тогда ЦКБ Мингео СССР) и смонтированного на космической станции «Луна-16», были пробурены первые 35 см в глубь Луны. Впоследствии эти работы были продолжены с помощью более совершенных станков и систем управления ими (рис.1.3).

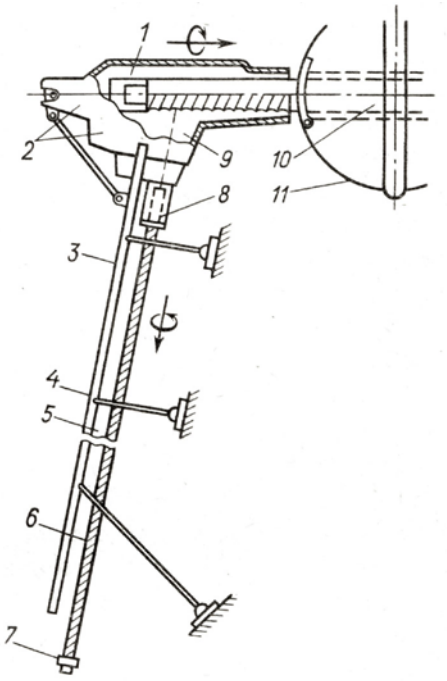


Рис.1.3. Схема бурового устройства станции «Луна-24»

1 – барабан со спиральным желобом; 2 – корпус и приводы;
3 – направляющие; 4, 5 – стойки; 6 – бурильная шнековая труба;
7 – коронка; 8 – вращатель; 9 – гибкая тяга; 10 – контейнер;
11 – возвращаемый аппарат.

1.2. Основные понятия о бурении скважин

Бурением скважин называется совокупность работ по проведению в горных породах выработок круглого сечения. Эти работы выполняются специальными техническими средствами (буровыми установками и инструментами) без доступа человека внутрь этих выработок.

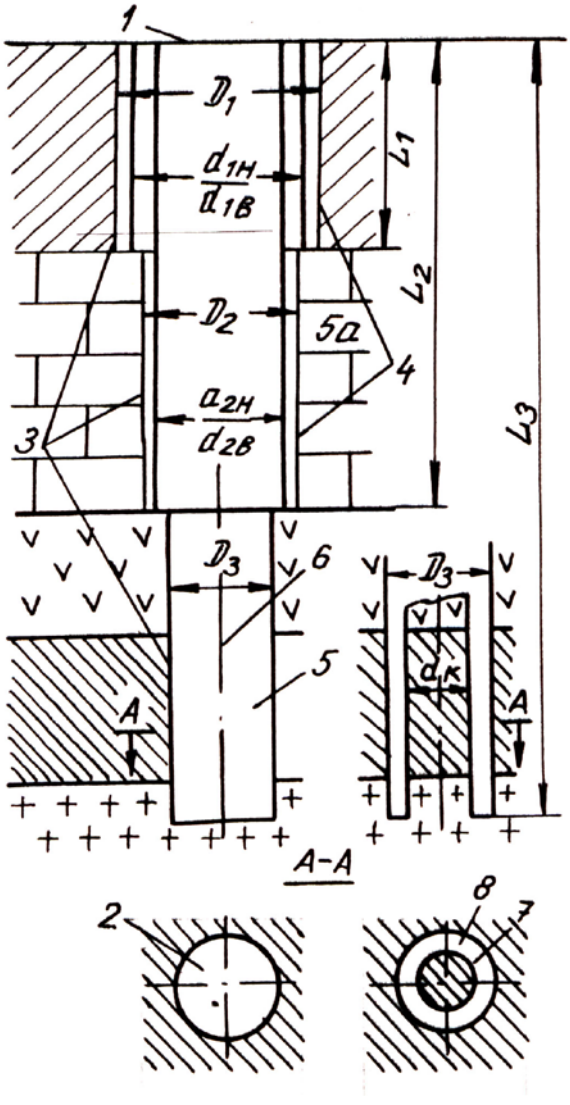
Буровой скважиной называется горная выработка в массиве горных пород, осевая протяженность которой значительно превышает её поперечные размеры (диаметр) и в которой отсутствуют и не предусмотрены условия жизнеобеспечения. Поэтому при выполнении любых работ в скважине обслуживающий персонал (члены буровой 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, как, например, при бурении под шахтные стволы – до 8-10 м. Естественно, что при бурении разведочных скважин, бурение осуществляется гораздо меньшим диаметром с целью уменьшения массы буровых установок и инструмента, увеличения скорости бурения и удешевления работ на разведку.

Элементы буровой скважины

К элементам буровой скважины относятся (рис.1.4):

устье скважины ***1*** **–** начало скважины, т.е. место пересечения её с земной поверхностью;



забой скважины ***2*** – дно буровой скважины, перемещающееся в результате воздействия породоразрушающего инструмен-та на породу;

боковые поверхности буровой скважины ***3***;

обсадные колонны 4 – колонны соединенных между собой обсадных труб, концентрически расположенные в скважине и предназначенные для крепления её стенок.

Если стенки скважины сложены из устойчивых пород, то в скважину обсадные колонны не спускаются;

ствол скважины ***5*** **–** пространство в недрах земли, занимаемое буровой скважиной;

ось ствола скважины ***6*** **–** воображаемая линия, соединяющая центры поперечных сечений буровой скважины.

Рис. 1.4. Элементы буровой скважины:
1 – устье; 2 – забой сплошной; 3 – стенки; 4 – обсадные колонны; 5 – ствол скважины, не обсаженный трубами; 5а – ствол скважины, обсаженный трубами; 6 – ось скважины; 7 – керн ; 8 – забой кольцевой;
D_1, D_2, D_3 – диаметры интервалов скважины; d_{1H}, d_{1B}, d_{2H}, d_{2B} – диаметры обсадных труб, наружные (н) и внутренние (в); $d_к$ – диаметр керна; L_1, L_2 - глубины обсаженных интервалов скважины; L_3 - общая глубина скважины.

По способу разработки забоя бурение скважин разделяется на бескерновое (сплошное) и колонковое. **Бескерновое бурение** – бурение, при котором горная порода разрушается по всей площади забоя. **Колонковое бурение** – бурение, при котором горная порода разрушается по кольцевому забою с сохранением керна.

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 скважины;
- зенитным углом (или углом наклона) скважины;
- азимутом скважины;
- глубиной.

По направлению буровые скважины подразделяются 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.

1.3. Классификация буровых скважин и область их применения

Классификация буровых скважин по целевому назначению

По целевому назначению буровые скважины классифицируют 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 по целевому назначению подразделяются на следующие разновидности.

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

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

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

5. *Артезианские скважины* являются разновидностью гидрогеологических скважин, пробуренных на напорные пластовые воды.

Артезианские скважины получили свое наименование от древнеримского названия Артезия – провинции во Франции, которая теперь называется 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 скважины* 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 скважины* бурят при сейсмической разведке. Для проведения подземных взрывов, в результате которых с помощью сейсмографов определяют глубину и углы падения пластов.

8. *Параметрические скважины* 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 скважины* 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 скважины* 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 следующие их разновидности.

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

1. *Нефтяные и газовые скважины* для добычи нефти и газа.

2. *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.

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

4. *Геотехнологические скважины*, которые бурятся 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. Сюда относятся следующие разновидности.

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** называются 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 её прохождения и возведения водоупорного крепления. Замораживание водоносных пород при этом осуществляется 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. метода осушения карьера, месторождения или участка под строительство путем снижения уровня подземных вод.

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

7. *Нагнетательные скважины* 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. *Наблюдательные скважины* служат для осуществления систематического контроля за изменением уровня воды в скважине.

9. *Внутрипластовые скважины*, 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.

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

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 три разновидности бурения скважин: 1) разведочное бурение, 2) эксплуатационное бурение и 3) техническое бурение.

Классификация способов бурения скважин

По принципам разрушения горной породы бурение скважин может осуществляться следующими способами, принципиально отличающимися по своей физической природе (рис.1.5).

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

Достоинства механического бурения:

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

2) благоприятные условия для вскрытия и исследования водоносных и нефтегазоносных горизонтов;

3) возможность бурить скважины в заданном направлении.

В связи с указанными достоинствами механическое бурение породоразрушающими инструментами получило повсеместное практическое применение.

Недостатки механического бурения:

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

2) низкий коэффициент использования энергии, уменьшающийся с увеличением глубины скважины, если двигатель расположен на поверхности земли; этот недостаток привел к созданию забойных двигателей (турбобуров, винтовых 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.

2. *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

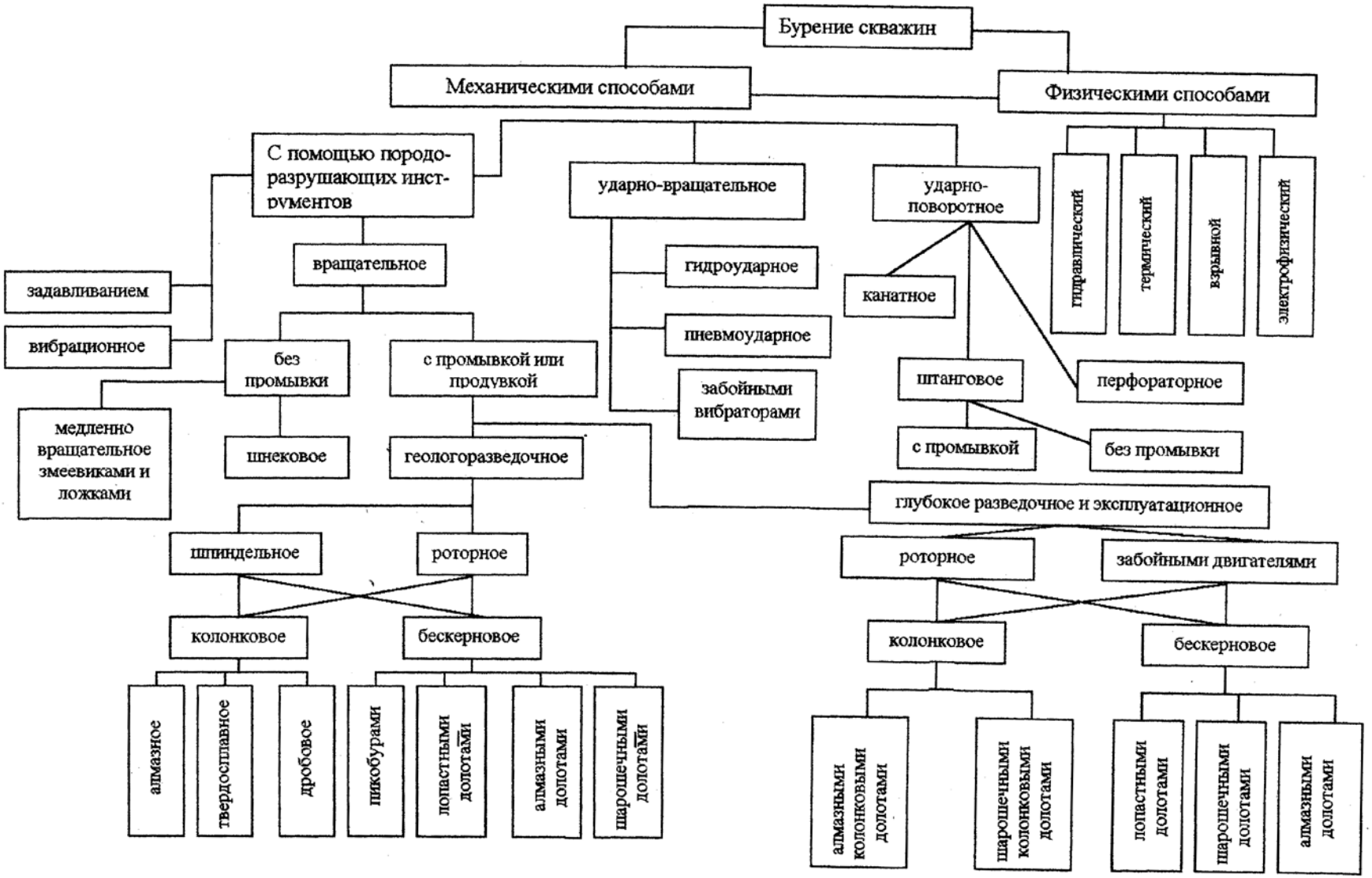


Рис. 1.5. Классификация способов бурения скважин

твердости породы. Способность струи разрушать породу возрастает при эрозионном и гидромониторном бурении, 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.

3. *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 не нагретых. Поэтому в породе возникают термические напряжения, вызывающие отслаивание от массива чешуек её, 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 применяется.

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

5. *Электротермическое бурение* применяется в условиях Антарктиды для расплавления льда электронагревателями. Электротермобур приспособлен для бурения скважины во льду глубиной до 2500 м диаметром до 300мм с получением выхода керна льда до 100%. Мощность нагревателя до 8 кВт. Снаряд имеет насос для откачки воды, образующейся при расплавлении льда.

6. *Взрывное бурение* разработано А.П. Островским. При взрывном бурении разрушение горной породы забоя осуществляется 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 2800м 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 не получило.

7. *Электрофизические способы бурения* объединяют группу методов, в основе которых лежит применение электрического тока для прямого разрушения горных пород. Сюда относятся:

а) *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, который разрушает породу;

б) *электроимпульсный метод,* разработанный проф. А.А. Воробьевым. При этом методе скважина заполняется жидкостью (например, трансформаторным маслом), элекрическое сопротивление которой превышает электрическое сопротивление породы. К забою

плотно прижимают два электрода и подают ток высокого напряжения. Ток проходит через породу. Электрический пробой сопровождается эффективным разрушением породы.

Были предложены и другие физические способы разрушения горных пород для бурения скважин (ультразвуковой, плазменный, лазерный), но все они не вышли из стадии экспериментов. Классификация различных способов бурения скважин приведена на рис. 1.5.

Область применения буровых работ

Все жидкие и газообразные полезные ископаемые – нефть, природный газ, подземные пресные и минеральные воды разведываются и эксплуатируются с помощью буровых скважин. Угольные месторождения, месторождения железных, марганцевых руд и многие месторождения цветных металлов разведываются с помощью буровых скважин без применения горных работ. Полиметаллические месторождения и руды редких и благородных металлов, а также месторождения, которые в земных недрах залегают в виде тел неправильных форм, обычно разведываются буровыми скважинами в сочетании с горноразведочными выработками.

Геологическая съемка и поиски чаще всего сопровождаются зондировочным бурением. Сейсморазведка, применяемая при поисках нефтяных и газовых месторождений, сопровождается бурением большого количества взрывных скважин.

На площадях будущего строительства применяется бурение инженерно-геологических и гидрогеологических скважин для изучения условий залегания горных пород, их водоносности и различных физико-механических свойств и водоносности. Кроме того, скважины бурятся для:

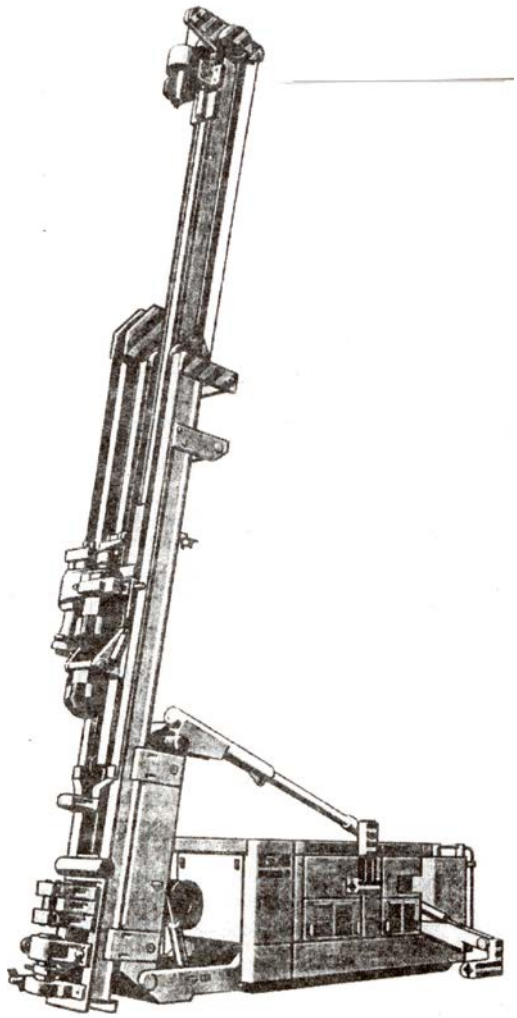
- водоснабжения городов, промышленных предприятий железнодорожного транспорта и др.;
- производства взрывных работ;
- вентиляции подземных выработок, тушения подземных пожаров и других вспомогательных целей;
- замораживания плывунов при проходке стволов шахт;
- выщелачивания некоторых полезных ископаемых;
- нагнетания в пористые породы цементного раствора или гудрона;
- проходки шахтных стволов;
- подземной газификации углей, находящихся в виде маломощных пластов;
- изучения ледников Арктики, Антарктики и состава пород других планет;
- создания нефте- и газохранилищ;
- и, в перспективе, для добычи газа и пород, содержащих газогидраты.

Количество и глубина скважин растет из года в год, так как полезные ископаемые приходится искать на все более глубоких участках земной коры.

Общий вид современной отечественной буровой установки, предназначенной для бурения геологоразведочных скважин глубиной до 1000 м, приведен на рис.1.6.

Из преимуществ разведочного бурения можно отметить:

- возможность изучения земной коры на больших глубинах с помощью поднятых на поверхность кернов (образцов) породы;
- возможность бурения во всех породах при любом притоке воды;
- возможность полной герметизации скважины от залегающих вокруг пород;
- высокая производительность и экономичность по сравнению с горноразведочными работами;



К недостаткам буровых скважин можно отнести:

- невозможность непосредственного наблюдения за ходом бурения скважин по мере их углубки;
- неполное извлечение образцов пород;
- малый объем образцов по сравнению с горно-разведочными выработками;
- довольно значительное искривление скважин, что искажает представление о залегании пород.

Рис. 1.6. Роботизированная буровая установка РБК-4

1.4. Буровые скважины как основная составляющая геологоразведочных систем

Геологическая разведка месторождений полезных ископаемых основана на двух основных составляющих этого сложного и многопланового процесса.

1. Организационно-техническая или технология разведки, куда входят разведочные единицы (скважины, горные выработки), способы и технологии их сооружения.

2. Методическая, включающая в себя комплекс локальных наблюдений и замеров разведочных параметров, методы обработки, анализа и оценки полученной информации и ее интерпретацию.

Система геологической разведки в трактовке В.И. Смирнова – это комплекс скважин и горных выработок (или разведочных единиц), необходимых для разведки конкретного геологического объекта. Между собой геологоразведочные системы различаются составом и видом разведочных единиц. Всего выделяется девять основных геологоразведочных систем, объединенных в три группы (табл. 1.2).

В системе глубоких скважин дробное деление производится по виду бурения: колонковое, ударно-канатное, роторное и турбинное.

Выбор системы разведки зависит от большого числа различных факторов, которые можно объединить в три основные группы: 1) задачи и методика разведки; 2) горно-геологические факторы; 3) географо-геоморфологические факторы. Рациональной будет такая система, которая позволит осуществить требуемую разведку и оценку объекта с наименьшей затратой средств.

Таблица 1.2. **Классификация геологоразведочных систем (по В.И. Смирнову и В.М. Крейтеру)**

Группа систем	Вид систем
Горная	Разведочные шурфы Разведочные штольни Разведочные шахты
Буровая	Мелкие скважины Глубокие скважины Наклонные скважины
Горно-буровая	Мелкие скважины с шурфами Штольни и скважины Шахты и скважины

В практике разведки большинства месторождений полезных ископаемых (за исключением рудных, характеризующихся очень сложным геологическим строением) основной является буровая разведочная система. Горная система в чистом виде применяется крайне редко. В комбинированной горно-буровой системе разведки значение скважин также очень велико, особенно при построении рациональной разведочной сети.

С развитием и совершенствованием технологии буровых работ существенно возрастает геологическая информативность скважин и, соответственно, их удельный вес в горно-буровой системе разведки.

Приведем несколько примеров весьма эффективного использования в таких системах наклонных и восстающих скважин.

Горно-буровая система разведки

Пример 1. На рис. 1.7 показана рациональная схема горно-буровой разведки крутопадающей рудной залежи многоствольными скважинами, пробуренными из горной выработки по сложным трассам, которая была разработана И.П. Мельничуком. Для бурения скважин в базальтовых порфиритах по заданным трассам использовался комплекс различных технических средств и технологий, которыми регулировались интенсивность естественного искривления (табл. 1.3).

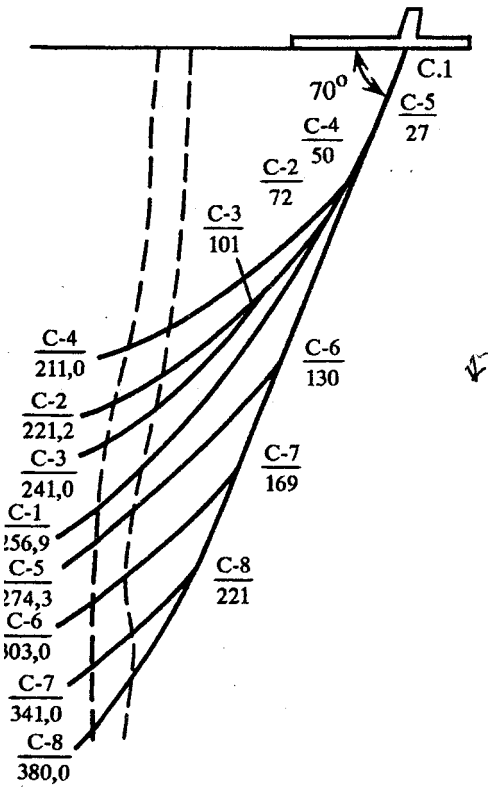


Рис. 1.7. Схема разведки крутопадающей рудной залежи наклонными многоствольными скважинами из подземной горной выработки

Табл. 1.3. **Показатели интенсивности искривления скважин при использовании различных технических средств**

Технические средства	Режим бурения			Интенсивность искривления на выполаживание, град./м
	осевая нагрузка, МПа	частота вращения, мин	расход промывочной жидкости, л/мин	
Гидроударники Г-7	3-5	87	180-200	0,02-0,01
Алмазные коронки с колонковой трубой длиной 4,5-5 м	10-15	460	40	0,15-0,20
Алмазные коронки с колонковой трубой длиной 2,0-3,0 м	10-15	460	40	0,2-0,3
Долота ДДА-59 с толстостенной (12 мм) трубой длиной 2,0-3,0 м	18-22	254-340	80-100	0,2-0,4
Долота ДДА-59 с толстостенной трубой длиной 0,6-1,0 м	15-18	188-254	80-100	0,4-0,7
Снаряд плавного искривления СПИ	15-17	188-254	80-100	0,7-1,0

Ориентируемые отклонители СНБ-КО-57 и КОС-57 использовались только для увеличения интенсивности искривления скважины в зенитной плоскости или для корректировки азимутального направления.

Как следует из данных табл. 19.2, интенсивность естественного искривления скважин при использовании различных технических средств бурения существенно изменяется. Использование этих закономерностей при минимальном применении искусственных отклонителей было положено в основу разработанной методики многоствольного бурения.

Технология забуривания каждого ствола скважины следующая. Первый (основной) ствол забуривается под углом 70 ... 75 град. к горизонту. Бурение ведется гидроударниками Г-7 до глубины, где предусмотрено забуривание нового ствола на нижний горизонт. После этого переходят на бурение алмазной коронкой или шарошечным долотом с укороченной колонковой трубой. После углубки на 3-5 м производится цикл искривления съемным клином СНБ-КО-57 на выполаживание с возможной корректировкой азимутального направления. Далее до проектной глубины бурение ведется по расчетной трассе с использованием необходимого для этого снаряда. После окончания бурения основной скважины стволы 2-4 забуриваются с помощью стационарного клина КОС-57. На нижележащий горизонт забуривание (на 5-10 м) нового ствола производится алмазной коронкой диаметром 76 мм с колонковой трубой длиной 4,5-5 м. Дальше, до расчетной глубины забуривания нового ствола, бурение ведется гидроударником Г-7, и цикл повторяется. Стволы скважин 5-8 были забурены бесклиновым способом.

Пример 2. На рис. 1.8 показана схема разведки участка Центральный сурьмяно-ртутного месторождения Джижикрут. Рудные тела месторождения представлены пологонаклонными пластообразными залежами интенсивно окварцованных пород роговиков и джаспероидов, залегающими в зоне контакта подстилающих известняков и перекрывающих

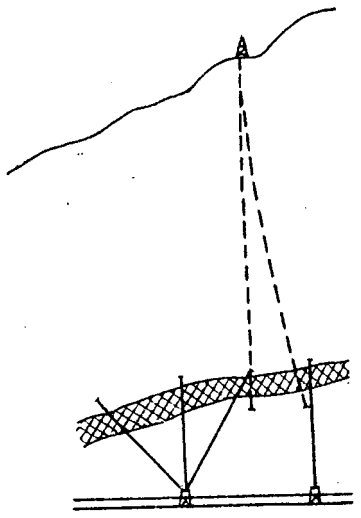


Рис. 1.8. Схема разведки уч. Центральный

сланцев. Распределение основных рудных минералов (киновари и антимонита) отличается крайней неравномерностью, рудные тела не имеют четких геологических границ и выделяются по данным опробования с учетом требования кондиций. Промышленное оруденение распределяется в основном в роговиково-джаспероидных толщах, но иногда встречается и в сланцах висячего бока, и в подстилающих известняках.

Предварительная разведка участка Центральный этого месторождения была выполнена с помощью наклонных скважин глубиной до 400 м, буримых с поверхности на высотах с абсолютными отметками около 3000 м. Резко расчлененный рельеф, тяжелые климатические условия и большие объемы вспомогательных работ сильно затрудняли организацию работ. Выход керна колебался от 40 до 50% по сланцам и известнякам и до 77% по рудовмещающим джаспероидам. Поэтому методика детальной разведки участка была принципиально изменена. Для этого было изучено качество керна наклонных и восстающих скважин и разработана новая технология алмазного бурения очень твердых и малоабразивных рудовмещающих пород. Процесс разрушения и выноса керна был смоделирован на стенде в САИГИМС через разрушение и уменьшение начального веса пробы (рис. 1.9). Как следует из графиков, при снижении начальной массы пробы содержание ртути не меняется, а содержание сурьмы уменьшается на 10% при снижении веса до 80%. Поэтому был сделан вывод о необходимости выхода керна не менее 80%, что было максимально возможным при том уровне буровых технологий и позволяло с приемлемой степенью точности оценить запасы полезного ископаемого.

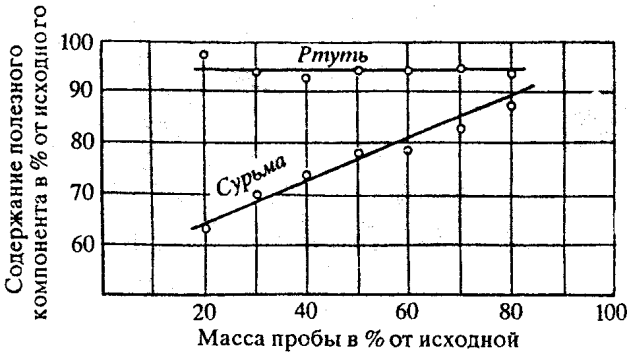


Рис. 1.9. Графики зависимости содержания в пробе сурьмы и ртути от уменьшения ее начальной массы

Поскольку разработанная технология алмазного бурения восстающих скважин позволяла получить выход керна по рудовмещающим породам более 80% даже при уменьшении диаметра коронок до 46 мм (табл. 1.4) при хороших технико-экономических показателях, то для детальной разведки участка было принято решение увеличить длину горных выработок действующего рудника, пройти новые и из них пробурить 28 крутовосстающих скважин глубиной до 100 м коронками диаметром 59 мм по сетке 80х60 м. Полученные при этом данные явились исходными для подсчета запасов руды участка по категории С1 и были утверждены в ГКЗ, удвоив сырьевую базу Зеравшанского горно-обогатительного комбината. При этом удельные затраты на прирост руды по новой методике оказались значительно меньше, чем по старой (сопоставление стоимостей проходки дополнительных горноразведочных выработок и восстающих скважин из них и бурения скважин с поверхности с учетом затрат на строительство и содержание дорог, площадок для буровых, водопроводов и пр.).

Таблица 1.4. **Показатели бурения восстающих скважин на месторождении Джижикрут**

Показатели	При стандартной технологии бурения коронками диаметром 59 мм	При усовершенствованной технологии бурения коронками диаметром 46 мм
Объем бурения, м	165	227
Параметры режима бурения:		
частота вращения, $мин^{-1}$	300	600
осевая нагрузка, даН	600-700	500-600
расход промывочной жидкости, л/мин	15-20	7-10
Расход алмазов при бурении коронками, кар/м:		
01А3Д40К30	0,46	-
02И3Д120К40	-	0,11
Углубка за рейс, м	2,2	2,6
Скорость бурения, м/смену	3,1	7,7
Выход керна		
по вмещающим породам	46,4	68,8
по рудной зоне	80,2	82,3

Пример 3. На рис. 1.10. показана схема разведки месторождения ртути Кончоч. Рудные тела на участке Центральный месторождения локализованы в крутопадающей зоне тектонических брекчий, развитых по изверженным, терригенным и карбонатным породам. Четких геологических границ они не имеют и выделяются только по результатам опробования. Отсюда вытекает необходимость получения полноценных проб.

Поэтому для детализации разведки путем сгущения разведочной сети между горизонтами горных выработок было пробурено более 40 восстановительных скважин глубиной до 40 м. Это позволило увеличить промышленные запасы золота на месторождении и уменьшить количество горноразведочных выработок примерно на 1500 м.

Основными рудовмещающими породами месторождения ртути Кончоч являются трещиноватые и местами тектонически передробленные брекчии гранит-порфиров и кремнистые брекчии, которые относятся к абразивным породам IX категории по буримости. Главный рудный минерал киноварь образует очень мелкие вкрапления и тонкие прожилки в цементе брекчии с относительно равномерным распределением минерализации. Целью экспериментальных работ на этом объекте было установление закономерностей изменения качества керна в зависимости от уменьшения диаметра алмазных коронок с 76 до 46 мм при бурении восстающих скважин. В соответствии с программой исследований было пробурено 18 восстающих скважин под углом $+30^{o}$ и средней глубиной 18.7 м, которые по почве и кровле оконтурили пройденную впоследствии контрольную горную выработку. В каждом ряду было по девять скважин из трех групп, в каждой по одной скважине диаметром 76, 59 и 96 мм на расстоянии 0,25- 0,3 м друг от друга.

Сравнение статистических характеристик содержания ртути по данным скважин и сопряженных с ними контрольных бороздовых проб из восстающей горной выработки приводится в табл. 1.5.

Результаты бороздового опробование проконтролированы валовым. Среднее относительное отклонение содержаний ртути по данным контроля составило 8,9%, что находится в пределах случайной погрешности.

Таблица 1.5. **Результаты заверки достоверности керновых проб различного диаметра из восстающих скважин на месторождении Кончоч**

Статистические характеристики проб	Диаметр керна, мм		
	60	42	32
Количество сопряженных проб, шт.	56	50	55
Выход керна (Н), %	73,1	73,3	78,5
Среднее содержание ртути, %	0,073* 0,072	0,081 0,074	0,079 0,088
Стандарт (δ)	0,051 0,038	0,056 0,039	0,046 0,037
Дисперсия (S^2)	0,0026 0,0014	0,0031 0,0015	0,0021 0,0014
Коэффициент вариации содержания (V),%	65,4 52,8	68,0 47,3	56,0 40,0
Относительная погрешность керновых проб (m_k), %	1,4	9,5	10,2
Коэффициент корреляции (r)	0,59	0,57	0,57
Надежность корреляционной связи ($r\sqrt{n-1}\geq 3$)	4,4	4,0	4,2
Критерий Стьюдента ($t_{табл.}$ = 1,98)	0,71	0,80	1,1
Критерий Фишера ($F_{табл}$= 2,20, при Р = 0,01)	1,8	2,07	1,50

Поскольку расхождения средних содержаний ртути у керновых проб носят случайный характер и все они равноценны бороздовым пробам, достоверность которых подтверждается валовым опробованием, то это позволяет сделать вывод, что достоверность их по содержанию металла от диаметра не зависит.

Протяженность зоны оруденения по вертикали составляет около 280 м. Детальная разведка месторождения выполнена с помощью комплекса горных и буровых работ. Верхняя часть месторождения разведана тремя горизонтами горных выработок, пройденных через 20-30 м, нижняя - также тремя горизонтами штолен, но пройденных через 60 м. Для сгущения разведочной сети (принята 40х30 м) между горизонтами штолен пробурены восстающие и несколько наклонных скважин. Поскольку бурение наклонных скважин колонковыми снарядами диаметром 76 мм, в том числе двойными, с помощью станков СБА-500 оказалось малоэффективным из-за низкого выхода керна в лежачем и висячем боках рудной залежи, высокого расхода алмазного инструмента и низкой производительности, то предпочтение было отдано восстающим скважинам диаметром 59 мм, пробуренным с помощью станков БСК-2М-100. Всего таких скважин глубиной до 80 м пробурено 49, в том числе 36 скважин в контуре подсчета запасов общим объемом 2217 м. Для уточнения границ вмещающих пород вместо горизонтальных скважин пробурено несколько десятков пологовосстающих диаметра 59 и 46 мм, глубиной до 100 м.

Высокий линейный выход керна при бурении восстающих скважин и его представительность (табл. 1.5) позволили включить данные бурения и подсчет запасов по категориям В и С1. Без ущерба для качества работ на этом объекте было сокращено три горизонта горноразведочных выработок общим объемом около 5,5 тыс. м.

Пример 4. Рудовмещающие породы золоторудного месторождения Тарор представлены сильно трещиноватыми и тектонически нарушенными пироксеновыми скарнами и кварц-карбонатными породами IX-X категории по буримости. Оруденение наложено также

на вмещающие породы - известняки и гранодиориты, характеризующиеся значительной трещиноватостью. Содержание золота в рудных телах неравномерное. Находится оно в виде сети тонких прожилок. По результатам испытаний руды на измельчаемость установлено, что в ней присутствуют разнообразные по крепости породы, часть из которых легко переизмельчается. Поэтому керн этих руд из нисходящих скважин характеризуется высоким избирательным истиранием и значительной потерей золота. Информативность же керна восстающих скважин высока. В табл. 1.6 приведены результаты обработки данных, полученных при экспериментальной заверке качества керна названных рудовмещающих пород диаметра 42 мм, полученного при алмазном бурении одинарными колонковыми трубами восстающих скважин с углами наклона в пределах $+30 \leq \alpha \leq +70^{o}$.

Сравнение статистических характеристик опробования по керну с контрольными бороздовыми указывает на то, что различия в содержаниях золота по всем рудовмешающим породам носят случайный характер. Сравнение дисперсий по F-критерию показывает, что по трем видам пород из четырех расхождения между ними случайные, подтверждая гипотезу о том, что частичные совокупности, хоть и в небольших объемах, но взяты из нормальных общих совокупностей. Значимое различие содержаний золота по керну и бороздовым пробам в гранодиоритах связано вероятно в большей мере с высокой изменчивостью оруденения в интервале опробования, на что указывают повышенные дисперсия и коэффициент вариации содержания металла в бороздовых пробах.

Таблица 1.6. **Статистическая оценка керна рудовмещающих пород при бурении восстающих скважин на месторождении Тарор**

Породы	Выход ход-керна, %	Среднее содержание, г/т	Стандарт, δ	Дисперсия, S^2	Коэф. вариации V,%	t-критерий		F- критерий	
						$t_{выч.}$	$t_{табл.}$	$F_{выч.}$	$F_{табл.}$
Скарны пироксеновые	99,0	5,4* / 6,2	3,4 / 3,1	11,6 / 9,6	68,0 / 50,0	0,62	2,06	1,21	2,60
Кварц-карбонатные породы	91,7	8,9 / 11,0	2,8 / 6,7	7,8 / 44,9	37,0 / 61,1	0,96	2,07	5,76	2,79
Гранодиориты	71,0	6,1 / 6,6	3,6 / 8,2	13,0 / 67,2	53,2 / 124,2	0,13	2,31	5,17	6,39
Известняки	73,5	3,2 / 3,3	1,0 / 1,2	1,0 / 1,4	31,8 / 35,0	0,20	2,10	1,40	3,23

*В числителе - содержание по керну, в знаменателе - по бороздовым пробам

Буровая система разведки глубокими скважинами

В качестве средств повышения геологической информативности бурения наиболее эффективными являются комплексы со съемными керноприемниками, комплексы с гидротранспортом керна, ударно-импульсные технологии. Недооценка научного поиска, разработки и использования рациональной техники и технологии, как показывают результаты работ на многих объектах, может привести к ошибочным решениям. Особое, с нашей

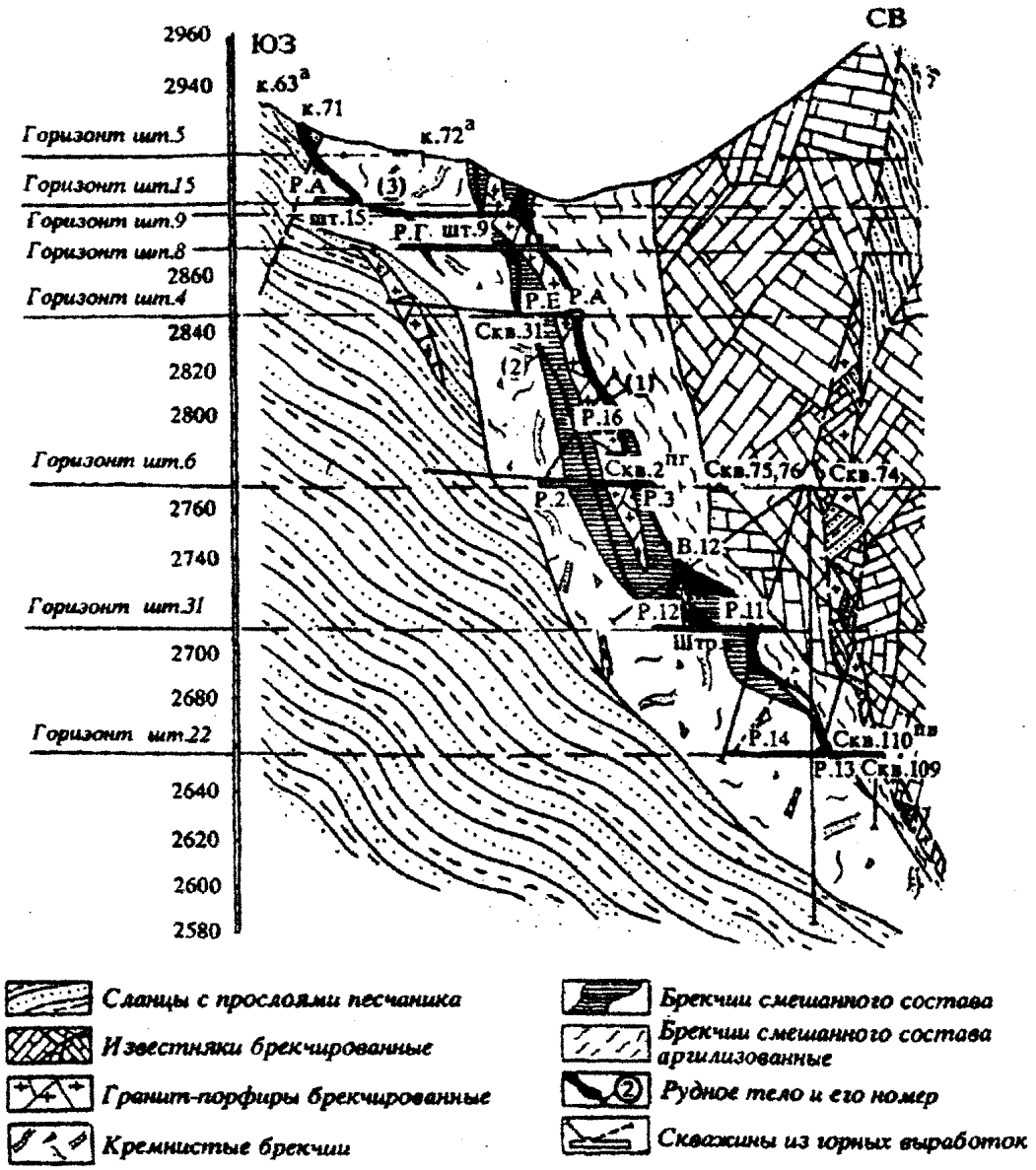


Рис. 1.10. Схематичный вертикальный разрез по одной из разведочных линий уч. Центральный месторождения Кончоч

точки зрения, внимание следует уделить снарядам со съемными керноприемниками, наиболее полно отвечающими требованиям бурения глубоких геологоразведочных и исследовательских опорных скважин.

Приведем в качестве примеров буровую разведку глубоких горизонтов крупных полиметаллических месторождений Большой Канимансур и Алтын-Топкана (Таджикистан).

По сложности геологического строения месторождение Большой Канимансур относится к 3-й группе. Первые опыты буровой разведки объектов Канимансурского рудного поля, предпринятые в конце 50-х годов, оказались неудачными главным образом из-за очень низкого выхода керна, а иногда и полного его отсутствия. Поэтому до разработки и освоения новых технических средств и технологии бурения роль скважин в этом геологическом регионе была очень ограниченной. Основной разведочной системой много лет оставалась горная, что не позволяло оперативно оценивать масштабы месторождений, особенно на глубину.

Месторождения Алтын-Топканского рудного поля приурочены к крутопадающим скарнам, мощность которых на глубине возрастает, что вызывало необходимость увеличения глубины скважин с 500-600 до 1000-1200 м. Однако к началу 80-х годов попытки решить эту задачу стандартными техническими средствами и технологиями ни к чему не привели. Скважины просто не достигали проектных глубин.

Первые опыты использования в этих регионах снарядов со съемными керноприемниками были неудачны, поскольку горно-геологические условия месторождений (метаморфизм, многостадийное окварцевание, сложная тектоника и др.) оказались для этих снарядов неблагоприятными. И только разработка специальных технологий и технических средств, которые расширили область эффективного использования ССК, позволили по-новому решить задачи своевременного получения высококачественной геологической информации. Объем бурения ССК-59 и КССК-76 на месторождениях Большой Канимансур и Алтын-Топкана в период их детального изучения составил 303 тыс. м. Это позволило увеличить скорость бурения на 29 %, несмотря на двукратное увеличение трудоемкости работ из-за возросшей глубины скважин.

Как показал анализ материалов по одному из месторождений Алтын-Топкана, каждая глубокая скважина обеспечила примерный прирост свинцово-цинковой руды по категории C_1 59 тыс. т и C_2 155 тыс. т что равнозначно разведке небольшого месторождения.

На Канимансурском месторождении вследствие роста среднего выхода керна с 70 до 90 %, сокращения количества скважин с некондиционным выходом керна по рудным зонам с 37 до 10 %, получения ориентированных образцов керна и соблюдения проектных трасс скважин принципиально изменилось качество бурения. По представительности оно стало достойным союзником горно-разведочных выработок. На этом месторождении для подтверждения достоверности буровой разведки был произведен раздельный подсчет запасов в одном из блоков по данным скважин и горных выработок (табл. 1.7).

Таблица 1.7. **Результаты заверки качества керна наклонных скважин валовыми пробами на месторождении Большой Канимансур**

Тип бурового снаряда	Количество сопряженных проб, шт	Среднее содержание металлов			Обогащение (+), разубоживание (-)		
		Pb, %	Zn, %	Ag, г/т	Pb, %	Zn, %	Ag, г/т
ОТ-59	104	0,29 0,42	0,32 0,47	40,39 50,02	-30,9	-31,9	- 19,3
ССК-59	63	0,37 0,42	0,41 0,47	51,43 50,02	-11,9	-12,8	+ 0,8
По разведочному блоку: итоги раздельного подсчета по скважинам и горным выработкам					-13,6	-14,0	+ 4,1

Примечания. 1. Рудовмещающие породы – трахилипариты и их брекчии, фельзолипариты и их брекчии с прожилково-вкрапленным оруденением (F_g = 12-18; $К_{абр}$ = 1,4-2,2; $К_у$ = 5-30 шт/м).

2. В числителе – по керновым пробам, в знаменателе – по валовым.

Как видно из результатов этой контрольной работы расхождения содержаний металлов по данным скважин горных выработококазались незначительными (по серебру +4,1 %, по свинцу – 13,6 %, цинку – 14 %). Эти результаты близки к результатам заверки керна ССК-59 сопряженными бороздовыми пробами. Поэтому высокое качество бурения позволило отказаться от проходки второго горно-разведочного горизонта объемом около 15 тыс. м горных выработок и подсчитать запасы руд по данным бурения ССК-59 и ССК-46.. Качество разведки этого объекта было признано ГКЗ отличным.

Задачи, связанные с получением качественной геологической информации в наиболее сложных геолого-технических условиях, могут решаться на основе ударно-импульсной технологии с применением забойных гидроударных машин.

К примеру, эта технология позволила решить проблему отбора представительного керна в сложнейших условиях Даугызтауского золоторудного месторождения. Разрез месторождения представлен частым чередованием углистых сланцев, окварцованных алевролитов и песчаников, сильно, вплоть до дробления, трещиноватых. Имелись зоны тектонических нарушений с обломками крепких твердых пород и глинами трения, легко размываемыми. При обычном колонковом бурении алмазными коронками выход керна часто отсутствовал и редко достигал 50 %. Эжекторные снаряды позволили поднять его до 60 %, но привели к частым прижогам коронок. Скорость не превышала 178 м/ст.-мес. Попытки использовать комплекс ССК-59 не дали положительных результатов: выход керна по рудной зоне находился в пределах 16-60 %, углубка за цикл из-за подклинок керна не превышала 15-50 см. Скорость бурения составила 216 м/ст.-мес. Переход на ударно-вращательное бурение гидроударными машинами с применением эжекторных снарядов обеспечил выход керна 75-100 % при среднем 80 %, углубке за рейс около 2 м и скорости 300-400 м/ст.-мес. Ударно-импульсная технология бурения стала преобладающей на Даугызтауском и других аналогичных месторождениях Узбекистана и до обеспечила высокое качество геологоразведочных работ.

Технология бурения с гидротранспортом керна открыла новые перспективы изучения и опоискования закрытых площадей, составляющих более 50 % территории России, посредством глубинного геологического и геохимического картирования. До появления комплексов КГК геохимические поиски погребенных оруденений осуществлялось скважинами, пробуренными шнековым способом. Затем на этих же площадях проводилось глубинное геологическое картирование с обычным колонковым бурением. Бурение с гидротранспортом керна решает эти задачи одновременно, сокращая сроки выполнения геологических заданий в 2-3 раза при более высоком качестве.

Многие геологи отмечали, что при мощном развитии верхней, наиболее окисленной зоны кор выветривания глубинная металлометрия возможна только при бурении с гидротранспортом керна. Это подтвердилось опытом работ в Северном и Восточном Казахстане, Западной Сибири и на Рудном Алтае, где выявлены зоны золоторудной минерализации, колчеданного оруденения и изучены медно-цинковые аномалии.

Таким образом, огромный опыт применения прогрессивных технологий и технических средств, ставших традиционными в конце 80-х – начале 90-х годов, свидетельствует о том, что они не только позволяли повышать скорости бурения, но, что самое главное, обеспечивали успешное решение сложнейших геологических задач.

2. ОСНОВЫ МЕХАНИКИ РАЗРУШЕНИЯ ГОРНЫХ ПОРОД

Основы механики горных пород как науки закладывались со второй половины XIX столетия, когда появились первые работы по определению напряженного состояния горных пород и его перераспределению в окрестностях горных выработок (Тромпетер), по расчету крепи в горных выработках (Ржиха, Вагнер, Гейман и др.), по определению горного давления и использованию его величины в расчете крепи (М.М. Протодъяконов).

Наряду с накопленным фактическим материалом по свойствам горных пород развивались и теоретические основы механики горных пород . Они базируются на положениях физики твердого тела и механики сплошных сред. Большой вклад в развитие науки внесли крупные ученые Г.Н. Кузнецов, Н.А. Цытович, П.А. Ребиндер, К.В. Руппенейт и др.

В настоящее время механика горных пород достигла высокого уровня. Она включает разделы по изучению свойств горных пород, их изменения под воздействием различных факторов, по изучению деформаций горных пород и особенностей их разрушения, разделы по устойчивости горных пород в окрестностях и на стенках горных выработок, в том числе и скважин.

Проблемы механики разрушения горных пород разрабатывали М.М. Протодъяконов, Н.С. Успенский, В.С. Федоров, Е.Ф. Эпштейн, Л.А. Шрейнер. Трудами проф. Л.А. Шрейнера были заложены основы школы, которая ныне объединяет его учеников и продолжает углубленное исследование проблем. Развитию механики горных пород способствовали труды Н.Н. Павловой, М.Р. Мавлютова, А.И. Спивака, Б.В. Байдюка, В.В. Симонова, И.А. Остроушко, Н.И. Любимова, В.С. Владиславлева, Б.И. Воздвиженского, Р.М. Эйгелеса, Л.И.Барона и др.

Прогресс горного и бурового дела в значительной степени зависит от систематического исследования физических свойств горных пород. Изучение их необходимо для установления оптимальных режимов эксплуатации производственных механизмов, для выбора режущих и истирающих материалов, а также типов буровых станков и машин, применяемых в горно-буровых работах.

2.1.Основные понятия механики разрушения горных пород

Разнообразные свойства горных пород зависят от их происхождения и от геологических процессов, происходящих после их образования в течение длительного периода времени. Физико-механические свойства горных пород объединяют физические и механические свойства, влияющие на процесс их разрушения. **Физические свойства** характеризуют их физическое состояние. Это степень связности, пористость, плотность, удельный вес, структура, текстура, зернистость. **Механические свойства** являются разновидностью физических, но проявляющиеся под воздействием внешних механических сил и выражаются в способности горных пород оказывать сопротивление их разрушению.

Под механическими свойствами горных пород понимаются такие особенности, которые определяют характер их деформации и разрушения под воздействием приложенной нагрузки. Иными словами, механические свойства горных пород проявляются в характере изменения внутренних связей и распределении материала в зависимости от изменения интенсивности и структуры полей напряжений. В массиве горных пород и в образце механические свойства проявляются по-разному. В массиве с изменением условий нагружения происходит перераспределение полей напряжений, которое оказывает влияние на состояние горной породы и при определенной концентрации напряжений влечет местное разрушение. В ограниченном объеме образца уже созданы условия для концентрации напряжений. Изменение условий нагружения образца приводит к изменению его формы и в конечном счете вызывает его разрушение.

Механические свойства горных пород зависят от их состава, строения, текстуры, структуры и условий залегания (глубина залегания, тектоническая нарушенность и т. п.). Состав и строение горной породы в значительной степени определяются ее происхождением.

Условия формирования горной породы накладывают существенный отпечаток на ее строение. Магматические породы, образовавшиеся на глубине, имеют, как правило, крупнокристаллическое строение, тогда как эффузивные горные породы, застывшие на поверхности, характеризуются скрытокристаллическим строением. Магматические породы, нетронутые процессами выветривания и метаморфизма и не подвергавшиеся тектоническим нарушениям, составляют в земной коре плотные, достаточно монолитные тела. Породы осадочного комплекса характеризуются слоистым строением, что и обусловливает их анизотропию, т. е. существенное различие механических свойств вдоль напластований и перпендикулярно к ним. Механические свойства осадочных горных пород варьируют в широких пределах. Существенное влияние на эти свойства оказывают процессы метаморфизма. Например, выветривание значительно снижает монолитность даже наиболее крепких магматических пород, а процессы регионального метаморфизма приводят к повышению монолитности осадочных, первоначально довольно рыхлых горных пород.

Для характеристики внутреннего строения горных пород введены понятия текстуры и структуры.

Текстура (от лат. *textura* - ткань, сплетение) определяется положением и распределением минеральных зерен в горной породе. К текстурным признакам относятся слоистость, сланцеватость, массивная анизотропность и пористость горной породы.

В целом к механическим свойствам относятся: прочность, крепость, динамическая прочность, твердость, упругость, хрупкость, пластичность, абразивность, трещиноватость и др.

Пористостью называется совокупность всех пустот в горной породе между минеральными зернами, образующими минеральный скелет породы. Пористость характеризуется коэффициентом пористости, равным отношению объема пор к объему скелета $V_{ск}$ в данном объеме V породы

$$K_{П} = \frac{V_{ПОР}}{V_{СК}}. \qquad (2.1)$$

Пористость породы П выражается в процентах ли долях единицы от общего объема породы V:

$$П = \frac{V_{ПОР}}{V} \cdot 100\% = \frac{K_{П}}{1 + K_{П}} \cdot 100\% \qquad (2.2)$$

Помимо пор в горной породе принято выделять трещины (плоский разрыв сплошности среды) и каверны – полости больших размеров, превышающие размеры минеральных зерен и нарушающие целостность минерального скелета.

Под **структурой** понимают такие особенности горной породы, которые определяются размерами, формой и характером поверхности минеральных зерен. По структуре различают, например, горные породы кристаллические, аморфные и обломочные. Механические свойства обломочных пород в значительной степени зависят от размера зерен и характера связи между ними, т.е. от состава и структуры цемента, скрепляющего минеральные зерна.

Плотностью однородного тела ρ, кг/м^3, называется отношение массы m (т.е. количество вещества) тела к объему V

$$p = \frac{G}{V} \qquad (2.3)$$

Удельным весом γ, Н/м^3, называется вес единицы объема тела, т.е. отношение веса тела G (силы тяжести) к его объему V

$$\gamma = \frac{G}{V} \qquad (2.4)$$

Анизотропией или неравносвойственностью горных пород называется особенность текстуры, выражающаяся в зависимости физико-механических свойств пород от выбранного направления.

Коэффициент анизотропии $К_{ан}$ свойств горных пород равен

$$K_{АН} = X_{П} \Big/ X_{\perp} \qquad (2.5)$$

где $X_{\parallel}$ – показатель свойств пород вдоль слоистости либо сланцеватости; $X_{\perp}$ - показатель тех же свойств перпендикулярно к слоистости или сланцеватости.

Максимальная твердость наблюдается параллельно слоям породы.

Существуют различные методы оценки анизотропности механических свойств пород.

А. Лубинским введен “буровой индекс анизотропии”, определяемый как

$$1\text{-}A = \upsilon_1 / \upsilon_2 , \qquad (2.6)$$

где А – показатель анизотропии (А= 0 соответствует изотропной породе); υ_1 и υ_2 - буримость горных пород соответственно параллельно напластованию и перпендикулярно к нему.

Поскольку υ_2 имеет максимальное значение, то индекс анизотропии всегда меньше единицы и для осадочных пород оценивается значением от близкого к нулю до 0,75.

Анизотропию пород можно оценить и по акустическим данным путем сравнения скорости распространения ультразвуковых волн в двух диаметрально противоположных направлениях: по высоте (вдоль) образца породы (керна) ξ_1 и по диаметру ξ_2.

$$К_{ан} = \xi_1 / \xi_2 \qquad (2.7)$$

Анизотропия механических свойств некоторых пород показана в табл.2.1.

Таблица 2.1. **Показатели анизотропии механических свойств пород**

Горная порода	$E \cdot 10^{-4}$,МПа		ν		$\sigma_{сж}$,МПа	
	$\parallel$	$\perp$	$\parallel$	$\perp$	$\parallel$	$\perp$
Сланцы песчанистые	3,03	2,42	0,25	0,16	52	70
Известняки	6,36	7,25	0,28	0,30	151	152
Песчаники крупнозернистые	1,93	1,73	0,45	0,36	118	142
Песчаники мелкозернистые	3,83	2,64	0,20	0,19	160	157
Алевролиты	2,67	1,72	0,25	0,29	51	68
Примечание. $\parallel$ - параллельно слоистости; $\perp$ - перпендикулярно слоистости.						

Коэффициент анизотропии теплопроводности слоистых пород в среднем составляет 1,10-1,50. В слоистых средах наблюдается бóльшая теплопроводность вдоль слоистости ($\lambda_{\parallel}$), чем перпендикулярно слоистости ($\lambda_{\perp}$).

Для практических расчетов принимается среднее значение

$$\lambda = \frac{1}{2}(\lambda_{\parallel} + \lambda_{\perp}) \qquad (2.8)$$

По степени связности горные породы разделены на: скальные; связные; рыхлые (сыпучие) и плывучие.

Скальные породы характеризуются наличием между минеральными частицами значительных ионных и молекулярных сил сцепления, которые после разрушения не восстанавливаются.

Скальные породы разделяются на хрупкие, хрупко-пластичные и пластичные. Хрупкие породы разрушаются по достижении предела упругости. Разрушению пластинчатых пород предшествуют не только упругие, но и остаточные вязко-пластичные деформации. Поэтому при разрушении этих пород затрачивается больше работы, чем при разрушении хрупких. Скальные породы могут быть монолитными или трещиноватыми.

Скальные породы, содержащие свободный кварц, очень абразивны.

Связные породы отличаются тем, что силы сцепления между частицами этих пород могут сильно изменяться в зависимости от влажности и восстанавливаться после нарушения связности путем применения высокого давления и увлажнения. Эти породы дают большие остаточные деформации без нарушения связности (глинистые породы, мел и др.). В стенках скважины такие породы часто выпучиваются и оползают внутрь её.

Рыхлые (сыпучие) породы представляют собой скопление несвязных между собой частиц различной формы и размеров (песок, гравий, галька, валуны и др.). Стенки скважины в этом случае неустойчивы и склонны к обвалам и оползням.

Плывучие породы (илы) – это породы полностью насыщенные водой.

Горные породы обладают тем большей прочностью, чем тверже минеральные зерна, чем крепче между ними связь, чем плотнее они связаны цементом и чем большей твердостью обладает цементирующий материал.

Мелкозернистые породы прочнее крупнозернистых (при одном и том же минеральном составе). Более плотные, менее пористые и менее трещиноватые породы обладают большей прочностью.

Исследование и изучение физико-механических свойств горных пород необходимы для:

- выбора способа бурения и наиболее производительных типов породоразрушающих инструментов;
- разработки рациональной технологии бурения и крепления;
- расширения геологической изученности данного района.

2.2. Измерение физико-механических свойств горных пород

При измерении физико-механических параметров пород полученные данные должны обладать достаточной точностью, сопоставимостью и представительностью.

В настоящее время разработано большое количество различных методов определения этих параметров. Они делятся на лабораторные и натурные.

Лабораторными методами определяют физико-механические параметры пород на образцах.

Лабораторный образец - это полностью подготовленный в соответствии с требованиями методики к испытаниям изолированный кусок породы (или минерала) с минимальным нарушением естественного состояния. В зависимости от р а з м е р а выделяют образцы малые (объемом до 1 $см^3$), средние (до 200 $см^3$) и большие (свыше 200 $см^3$). В зависимости от *степени обработанности* образцы бывают правильной, полуправильной и неправильной формы.

Натуральные методы определения параметров пород применяют непосредственно в природных условиях, как правило, без полного отделения изучаемого объема породы от окружающего массива. Изучению может подвергаться либо отдельная горная порода в массиве, либо массив, состоящий из разных пород. Изучаемые объемы могут быть как небольшими (измеряемыми $см^3$) так и превышающими десятки кубических метров.

Сравнение лабораторных методов с натуральными показывает, что изучение свойств пород в образцах гарантирует бóльшую стабильность измеренных величин, дает более достоверные данные для сравнения и классификации пород, позволяет более четко выявить зависимости свойств от различных факторов. Определение свойств на образцах,

как правило, менее трудоемко и позволяет неоднократно производить измерения и уточнять результаты их.

Наряду с этим образец горной породы по объему часто соответствует объемам пород, подвергаемых физическому воздействию при различных производственных процессах (например, при дроблении), что позволяет свойства образца использовать непосредственно в технологических расчетах.

Для процессов, происходящих в большом объеме массива, можно использовать методы перерасчета свойств образца горной породы на свойства породы в массиве с учетом факторов, обусловливающих отличие этих свойств.

Именно поэтому в настоящее время широкое распространение имеют лабораторные методы определения физико-технических параметров образцов пород, многие из которых стандартизированы.

Для того чтобы получить точные сопоставимые и представительные данные о породе при изучении образцов, необходимо использовать математическую статистику и теорию вероятностей, в соответствии с которыми, в первую очередь, необходимо проведение измерений на достаточно большом количестве образцов. Для этого по определенной методике отбирают пробы таким образом, чтобы они представляли все возможные в данном массиве колебания минерального состава и строения изучаемой породы.

Затем, рассчитав необходимое количество образцов, из этой так называемой *генеральной совокупности проб* производят их случайную выборку. Например, из 200 проб, представляющих генеральную совокупность, отбирают методом случайного выбора 7-13 проб Из каждой пробы изготовляют не менее 3-5 образцов максимально допустимых по данной методике размеров.

Результаты каждой группы измерений по всей случайной выборке проб подвергают статистической обработке с целью выявления, в первую очередь, среднего значения параметра, а затем его доверительного интервала.

Если какой-то параметр для одного типа породы или минерала определен на n образцах, то в случае нормального распределения результатов измерения наиболее близкое к истинному значению параметра будет **среднее арифметическое** $\overline{X}$ всех измерений X_i

$$\overline{X}=\frac{1}{n}\sum_{i=1}^{n} X_i \qquad (2.9)$$

Далее вычисляют:

среднее квадратическое отклонение (ошибку) единичного результата

$$S_n = \sqrt{\sum_{i-1}^{n} (\overline{X} - X_i)^2 /(n-1)}; \qquad (2.10)$$

коэффициент вариации (%), т.е. среднее относительное отклонение полученных результатов измерений от среднего арифметического,

$$K_{вар} = (S_n / \overline{X})\ 100; \qquad (2.11)$$

доверительный интервал:

$$\Delta X = t_{n\alpha} S_n / \sqrt{n} \qquad (2.12)$$

Коэффициент $t_{n\alpha}$ (коэффициент Стьюдента) учитывает отличие случайной выборки от генеральной совокупности и зависит от числа образцов n и требуемой доверительной вероятности α (чаще всего α= 0,85÷0,95).

Окончательный результат измерений записывается, например, так

$\rho = (3{,}2 \pm 0{,}2)$ кг/м^3 при $\alpha = 0{,}95$.

Запись показывает, что среднее значение параметра ρ равно 3,2 (X), а отклонение его от среднего арифметического в 95% случаев не превышает 0,2 (ΔX).

Из формулы (2.12) легко определить необходимое число испытаний для обеспечения ошибки измерений не более $\xi = \Delta X/X$ при известном $К_{вар}$ изучаемого параметра

$$n = (t_{n\alpha}К_{вар}/\xi)^2. \qquad (2.13)$$

Так, если $К_{вар}$ =20%, ошибка измерения 15%, то n = 7 образцам (при α=0,95, $t_{n\alpha}$ = 1,96).

2.3. Физико-механические свойства горных пород

Известно более ста физико-механических параметров пород. Измерять такое количество их для всех видов и разновидностей пород нет необходимости. С целью анализа и классификации выделяется ограниченная группа параметров, являющаяся минимально необходимой и достаточной для характеристики породы как физического и геологического тела. Для геологоразведочных работ используются следующие основные свойства горных пород: твердость, механическая прочность, абразивность, пластичность, упругость, хрупкость, трещиноватость и кливаж.

Твердость горной породы - это способность оказывать сопротивление внедрению в её поверхность инородного тела или сопротивление породы в поверхностном слое вдавливанию в неё другого, более твердого тела (индентора). Поэтому твердость -–это местная прочность (механическая) на вдавливание. Измерение твердости методом вдавливания плоского пуансона предложил профессор Шрейнер Л.А. еще в 1942 г. Применяют пуансон с площадью «S» опорного основания от 2 до 5 мм и выше.

Пуансоном (или штампом) называется цилиндрический стержень с круглым, плоским опорным основанием (рис.2.1), изготовленный из высокопрочного материала (стали, твердого сплава), который под нагрузкой вдавливается в поверхность испытуемой породы с целью определения её механических свойств. При этом особенность этого вдавливания состоит в том, что породы под пуансоном находятся в условиях объемно-напряженного состояния всестороннего сжатия, возникающего естественным путем вследствие противодействия окружающей этот пуансон породы.

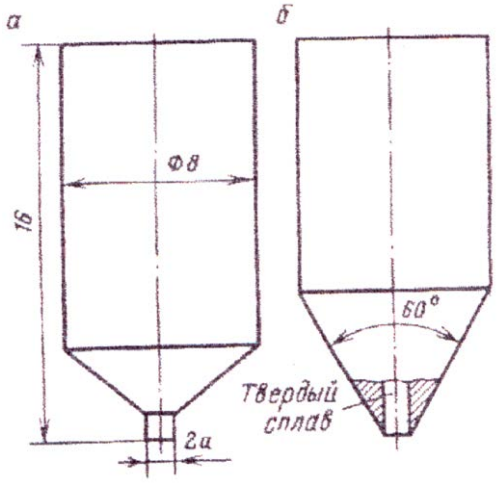


Рис. 2.1. Штампы для измерения твердости по методу Л.А. Шрейнера

В результате действия объемно-напряженного состояния породы:

- увеличивается прочность её под пуансоном;
- большинство хрупких пород при одноосном сжатии при вдавливании пуансона проявляют упругие свойства;
- многие породы в объемно-напряженном состоянии приобретают пластические свойства.

Образцы породы, которые подбираются для испытаний, должны иметь следующие габаритные размеры: диаметр от 30 до 90 мм, высота от 30 до 50 мм. При этом поверхности образца (верхняя и нижняя) должны быть строго параллельны друг другу.

Измерение твердости по методу Л.А. Шрейнера производится на приборе УМГП-4 (рис.2.2), позволяющем получить графики деформации (рис.2.3) непосредственно в процессе испытаний.

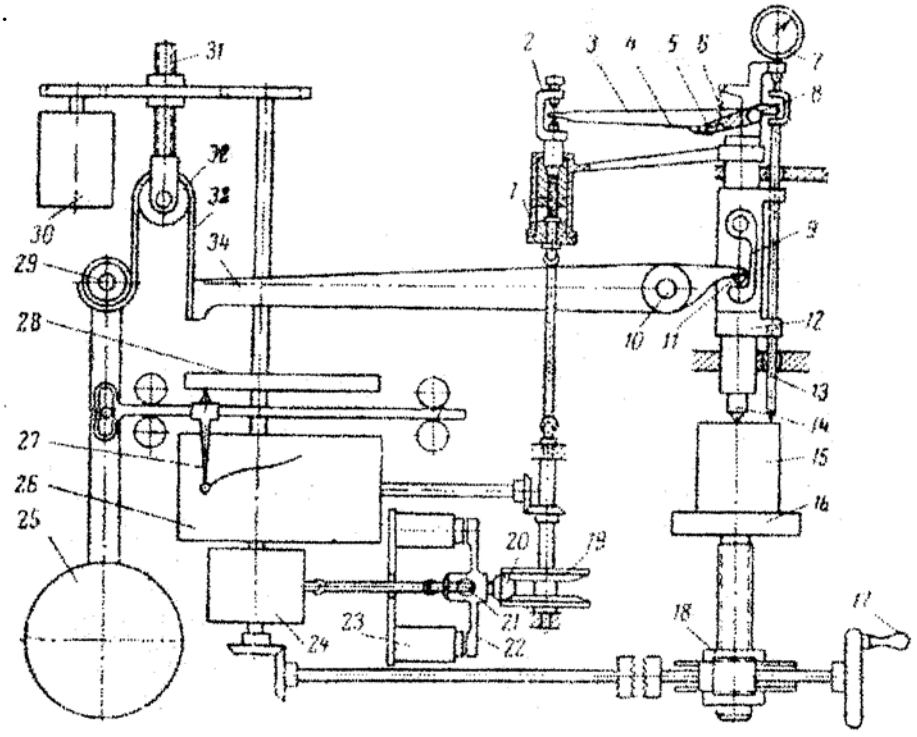


Рис. 2.2. Схема прибора УМГП-4 для определения механических свойств горных пород

1 – ходовой винт; 2 – подвижная головка; 3, 5 – детали рычага; 4 – пружина; 6 - пружина; 7 – индикатор часового типа; 8 – ось; 9 – траверса; 10 – ось; 11 – нож; 12 – шток; 13 – измерительная ножка; 14 – штамп; 15 – образец; 16 – столик; 17 – маховик; 18 – редуктор; 19 – диски; 20 – ролик; 21 – ролик; 22 – рычаг двусторонний; 23 – электромагниты; 24 – электродвигатель; 25 – маятник; 26 – барабан; 27 – перо; 28 – шкала; 29 – ось; 30 – электродвигатель; 31 – ходовой винт; 32 – ролик; 33 – лента; 34 - рычаг

При испытании сильно пористых и крупнозернистых пород рекомендуется использовать штампы с площадью основания 5мм^2 и более, для твердых плотных и однородных пригодны штампы с площадью основания 2 мм^2.

В любом случае надо размещать штамп на поверхности образца таким образом, чтобы на контакте находилось не менее трех зерен горной породы.

Прибор УМГП-4 состоит из трех основных узлов: нагрузочного приспособления, электрического индикатора для измерения деформации и столика для установки испытуемого образца.

Испытание пород при помощи этого прибора производится следующим образом.

1. Центрируют верхнее основание штампа по центру штока 12, передающего нагрузку.

2. Образец 15 устанавливают на столик 16 прибора так, чтобы поверхность образца была вплотную прижата к поверхности штампа.

3. После пуска прибора во время нагружения штампа на барабане самопищущего прибора регистрируется нагрузка и соответствующая ей деформация (диаграмма деформации).

4. Испытания можно проводить на обеих рабочих поверхностях образца.

5. Расстояние между соседними осями вдавливания штампа должно быть таким, чтобы кратчайшее расстояние между ближайшими точками зон разрушения было не менее диаметра зоны разрушения.

6. Для измерения объема лунок, образующихся на образце после испытания, делаются слепки лунок при помощи парафина.

По диаграмме деформаций (рис.2.3) определяются твердость, предел текучести (условный), коэффициент пластичности и удельная контактная работа разрушения породы.

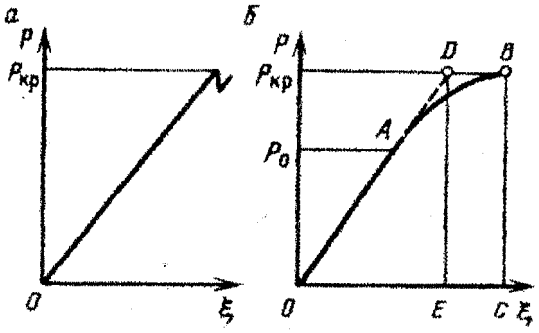


Рис. 2.3. Графики деформирования упругой (а) и упругопластичной (б) горной породы под штампом

Твердость по штампу

$$\rho_ш = P_{кр}/ S , \qquad (2.14)$$

где S – поверхность контакта, м^2; $P_{кр}$ – критическое значение нагрузки, соответствующее первому скачку разрушения под штампом, МПа.

По характеру деформации под штампом все породы поделены на три класса: хрупкие, упругопластичные, пластичные (весьма пористые).

На графике деформации упругопластичной породы заметны два характерных участка деформации (рис.2.3, б) : ОА – упругая деформация, АВ – пластическая деформация.

Разрушение горной породы под штампом происходит при воздействии нагрузки $P_{кр}>P_o$, где P_o – нагрузка, соответствующая пределу текучести (находится как точка перехода от прямолинейного участка диаграммы деформации к криволинейному), МПа.

Для упругопластичных горных пород определяют также предел текучести

$$\rho_o = P_o/ S \qquad (2.15)$$

и коэффициент пластичности

$$K = \frac{A_{ПД}}{A_{УПР.Д}} \approx \frac{S_{OABC}}{S_{ODE}} \qquad (2.16)$$

где $A_{упр.д}$ – работа на участке условной упругой деформации до разрушения; $A_{пд}$ – работа полной деформации.

Коэффициент пластичности упругопластичных пород находится в пределах $1 <K\leq 6$. В процессе внедрения штампа в пластичные или весьма пористые породы невозможно измерить твердость и коэффициент пластичности. Поэтому для них за твердость условно принимают предел текучести и полагают коэффициент пластичности равным бесконечности.

Существовали и другие методы определения твердости. Например, метод Герца (вдавливание шара), метод Шора (сбрасывание бойка на зашлифованный образец с определенной высоты. По высоте отскока определяется твердость породы). Определить твердость можно также путем сверления породы незатупившимся сверлом при определенной частоте вращения и нагрузке.

Твердость породы ($P_ш$, МПа) по методу вдавливания штампа характеризует локальную прочность пород при вдавливании в неё другого более твердого тела. Экспериментально установлено, что с увеличением $P_ш$ растет предел текучести ($\sigma_т$) породы. Зависимость $\sigma_т$ от $P_ш$ аппроксимируется формулой

$$\sigma_т = 0{,}194\ P_ш^{\,1{,}15} \qquad (2.17)$$

Классификация горных пород по $Р_ш$ и $\sigma_т$, предложенная Л.А. Шрейнером, приведена ниже (табл.2.2).

Таблица 2.2. **Классификация горных пород по (Л.А.Шрейнеру)**

Категория	$Р_ш$, МПа	$\sigma_т$, МПа
I группа (мягкие породы)		
1	< 100	<40
2	100-250	40-110
3	250-500	110-250
4	500-1000	250-550
II группа (породы средней твердости)		
5	1000-1500	550-850
6	1500-2000	850-1200
7	2000-3000	1200-1900
8	3000-4000	1900-2500
III группа (твердые породы)		
9	4000-5000	2500-3500
10	5000-6000	3500-4200
11	6000-7000	4200-5100
12	>7000	>5100

Характеристика пород по группам:

I группа – высокопластичные и сильнопористые породы (глины, аргиллиты и наиболее пористые разновидности алевролитов, песчаников и известняков);

II группа – преимущественно пластично-хрупкие (алевролиты, известняки, ангидриты, доломиты и песчаники);

III группа – преимущественно хрупкие, изверженные и метаморфические породы (кремни, кварциты, окремнелые разновидности известняков и доломитов).

Измерения по методу Л.А. Шрейнера позволяют определить некоторые другие характеристики горных пород. Среди них наибольший интерес представляют удельная объемная работа разрушения, модуль продольной упругости и модуль сдвига.

Удельная объемная работа разрушения – это затрата энергии на разрушение единицы объема горной породы под штампом. Общая работа деформации горной породы до момента разрушения может быть определена по графику нагружение – деформация или рассчитана по формулам.

Работа упругой деформации под штампом вычисляется по формуле

$$А_{упр.д} = Р_{кр}\xi/2, \qquad (2.18)$$

где $А_{упр.д}$ – работа, Дж; $Р_{кр}$ – критическая нагрузка, Н; ξ – упругая деформация, м.

Упругая деформация при вдавливании штампа (для абсолютно упругого тела)

$$\xi = Р_{кр}(1 - \mu^2)/2aE, \qquad (2.19)$$

где а – радиус рабочей поверхности штампа, м; μ – коэффициент Пуассона (можно принять $\mu = 0{,}25$).

Подставив значение ξ в (2.17), получаем

$$A_{упр.д.} = P_{кр}^2 \quad (1-\mu^2)/4aE \qquad (2.20)$$

Полная работа для упругопластичной породы

$$A_{ПД} = \frac{P_{кр}^2\left(1-\mu\right)}{4aE}K$$

(2.21)

Объем разрушенной горной породы V определяется по объему образовавшейся под штампом лунки.

Удельная объемная работа разрушения

$$A_{уд} = \frac{A_{пюд}}{V} = \frac{P_{кр}^2(1-\mu^2)}{4aEV}K \qquad (2.22)$$

или, если подставить $P_{кр} = p_ш \pi a^2$,

Приближенно модуль продольной упругости можно вычислить по формуле (2.19).

$$A_{уд} = \frac{\rho_ш \pi a(1-\mu^2)}{4EV}K \qquad (2.23)$$

Перепишем её в виде

$$E = P_o(1 - \mu^2)/2a\xi . \qquad (2.24)$$

С использованием формулы (2.23) по величине деформации и нагрузке в конце упругой деформации можно определить модуль сдвига

$$G = E/2(1 + \mu). \qquad (2.25)$$

В табл.2.3 в качестве примера приведены некоторые характеристики, определенные по штампу.

Таблица 2.3. **Характеристики горных пород, определенные по штампу**

Горная порода	Твердость по штампу, МПа	Коэффициент пластичности К	Модуль упругости Е, 10^{10}Па	Удельная объемная работа разрушения, Дж/см^3
Глинистый сланец	200-250	1,3-3,3	0,4-0,9	1,5-7,7
Ангидрит	950-1500	2,9-4,3	18-5,4	21-54
Песчаник и алевролит	200-350	1,4-4,3	0,5-3,5	5-59
Известняк	1000-2500	1,5-7,0	1.5-4,0	21-80
Доломит	1000-6000	1,5-6,0	5-9	39-151
Кремень	5000-7000	1,0-2,0	>10	~ 20

Механическая прочность. Механической прочностью горной породы является её способность сопротивляться разрушению под действием внешней нагрузки(статической и динамической), а это, в свою очередь, характеризуется сопротивлением тела его полному (объемному) разрушению. Чем выше предел прочности горной породы, тем больше энергии расходуется на её разрушение. Механическую прочность определяют на сжатие, растяжение (разрыв), скалывание (сдвиг) и на изгиб.

Прочность на одноосное сжатие $\sigma_{сж}$ (МПа) – напряжение, при котором горная порода начинает разрушаться, существенно зависит от минералогического и петрографического состава породы. От величины $\sigma_{сж}$ зависит энергия, расходуемая на разрушение породы.

Прочность на одноосное сжатие определяется на гидравлическом прессе. В момент раздавливания образца регистрируют давление $p_{мак}$. Сила $P_{мак}$ (Н), раздавливающая образец, равна

$$P_{мак} = p_{мак} \cdot S , \qquad (2.26)$$

где S - площадь поршня пресса, см^2.

Предел прочности на сжатие $\sigma_{сж}$(Н/см^2) испытываемого образца вычисляется по формуле

$$\sigma_{сж} = \frac{P_{мак}}{F}, \qquad (2.27))$$

где F – площадь поперечного сечения образца перед испытанием, см^2.

Значения $\sigma_{сж}$(МПа) некоторых пород приведены ниже.

Весьма крепкие и вязкие кварциты	294-490
Весьма крепкие и плотные базальты и мелкозернистые граниты	235
Очень крепкие граниты диабазы, диориты	216
Базальты, порфиры, амфиболиты граниты	196
Гнейсы, сиениты, порфириты	177
Песчаники, известняки, крепкие магнетиты, сланцы	118-137
Мраморы, доломиты, известняки, сидериты	98
Известняки, песчаники	78,5
Гипсы	49
Песчаные сланцы	39
Каменная соль	20-40
Каменные угли	20

Прочность на скалывание (сдвиг) можно определить методом одностороннего среза на приборе Гороновича. Прочность на скалывание $\sigma_{ск}$(Н/см^2) определяется так же, как и в предыдущем случае

$$\sigma_{ск} = \frac{P_{мак}}{F_{ср}}, \qquad 2.28$$

где Fср – площадь среза образца после испытания.

Предел прочности на скалывание у большинства пород составляет от 6 до 10% предела прочности на сжатие. Поэтому желательно, чтобы породоразрушающий инструмент производил в основном скалывание породы.

Упругость горных пород – это их свойство изменять свою форму и объем под действием внешних сил и восстанавливать первоначальную форму и объем после снятия этих внешних нагрузок.

В твердом теле это свойство проявляется в виде упругих деформаций.

Упругие свойства твердых горных пород характеризуются следующими показателями: модулем продольной упругости E (модулем Юнга), коэффициентом Пуассона ν, модулем поперечной упругости G, жесткостью горной породы φ и хрупкостью горной породы.

Модуль продольной упругости E (Н/см^2) (модуль Юнга) – характеризует упругие свойства пород, т.е. сопротивляемость твердого тела упругой деформации при сжатии или растяжении и является отношением нормального напряжения σ к соответствующему относительному удлинению (или упрочнению) ε при одноосном растяжении (или сжатии)

$$E = \frac{\sigma}{\varepsilon} = \frac{\sigma}{\Delta l / l} \qquad (2.29)$$

где ℓ - первоначальная длина твердого тела, см; Δℓ - абсолютное удлинение при растяжении или абсолютное упрочнение при сжатии, см; ε – относительная продольная деформация, безразмерная величина.

Чем выше значение E, тем больше сопротивление порода оказывает в процессе бурения, и тем лучше она разрушается ударными нагрузками.

Для стали E изменяется от $2\cdot10^7$ до $2{,}2\cdot10^7$ Н/см^2, для дерева E = 10^6 Н/см^2, для горных п ород E изменяется от 10^5 до 10^7 Н/см^2. При определении твердости породы по Л.А. Шрейнеру (штампу) по величине деформации образца можно определить величину модуля продольной упругости по формуле

$$E = \frac{p_m(1-\nu^2)}{d \cdot \varepsilon}, \qquad (2.30)$$

где $p_м$ – нагрузка для какой-либо точки экспериментальной кривой в упругой области, Н (см. рис.2.3); ε - соответствующая деформация образца породы (т.е. общая деформация за вычетом пуансона, см; ν - коэффициент Пуассона; d – диаметр опорной поверхности штампа, см.

Коэффициент поперечной упругости G(Н/см^2) определяет способность материала (породы) сопротивляться изменению формы при сохранении объема

$$G = \frac{\tau}{\varphi} = \frac{E}{2(1+\nu)} \quad , \qquad (2.31)$$

где τ – касательное напряжение, Н/см^2; φ – угол сдвига между плоскостями, к которым приложено касательное напряжение.

Коэффициент поперечной деформации (коэффициент Пуассона) является отношением относительной поперечной деформации ε_1 и относительной продольной деформации ε при растяжении или сжатии

$$V = \frac{\varepsilon_1}{\varepsilon} \quad . \qquad (2.32)$$

Значение величины коэффициента Пуассона ν необходимо при определении коэффициента бокового распора для различных горных пород, определения модуля продольной и поперечной упругости и др.

Коэффициент Пуассона ν для различных твердых тел изменяется от 0 до 0,5; для стали от 0,25 до 0,33; каучука 0,47; для горных пород от 0,10 до 0,45 (табл.2.4).

Таблица 2.4. **Значения коэффициента Пуассона для различных пород**

Горные породы	Коэффициент Пуассона ν	Горные породы	Коэффициент Пуассона ν
Сланцы глинистые	0,10-020	Известняки	0,28-0,33
Глины плотные	0,25-0,35	Песчаники	0,30-0,35
Граниты	026-0,29	Каменная соль	0,44

Жесткостью горной породы ς называется отношение нагрузки Р, действующей на пуансон при его вдавливании, к деформации δ породы, которая вызвана этой нагрузкой

$$G = \frac{P}{\delta} \qquad (2.33)$$

Хрупкостью горной породы называется свойство ее разрушаться без заметной пластической деформации под воздействием внешних сил.

Коэффициентом хрупкости $К_{хр}$ называется отношение работы упругой деформации

$$K_{кр} = \frac{A_{уп}}{A_{об}} \qquad (2.34)$$

породы $А_{уп}$ к общей работе $А_{об,}$ затрачиваемой на деформацию и разрушение пород под пуансоном

Для упругохрупких пород $К_{хр}$ =1, для упругопластичных пород $К_{хр}$ <1, для идеально пластичных $К_{хр}$ = 0.

Пластичностью горных пород называется свойство горной породы необратимо деформироваться от воздействия внешних сил. Это свойство проявляется в виде пластиче-

ских деформаций, которые не исчезают после снятия нагрузки и поэтому называются остаточными деформациями. Пластические свойства характеризуются условным пределом текучести и коэффициентом пластичности.

Условным пределом текучести p_o горной породы называется напряжение материала пород при вдавливании, при котором упругие деформации переходят в пластические. Для горных пород первой и второй группы (см. табл.2.2) условный предел текучести горной породы определяется по формуле (2.15). Для пород третьей группы (см. табл.2.2) условный предел текучести отсутствует.

Коэффициентом пластичности К горных пород по Л.А. Шрейнеру, называется отношение общей работы, затрачиваемой на деформацию и разрушение пород под пуансоном, к полной работе упругих деформаций породы. Коэффициент пластичности К определяется по формуле (2.16).

На основе методики оценки пластичности Л.А. Шрейнера все горные породы разделены на три основных класса: упруго-хрупкие (К=1, целесообразно разрушение путем ударного воздействия и раздавливания), пластично-хрупкие (1<К<6, допустимо режущее и режуще-скалывающее воздействие), пластичные (К>6, наиболее эффективное разрушение в процессе бурения обеспечивается резанием). Коэффициент пластичности пород, не дающих хрупкого разрушения, условно принимается равным бесконечности. Для количественной оценки пластичности пород этого типа В.В. Булатов и В.С. Федоров (1966 г.) предложили условный коэффициент пластичности вычислять через отношение общей работы деформирования породы при вдавливании штампа на глубину, равную его диаметру, к работе, затрачиваемой на упругое деформирование породы тем же штампом.

По величине К все породы разделены на шесть категорий:

Категория	1	2	3	4	5	6
К	1	>1÷2	>2÷3	>3÷4	>4-6	>6-8.

К 1-ой категории относятся хрупкие породы ($p_ш$ ≥4000Н/мм^2), от 2-ой по 5-ю - пластично-хрупкие ($p_ш$= 1000÷4000Р/мм^2), а к 6-ой – высокопластичные и сильно пористые ($p_ш$< 1000 Н/мм^2). Коэффициенты пластичности некоторых пород приведены в табл. 2.2.

Под *трещиноватостью и кливажем* понимают снижение сопротивляемости горных пород механическим воздействиям, что облегчает отбойку (отделение) их от массива. Однако при попадании, например, лезвия бура в такие трещины может произойти заклинка инструмента и его поломка.

Кливаж – это система параллельных трещин, не совпадающих с первичной текстурой и слоистостью пород. Итак, физико-механические свойства пород зависят от твердости и размера зерен породоразрушающих минералов, количества и минерального состава цемента, от молекулярных связей между отдельными зернами минералов. Физико-механические свойства пород, а, следовательно, и их буримость зависят также от текстуры и структуры породных образований, от внутреннего строения породы и особенно их сланцеватости и анизотропности. При этом максимальная твердость сланцеватой породы наблюдается при вдавливании в неё резцов в направлении падения или поднятия слоев и минимальная – в направлении, нормальном к поверхности напластования .

Абразивность горных пород

Абразивностью (лат. слово abrasio- соскабливание) называется способность горных пород изнашивать поверхность контакта другого, более твердого тела(резца, зубка, лезвия и т.д.) в процессе трения при движении.

Различают два вида абразивного износа: первичный и вторичный.

Первичный износ осуществляется разрушаемой породой. Он зависит от абразивных свойств разбуриваемой породы, от износостойкости рабочих элементов породоразрушающего инструмента, от параметров режима бурения, от продолжительности контакта породоразрушающего инструмента с породой в процессе бурения.

Вторичный износ - осуществляется частицами разрушенной породы (шламом). Он зависит от твердости и абразивности частиц породы, отделенных от забоя, от количества этих частиц в призабойной зоне, т.е. от скорости бурения и интенсивности промывки (продувки) забоя.

При бурении алмазными коронками и долотами особенно важен вторичный износ.

Абразивность пород в значительной степени зависит от твердости минералов, слагающих породы. Чем тверже минерал, тем выше абразивность породы. Особенно большой абразивностью обладают песчаники с кварцевыми зернами угловатой формы, сцементированные менее твердым материалом.

К факторам, повышающим абразивную способность горных пород, можно отнести: твердость зерен пород, умеренную прочность связей между зернами, форму зерен, размер зерен, пористость пород, степень неоднородности пород, влажность и водонасыщенность.

Определение абразивности и динамической прочности пород. Абразивность горной породы оценивается по интенсивности износа эталонного образца при взаимодействии с породой. Показатель абразивности зависит от того, какой материал принят за эталонный (сталь, твердый сплав и т.д.).

Методов измерения абразивности довольно много. В качестве примера рассмотрим метод, предложенный в 1959 г. Л.И. Бароном и А.В. Кузнецовым.

Он состоит в том, что в течение определенного времени истирают вращающийся стальной стержень о необработанную поверхность испытуемого образца. Потеря массы стержня принимается за характеристику абразивности породы.

Стержень диаметром 8 мм изготавливают из незакаленной стали-серебрянки У8. С одной стороны в нем высверливают отверстие диаметром 4 мм и глубиной 10-12 мм.

Первоначальную массу стержня определяют с точностью до 0,1 мг. Затем стержень устанавливают в станок, подводят к поверхности образца и истирают под нагрузкой 150Н и с частотой 400 мин$^{-1}$ сначала одним концом в течение 10 мин, потом другим – тоже в течение 10 мин. Во время опыта следят за тем, чтобы стержень работал на горизонтальной поверхности образца и чтобы нагрев стержня не превышал 200-220°С. После окончания опыта стержень промывают в бензине и на весах определяют конечную массу с точностью до 0,01 мг.

Показатель абразивности определяют по формуле

$$Z = (m_1 - m_2)/2, \qquad (2.35)$$

где m_1,m_2 – масса стержня соответственно начальная и после опыта, мг.

Этот метод определения абразивности весьма прост, но вместе с тем обладает существенным недостатком: поверхность, о которую истирается стержень в процессе измерения, меняется вследствие насыщения частицами металла и ее абразивность снижается.

Метод измерения абразивности, предложенный Л.А. Шрейнером, в некоторой степени позволяет избежать указанного недостатка. По этому методу образец породы устанавливают на столе, перемещаемом со скоростью 4 мм/мин. В контакт с образцом вводят режущий диск диаметром 30 мм и толщиной 2,5 мм, изготовленный из углеродистой закаленной стали марки У8. Частота вращения диска может изменяться в широком диапазоне от 300 до 1400 мин$^{-1}$, а нагрузка, с которой диск прижимают к поверхности образца, может варьировать в пределах от 10 до 300Н. Во время опыта поверхность образца очищают водой или воздухом.

По результатам испытания определяют коэффициент абразивности (в см^3/Дж)

$$\omega \cdot 10^{-9} = \Delta V/PL, \qquad (2.36)$$

где ΔV – общий объемный износ материала диска, $см^3$; P – нагрузка, H ; L - суммарный путь относительного перемещения, м (определяется по показателю суммарного количества оборотов с учетом диаметра диска).

По этому методу можно получить ряд других показателей абразивности, например показатель относительного износа, равный отношению объема изношенной стали к объему разрушенной породы.

Наряду с лабораторными методами определения основных механических параметров горных пород в последнее время получают развитие полевые способы измерения некоторых свойств на частицах шлама. Хотя и сами способы, и применяемая аппаратура несовершенны, идея использования шлама для определения свойств весьма перспективна.

Ниже изложены основные положения ОСТ 41-89-74. Основой стандарта являются числовые значения динамической прочности ($F_д$), абразивности ($К_{абр}$), объединенного (расчетного) показателя ($р_м$) горных пород, определяемые с помощью комплекта прибора ПОАП-2М (рис.2.4 ,2.5 и 2.6) и методики, разработанной в ЦНИГРИ Н.И. Любимовым и др.

Стандарт введен для определения категорий буримости горных пород в порядке контроля визуального метода определения категорий, которым пользуются геологи в производственных условиях.

Метод распространяется на горные породы V-XII категорий буримости для вращательного бурения применительно к общепринятой классификации.

Установлено, что такие породы, как мел, мергель, каолин, аргиллит, слабый алевролит, боксит, талько-магнезит, бурый уголь, нетвердые железные руды, при определении их динамической прочности обнаруживают большую остаточную деформацию. На указанные породы метод не должен распространяться. По этой причине метод не распространяется и на первые четыре категории пород по буримости, представленные нетвердыми породами. Метод также не рекомендуется распространять на каменные угли, отличающиеся высокой степенью дробимости, которая определяется по ГОСТ 15490-70.

Отбор образцов. Отбор образцов производится из керна горных пород, полученного при бурении вращательным способом. Размеры образца: длина 20-25 см при бурении коронками диаметром 46-59 мм и 15-18 см при бурении коронками диаметром 76-92 мм.

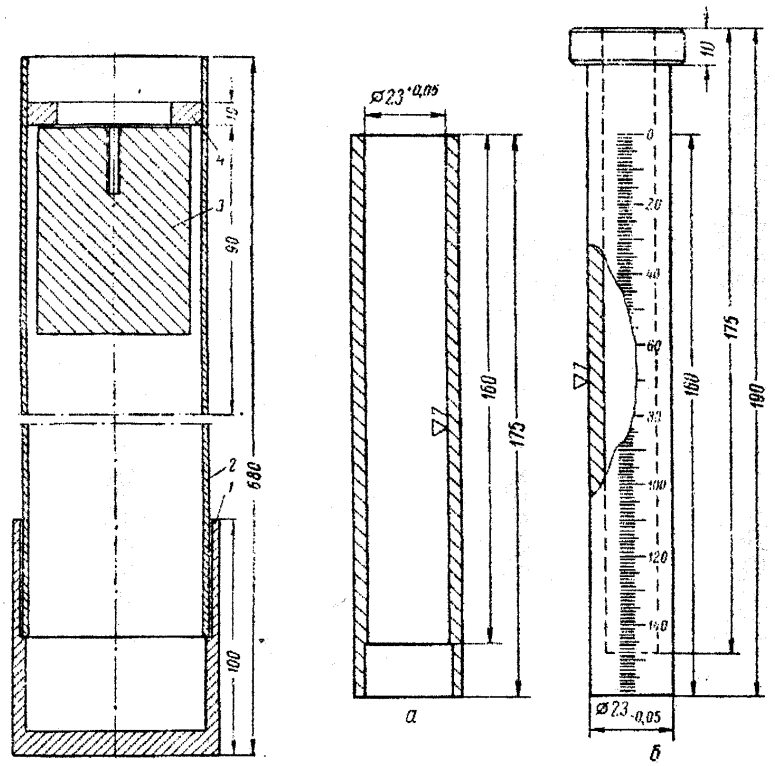


Рис. 2.4. Схема прибора для определения динамической прочности горных пород по методу толчения
1 – стакан; 2 – труба; 3 – груз (гиря); 4 - упор

Рис. 2.5. Схема объемометра
а – трубка; б – поршень

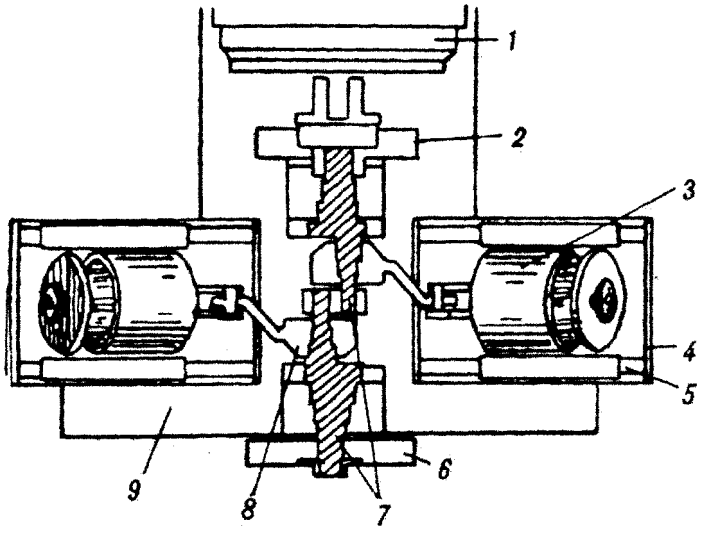


Рис. 2.6. Схема прибора ПОАП-2М для определения абразивности горных пород
1 – электродвигатель; 2 – муфта; 3 – рабочий орган; 4 – скоба; 5 – направляющая; 6 – маховик; 7 – вал; 8 – шатун; 9 – плита (основание прибора)

Подготовка проб из образцов осуществляется в следующем порядке: испытуемый образец породы разбивается на куски изометрической формы без острых углов размером 1,5-2,0 см в поперечнике; набираются две пробы, каждая проба состоит из 25 кусков и разделяется на пять частей по пяти кусков.

Аппаратура. При определении категорий пород применяются: прибор определения динамической прочности(крепости) горных пород ПОК; прибор определения абразивности горных пород ПОАП-2М; весы типа ВР-5 по ГОСТ 359-54.

В серийном выпуске прибор ПОК входит как составная часть в комплект прибора ПОАП-2М.

Материалы. Для работы необходимы следующие материалы: дробь №4 ОТ-1 диаметром 3,25 мм по ГОСТ 7837-55. В случае отсутствия дробь №4 можно заменить дробью №5 диаметром 3,0 мм марки ОТ-1 или №3 диаметром 3,5 мм марки ОТ-II (при этом количество дробинок в опыте будет различным, правила подбора их описаны ниже); порошок электрокорундовый №12 по ГОСТ 3647-71.

Принадлежности. Загрузочные цилиндры из стекла органического СОЛ по ГОСТ 15809-70 – 18 шт. (6 для проведения опыта, 6 – для промывки дроби после опыта, 6 – запасные). Сито из сетки №5 по ГОСТ 3826-66. Мерка емкостью 1 $см^3$.

Подготовка к испытанию. Дробь протирают сухим хлопчатобумажным материалом. Дробинки неправильной формы (сплющенные, вытянутые и т.п.) отбраковываются. Далее производят подбор дробинок в навеске, для чего заготовляют 6 навесок по 21 дробинке диаметром 3,25 мм или 26 дробинок диаметром 3,0 мм, либо 14 дробинок диаметром 3,5 мм. Повторное использование дроби не допускается. Взвешивают каждую навеску

дроби. Определение массы дроби при каждом взвешивании следует производить с точностью до 10 мг.

Загружают в каждый загрузочный цилиндр навеску дроби и 1 см3 электрокорундового порошка. Загрузочные цилиндры с дробью и электрокорундовым порошком помещают в прибор ПОАП-2М и включают его на 20 мин, при этом электродвигатель должен совершить 28 тыс. оборотов, которые контролируются счетчиком прибора.

Каждую навеску после указанного опыта помещают в сосуд с водой и после перемешивания (споласкивания) извлекают и вытирают насухо чистым хлопчатобумажным материалом.

Промытую дробь взвешивают. Потеря массы дроби в каждой пробирке должна быть 200±10 мг. В случае отклонения массы дроби от указанного необходимо изменить количество дробинок в навеске и работу повторить.

Проведение испытаний. Каждую часть пробы, состоящую из пяти кусков, помещают в стакан прибора ПОК и производят 10 сбрасываний гири массой 2,4 кг с высоты 600 мм (груз поднимается до упора). Продукт разрушения всех пяти частей каждой пробы породы просеивают через сито с размером стороны ячейки в свету 0,5 мм. Прошедшую через сито фракцию 0,5 мм и менее ссыпают в трубу объемомера. В трубу свободно вставляют до упора цилиндр и снимают отсчет «h» по шкале цилиндра в миллиметрах.

Раздробленную горную породу фракции 0,5 мм и менее высыпают из объемомера на лист чистой бумаги в виде конуса, затем конус с помощью пластинки развертывают в диск, который снова пересыпают в конус. Процесс перемешивания повторяют два-три раза для получения однородной среды. Из противоположных частей диска отбирают две пробы объемом 1 см^3 каждая.

Загрузочные цилиндры с дробью и пробами помещают в прибор ПОАП-2М и включают на 20 мин. После испытания дробь промывают, для чего каждую навеску дроби помещают в чистые загрузочные цилиндры, заполненные на ⅔ объема водой. Загрузочные цилиндры с дробью и водой помещают в прибор ПОАП-2М и включают его на 5 мин. Промытую дробь протирают сухим хлопчатобумажным материалом, взвешивают каждую навеску и определяют потерю массы дроби Q (в миллиграммах).В итоге составляют протокол испытаний по форме, указанной в ОСТе.

Коэффициент динамической прочности пород ($F_д$) определяют по формуле К.И. Сыскова и М.М.Протодьяконова

$$F_д = \frac{20 \cdot n}{h} = \frac{200}{h} \ , \qquad (2.37)$$

где n=10 – число сбрасываний груза на приборе ПОК; h - отсчет по шкале цилиндра объемомера, в мм.

Коэффициент абразивности ($К_{абр}$) исследуемой породы определяют по формуле:

$$K_{обр} = \frac{Q}{100} \ , \qquad (2.38)$$

где Q – потеря масссы дроби, в мг.

Коэффициенты динамической прочности и абразивности определяются по двум пробам.

За средние значения $F_д$ и $К_{абр}$ принимаются среднеарифметические двух определений при условии

$$z = \frac{x_1 - x_2}{(x_1 + x_2)/2} 100 \le 25\% \qquad (2.39)$$

где x_1 и x_2 – значения двух определений $F_д$ или $К_{абр}$.

В случае отклонения от приведенного условия проводятся дополнительные определения. Из полученных значений $F_д$ или $К_{абр}$ выбираются те два, для которых z отвечает приведенному условию и меньше по величине.

Объединенный показатель динамической прочности и абразивности ($\rho_м$) определяется по формуле

$$\rho_м = 3F_д^{0,8}K_{обр}. \quad (2.40)$$

Для расчета рекомендуется использовать справочную таблицу значений $F_д^{0,8}$, приведенную в ОСТ 41-89-74. Объединенный показатель определяется также по номограмме (рис.2.7). Для вращательного бурения отмечается преимущественное влияние абразивности пород.

Для ударно-вращательного бурения Н.И. Любимов и Л.И. Носенко рекомендуют другую формулу

$$\rho_{м1} = 2F_д K_{абр}^{0,41}, \quad (2.41)$$

отражающую преимущественное влияние на показатели этого вида бурения коэффициента динамической прочности.

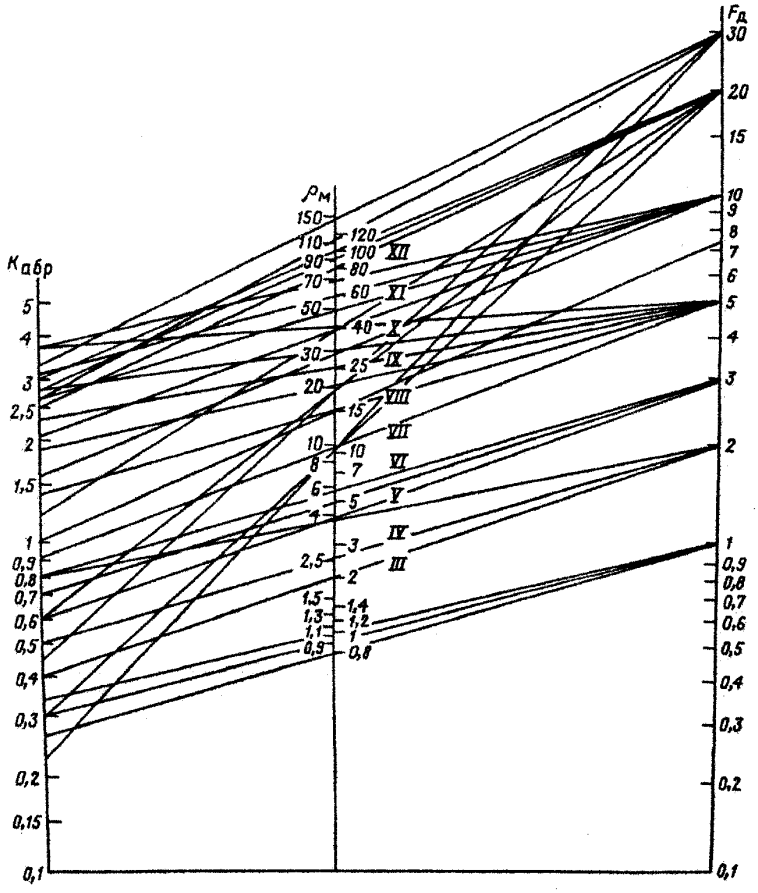


Рис. 2.7. Номограмма для определения объединенного показателя буримости

Влияние глубины залегания пород на их механические свойства

С увеличением глубины залегания горных пород их физико-механические свойства могут изменяться, так как породы, залегающие на больших глубинах, подвергаются значительному всестороннему сжатию, вызванному геостатическим (горным) давлением. Если выделить внутри массива пород некоторый объем, например, в форме куба, то на грани этого куба будут действовать вертикальное сжимающее и горизонтальное (или боковое) давление.

Величина бокового распора, которая характеризуется коэффициентом бокового распора А, показывает, какую долю вертикального давления составляет сила бокового распора

$$A = \frac{\mu}{1-\mu} \qquad (2.42)$$

где μ – коэффициент Пуассона.

Под влиянием всестороннего сжатия происходит уплотнение пород. Особенно уплотняются пористые породы. Уплотнение породы сопровождается снижением её буримости. Следует отметить, что породы высокой твердости ($р_ш$ > 3000Н/см^2) мало изменяют свои механические свойства под влиянием высоких давлений и температур. Наоборот, осадочные породы невысокой твердости и плотности на больших глубинах уплотняются и их твердость может повышаться в 3-4 раза, в связи с чем изменяется и их буримость. Так, на глубине 10000 м при $\rho_{породы}$ =2,5 геостатическое давление σ должно достигнуть величины

$$\sigma = \frac{10000}{10} \cdot 2{,}5 = 25000 H / см^2 .$$

Однако современные исследования опровергают этот вывод. До последних лет считалось, что пластовое давление с глубиной изменяется по закону гидростатики. Поэтому на больших глубинах породы под огромным геостатическим давлением сильно уплотняются и лишены пористости и проницаемости, но на основании фактических данных о пластовом давлении в скважинах, которые сообщил К. Орфаниди в ж. «Наука и жизнь», пробуренных в США, СССР, Румынии, Венгрии и Японии (всего около 130 скважин глубиной до 8 км), установлено , что пластовое давление только до глубины 1000-2000 м следует закону гидростатики. Пластовое давление с глубиной приближается к геостатическому давлению.

Эти данные свидетельствуют о том, что эффективное давление, под которым происходит сжатие и уплотнение пород, представляющее собой разность между геостатическим и пластовым давлением, с глубиной перестает увеличиваться и на глубине 7-8 км приближается к нулю, благодаря чему породы и на больших глубинах сохраняют пористость, проницаемость и находятся в разуплотненном состоянии. Это было убедительно доказано бурением глубинной скважины СГ-3 на Кольском полуострове.

Несмотря на это породы в недрах земли, находясь в состоянии всестороннего сжатия, приобретают упруго-пластические свойства.

Проведение буровых работ вызывает нарушение этого равновесия. В стенках ствола скважины возможно саморазрушение породы в силу действия касательных напряжений, если последние превышают предел прочности горных пород на скалывание, сдвиг и др.

Кроме горного давления необходимо знать и величину гидростатического давления $Р_ж$, Н/м^2, которое всегда присутствует при бурении скважины с промывкой жидкостью.

$$Р_ж = \rho_ж \cdot Н, \qquad (2.43)$$

где $\rho_ж$ – плотность жидкости в скважине, Н/м^3;Н – высота столба жидкости в скважине, м.

Давление, создаваемое столбом жидкости, с одной стороны, поддерживает стенки скважины от обрушения, а с другой – затрудняет разрушение породы при бурении. Следовательно, давление столба промывочной жидкости оказывает отрицательное влияние на механическую скорость бурения.

Если заменить глинистый раствор на водный, то механическая скорость возрастет на 20-30% , а при замене жидкостей на воздух (газ) - в 2-3 раза. Поэтому с увеличением глубины скважины такая замена дает особенно хорошие результаты.

2.4. Классификация горных пород
Буримость горной породы

Буримость породы - это величина углубки скважины за единицу времени чистого бурения (механическая скорость бурения). Она оценивается в м/ч, см/мин или мм/мин. Буримость пород устанавливается опытным путем для определенных горных пород и породоразрушающих инструментов при рациональных режимах бурения. Так как при различных способах бурения механизм разрушения горных пород различен, то и буримость одной и той же породы при различных способах бурения будет также различной.

Буримость характеризуется следующими показателями: механической скоростью бурения, величиной проходки до допустимого износа породоразрушающего инструмента и затрат времени на проходку одного метра скважины. Эти величины зависят не только от свойств пород, но и от вида и конструкции породоразрушающего инструмента и параметров режима бурения.

Критерием отнесения породы к той или иной категории по буримости является углубка скважины за 1 час чистого бурения при определенных условиях (типы и диаметры буровой коронки или долота, глубина скважины и др.). При отклонении от стандартных условий вводится поправочные коэффициенты.

Определение буримости – необходимое условие правильного выбора способа бурения, породоразрушающего инструмента, нормативов трудовых и материальных затрат.

Современная технологическая практика бурения использует классификации горных пород по буримости различными способами. Выделяют следующие основные классификации:

1) для вращательного механического бурения с двенадцатью категориями буримости пород (табл.2.5);
2) для механического ударно-канатного бурения с семью категориями буримости (табл.2.6);
3) для вращательного бурения шнеками с шестью категориями буримости (табл.2.7).

Таблица 2.5. **Классификация типичных горных пород по буримости для вращательного механического бурения**

Категория буримости	Физико-механические свойства		Примерная механическая скорость, м/ч	Горные породы
	Твердость, ρ, Н/мм^2	$\rho_м$		
1	2	3	4	5
I	100	-	30-23	Торф и растительный слой без корней. Рыхлые: лёсс, пески (не плывуны), супеси без гальки и щебня. Ил и иловатые грунты. Суглинки лёссовидные. Трепел. Мел слабый
II	100-250	-	11-15	Торф и растительный слой с корнями или с небольшой примесью мелкой гальки и щебня. Супеси и суглинки с примесью до 20% мелкой гальки или щебня. Пески плотные. Суглинок плотный. Лёсс. Мергель рыхлый. Плывун без напора. Лед. Глины средней

III	250	2 – 3	5,7 – 10	плотности. Мел. Диатомит. Каменная соль (галит). Железная руда охристая. Суглинки и супеси с примесью свыше 20% мелкой гальки или щебня. Лёсс плотный. Плывун напорный. Глины. Алевролиты глинистые. Алевролиты глинистые, слабо сцементированные. Песчаники слабо сцементированные глинистым, известковистым цементом. Мергель. Известняк-ракушечник

Продолжение табл. 2.5

1	2	3	4	5
III				Мел плотный. Гипс. Каменный уголь слабый. Бурый уголь. Сланцы: тальковые, разрушенные, всех разновидностей. Марганцевая руда. Бокситы глинистые
IV	500-1000	3,0-4,5	3,5-5,0	Галечник, состоящий из мелких галек осадочных пород. Мерзлые водоносные пески, ил, торф. Алевролиты плотные, глинистые. Песчаники глинистые. Мергель плотный. Неплотные известняки и доломиты. Магнезит плотный. Пористые известняки и туфы. Гипс кристаллический. Ангидрит. Калийные соли. Каменный уголь средней плотности. Каолин. Сланцы: глинистые, песчано-глинистые, горючие, углистые, алевролитовые. Серпентиниты сильно выветрелые , отальк ованные. Апатит кристаллический. Железная руда мягкая. Бокситы.
V	1000-1500	4,5-6,75	2,5-3,5	Галечно-щебенистые грунты. Галечник мерзлый, связанный глинистым или песчано-глинистым материалом с ледяными прослойками. Мерзлые: песок крупнозернистый, дресва, ил плотный, глины песчанистые. Песчаники на известковистом и железистом цементе. Алевролиты. Аргиллиты. Известняки плотные. Мрамор. Доломиты мергелистые. Ангидрит плотный. Каменный уголь твердый. Антрацит. Сланцы: глинисто-слюдяные, слюдистые, хлоритовые, серицитовые. Филлиты. Дуниты, затронутые выветриванием
VI	1500-2000	6,75-10,1	1,5-2,5	Ангидриты плотные. Глины плотные мерзлые. Конгломерат осадочных пород на известковом цементе. Песчаники: полевошпатовые, кварцево-известковистые. Известняки плотные, доломитизированные, скарнированные. Доломиты плотные. Сланцы кварцево-серицитовые, кварцево-слюдяные,

VII	2000	10,0-15,2	1,9-2,0	кварцево-хлоритовые. Аргиллиты слабо окремненные. Дуниты. Перидотиты. Амфиболиты. Тальково-карбонатные породы. Апатиты. Скарны. Гематито-мартитовые руды. Бурые железняки. Сидериты. Галечник изверженных и метаморфических пород. Щебень мелкий. Конгломераты с галькой (до 50%) изверженных пород на песчано-глинистом цементе. Песчаники

Продолжение табл. 2.5

1	2	3	4	5
VII	2000-3000	10,1-15,2	1,9-2,0	кварцевые. Доломиты весьма плотные. Окварцованные известняки. Фосфоритовая плита. Каолин агальматолитовый. Опоки крепкие, плотные. Сланцы слабоокремненные: амфибол-магнетитовые, роговообманковые, хлорито-роговообманковые. Слаборассланцованные Альбитофиты, кератофиры, порфиры, порфириты, диабазовые туфы. Затронутые выветриванием порфириты. Крупно- и среднезернистые затронутые выветриванием граниты, сиениты, диориты, габбро и другие изверженные породы. Пироксениты, пироксениты рудные. Кимберлиты базальтовые. Скарны кальцитсодержащие авгито-гранатовые. Кварцы пористые (трещиноватые, ноздреватые, охристые). Бурые железняки ноздреватые, пористые. Хромиты. Сульфидные руды. Мартито-сидеритовые и гематитовые руды. Амфибол-магнетитовые руды. Аргиллиты кремнистые.
VIII	3000-4000	15,20-22,80	1,3-1,9	Конгломераты изверженных пород на известковистом цементе. Доломиты окварцованные. Окремненные: известняки доломиты. Фосфориты плотные, пластовые. Сланцы окремненные: кварцево-хлоритовые, кварцево-серицитовые, слюдяные, кварцево-хлорито-эпидотовые. Гнейсы Среднезернистые альбитофиры и кератофиры. Базальты выветрелые. Диабазы. Порфиры и порфириты. Андезиты Диориты, не затронутые выветриванием. Лабрадориты, перидотиты. Мелкозернистые, затронутые выветриванием граниты, сиениты, габбро. Затронутые выветриванием гранито-гнейсы, пегматиты, кварц-турмалиновые породы Скарны крупно- и среднезернистые кри-

				сталлические: авгито-гранатовые, авгито-эпидотовые Эпидозиты. Кварцево-карбонатные и кварцево-баритовые породы. Бурые железняки пористые. Гидромагнетитовые руды плотные. Кварциты: гематитовые, магнетитовые. Колчедан плотный. Бокситы диаспоровые
IX	4000-5000	22,8-34,2	0,75-1,2	Базальты, не затронутые выветриванием. Конгломераты изверженных пород на кремнистом цементе. Известняки карстовые. Кремнистые песчаники, известняки. Доломиты кремнистые. Фосфориты пластовые окремненные Сланцы кремнистые. Кварциты: магнетитовые и гематитовые тонкополосчатые, плотные мартито-магнетитовые. Роговики амфибол-магнетитовые и серицитизированные Альбитофиры и кератофиры. Трахиты. Порфиры окварцованные. Диабазы тонкокристаллические. Туфы окремненные, ороговикованные. Затронутые выветриванием: липариты, микрограниты. Крупно- и среднезернистые граниты, гранито-гнейсы, гранодиориты. Сиениты. Габбро-нориты. Пегматиты Березиты Скарны мелкокристаллические: авгито-эпидото-гранатовые, датолито-гранато-геденбергитовые. Скарны крупнозернистые гранатовые. Окварцованные: амфиболит, колчедан. Кварцево-турмалиновые породы, не затронутые выветриванием. Бурые железняки плотные. Кварцы со значительным количеством колчедана Бариты плотные
X	5000-6000	34,2-51,2	05-0,75	Песчаники кварцевые сливные . Джеспилиты, затронутые выветриванием, фосфорито-кремнистые породы. Кварциты неравномерно-зернистые Роговики с вкрапленностью сульфидов. Кварцевые: альбитофиры и кератофиры. Липариты. Мелкозернистые: граниты, гранито-гнейсы, гранодиорит Микрограниты. Пегматиты плотные, сильно кварцевые. Скарны мелкозернистые: гранатовые, датолито-гранатовые. Магнетитовые

XI	6000-7000	51,2-76,8	0,3-0,5	и мартитовые руды, плотные, с прослойками роговиков. Бурые железняки окремненные. Кварц жильный. Порфириты сильно окварцованные и ороговикованные Альбитофиры тонкозернистые, ороговикованные Джеспилиты, не затронутые выветриванием. Сланцы яшмовидные, кремнистые. Кварциты. Роговики железистые очень твердые Кварц плотный. Корундовые породы. Джеспилиты гематито-мартитовые и гемма-

Продолжение табл. 2.6.

1	2	3	4	5
XII	7000	76,8-115,2	0,15-0,25	тито-магнетитовые Совершенно не затронутые выветриванием монолитносливные : джеспилиты, кремень. Яшмы, роговики, кварциты, эгириновые и корундовые породы

Таблица 2.6. **Классификация горных пород по буримости ударно-канатным способом на россыпях и соотношение пород по категории**

Категория пород	Частота, %	Наименование пород
1	**2**	**3**
I	<0,1	Растительный слой и рыхлые пески, торф, растительный слой с примесью глины и песка, чернозем нормальной влажности, устойчивые слабо сцементированные (неплывунные) пески и рыхлые песчано-глинистые грунты (супеси) без гальки и щебня, рыхлый лёсс. Водоносные илы и болотные грунты, не дающие пробки
II	7,1	Несвязанные мелкогалечные и песчано-глинистые грунты устойчивые пески и супеси, связанные глиной, с небольшой примесью гальки и щебня; неуплотненные мелкогалечные грунты, не связанные глиной; песчано-глинистые грунты с небольшим количеством гальки и щебня. Лёсс, лёссовидные суглинки, каолин. Плывуны, дающие пробку и лед
III	20,7	Глинистые и связанные глиной галечные грунты с редкими валунами; крупно-галечные и песчано-щебневые грунты, слабосцементированные глиной. Плотная сухая и сырая, жирная вязкая глина (месника); плотные суглинки. Рыхлые каолинизированные продукты выветривания изверженных и метаморфизованных пород. Каменный уголь, рыхлый мергель, мягкие глинистые сланцы, пористые известняки и туфы
IV	40,6	В плотике сильно разрушенные коренные породы, превращенные в дресву , прочие мелкие продукты выветривания

		Плотносцементированные крупногалечные грунты с редкими валунами Крепкий каменный уголь, каменная соль бокситы, мергель, аргиллиты, опоки, известняк-ракушечник, магнезит, мокрая мягкая железная руда. Плотная сухая или жирная вязкая глина (месника) с крупной галькой, щебнем и ребровиком. Крупногалечные грунты, сцементированные плотной жирной глиной (месникой); плотные щебнистые грунты, сцементированные глиной, с крупными угловатыми обломками (элювий, валунные глины) Разрушенные мелкообразные (в плотике) песчаники, известняки, глинистые, песчано-глинистые, углистые, слюдистые, известковистые сланцы, плотные мергели; отальк ованные змеевики и плотные породы с весьма частыми трещинами

Продолжение табл.2.6

1	2	3
V	20,2	Кристаллический гипс; крепкий каменный уголь с включением конкреций колчедана и кремня; доломиты . Конгломерат («запека», или «горелка») с песчаноглинистым веществом между галькой, скрепленной железистым, известковистым и прочим средней крепости цементом Сильно валунистые грунты с содержанием от 20 до 40; крупных (диаметром до 0,3 м) валунов и угловатые, беспорядочно расположенные обломки плотика (ребровки, плиты, глыбы). Крупноразборные трещиноватые (в плотике) песчаники, известняки; песчаноглинистые, глинистые, углистые, тальковые и слюдистые сланцы и прочие коренные породы средней трещиноватости
VI	-	Сильно валунистые грунты с содержанием свыше 40% крупных валунов (диаметр до 0,5 м), требующих применения взрывных работ. Трещиноватые (в плотике) метаморфические и кристаллические сланцы, изверженные (граниты, диориты, сиениты, габбро и др.) и крепкие осадочные (известняки, доломиты, песчаники. Толстослоистые сланцы и др.) породы
VII	-	Галечники и щебень с большим количеством (более 3,5 %) крупных валунов кристаллических пород. Кремнистые сланцы, известняки, песчаники, мелкозернистые изверженные породы: граниты, сиениты, диориты, габбро. Конгломераты кристаллических пород на кремнистом цементе

Примечание: При разбуривании валунов их следует относить к категории пород, которые присущи данным валунам

Таблица 2.7 **Классификация горных пород по буримости для шнекового бурения**

Категория пород по буримости	Горные породы	Время чистого бурения 1 м, мин
1	**2**	**3**
I	Растительный слой с небольшой примесью гальки и гравия (до 10%). Иловатые породы. Трепел. Рыхлые: лёсс, песок, супесь, суглинок.	0,8

II	Песчано-глинистые породы с примесью до 10% мелкой гальки и гравия. Глины пластичные. Диатомит, сажи. Пески средней плотности.	1,5
III	Песчано-глинистые породы с примесью мелкой гальки, гравия и щебня (от 10 до 30%). Полутвердые супеси. Глины и суглинки. Слежавшийся лёсс. Рыхлые мергели. Мел слабый. Сухие пески. Уголь бурый.	2,0
IV	Песчано-глинистые породы со значительной (свыше 30%) примесью гальки, гравия и щебня. Твердые глины, суглинки и супеси. Каолин, гипс, ангидрит, фосфорит, опоки.	4,1

Продолжение табл. 2.7

1	2	3
IV	Каменная соль, каменный уголь. Мел плотный. Пористый известняк-ракушечник. Мерзлые: песок, ил, торф, суглинок.	
V	Мерзлые глины весьма твердые. Глинистый песчаник, крупнозернистый песчаник с примесью галечника. Плотный ил и дресва с ледяными прослойками. Лед.	7,2
VI	Мерзлые галечники с глинистыми или песчаными заполнителями. Твердые глины с включениями сидеритов и доломитов.	12,7

2.5. Виды разрушения горных пород при бурении

При бурении на забое отмечаются следующие виды разрушения горных пород: поверхностное, усталостное и объемное.

Поверхностное разрушение имеет место тогда, когда на контакте лезвий породоразрушающего инструмента с породой возникает напряжение меньше прочности породы на вдавливание (твердость)

$$\frac{P}{F} < P_{Ш}\,, \tag{2.44}$$

где Р – осевая нагрузка на породоразрушающий инструмент, Н; F – общая площадь контактов рабочих элементов породоразрушающего инструмента с породой, мм^2; $Р_ш$ – твердость породы при вдавливании пуансона, Н/мм^2.

В этом случае разрушение породы будет происходить только вследствие трения, т.е. это абразивный износ. Этот вид разрушения не эффективен.

Усталостное разрушение происходит в том случае, если вначале бурения, , но в результате многократного силового воздействия на породу в ней развивается система микротрещин. Поэтому твердость породы забоя постепенно снижается и периодически возникают условия для объемного (полного) разрушения.

Объемное разрушение возникает тогда, когда на контакте резцов(зубков) породоразрушающего инструмента с породой возникает напряжение, превосходящее твердость пород на вдавливание (критическое напряжение). В этом случае

$$\frac{P}{F} > P_{Ш}\,, \tag{2.45}$$

и породоразрушающий инструмент при вращении будет наиболее эффективно разрушать породу.

При бурении разрушается и породоразрушающий инструмент (износ и затупление резцов), поэтому F в процессе бурения будет увеличиваться. При бурении с заточенными резцами вначале наблюдается объемное разрушение, которое вследствие затупления резцов переходит в усталостное и, наконец, в поверхностное. В связи с этим надо стремиться производить бурение при объемном разрушении породы и извлекать из скважины породоразрушающий инструмент для его замены на стадии усталостного разрушения.

3. БУРЕНИЕ С ОТБОРОМ ПРОБ

3.1. Общие сведения о разведочном бурении

В современных условиях при разведке полезных ископаемых ведущая роль, как и в предыдущие годы, остается за колонковым бурением. При колонковом бурении из скважины извлекаются столбики породы (керн), по которому составляется геологическое описание участка или района работ и производится опробование пород для выявления содержащихся в них полезных компонентов. Скважины колонковым способом можно бурить с земной поверхности и в горных выработках в самых различных направлениях, различным породоразрушающим инструментом и в породах любой твердости и устойчивости. Кроме того, при этом способе применяется довольно легкое и мобильное оборудование, что очень важно при производстве геологоразведочных работ в условиях сильно пересеченной, лесистой, болотистой местности и в других труднодоступных условиях.

Разведочное колонковое бурение осуществляется различными буровыми установками с использованием специального бурового оборудования и инструмента.

Этот вид бурения по ряду характерных признаков можно классифицировать в соответствии с предложениями С.А. Волкова и А.С. Волкова по:

- **назначению**. Это скважины поисково-съемочные (картировочные), разведочные, эксплуатационные и др.;

- **глубинам.** Глубина скважины зависит от глубины и характера залегания полезного ископаемого, а также и от назначения. Она может варьировать от нескольких метров до километров. На золоторудных месторождениях в Южной Африке глубины скважин достигают 4500 м. Разведочные и эксплуатационные скважины на нефть и газ достигают 6-7 км и более, а научно-исследовательские сверхглубокие – более 10 км;

- **диаметрам скважин**, которые зависят от глубины, назначения и геологического строения и колеблются от 26 мм до 5000 мм и более. Наиболее распространенными диаметрами геологоразведочных скважин являются 46,59 и 76 мм;

- **месту расположения устьев скважин**. Расположение устья скважины может быть на поверхности земли, на водной акватории, в подземной горной выработке или даже на поверхности других планет (например, на Луне);

- **начальным зенитным углам и азимутальным направлениям**. Скважину следует задавать вкрест простирания и падения пород. Они могут забуриваться вертикально, наклонно (вниз и вверх) и горизонтально;

- **методике и схемам расположения.** Представляют интерес следующие схемы бурения скважин (рис.3.1 а, б, в, г, д);

- **типам породоразрушающих инструментов (ПРИ) и способам разрушающего воздействия его на породу.** Породоразрушающий инструмент различных типов применяют в зависимости от физико-механических свойств пород, для бурения которых он предназначается: алмазный, армированный твердыми сплавами, шарошечные долота. По способу воздействия ПРИ на разрушаемую породу их можно подразделить на: вращательный, ударный и ударно-вращательный (гидроударный, пневмоударный);

- **приводу в действие ПРИ и способам разрушающего воздействия его на породы забоя.** Привод осуществляется от станка при вращательном бурении и от станка и гидро- или пневмоударного механизма при ударно-вращательном бурении;

- **применяемому очистному агенту**. В этом случае в зависимости от проходимых пород применяют воду в устойчивых породах, глинистый раствор в малоустойчивых породах, утяжеленные растворы при значительных водо-, нефте- или газопроявлениях, аэрированные жидкости при сильных поглощениях, сжатый воздух при бурении в условиях вечномерзлых пород и т.д.;

- **схемам очистки ствола скважины и забоя от шлама**. Эти схемы зависят от состояния породы, слагающих стенки скважины, и подразделяются на бурение с прямой или

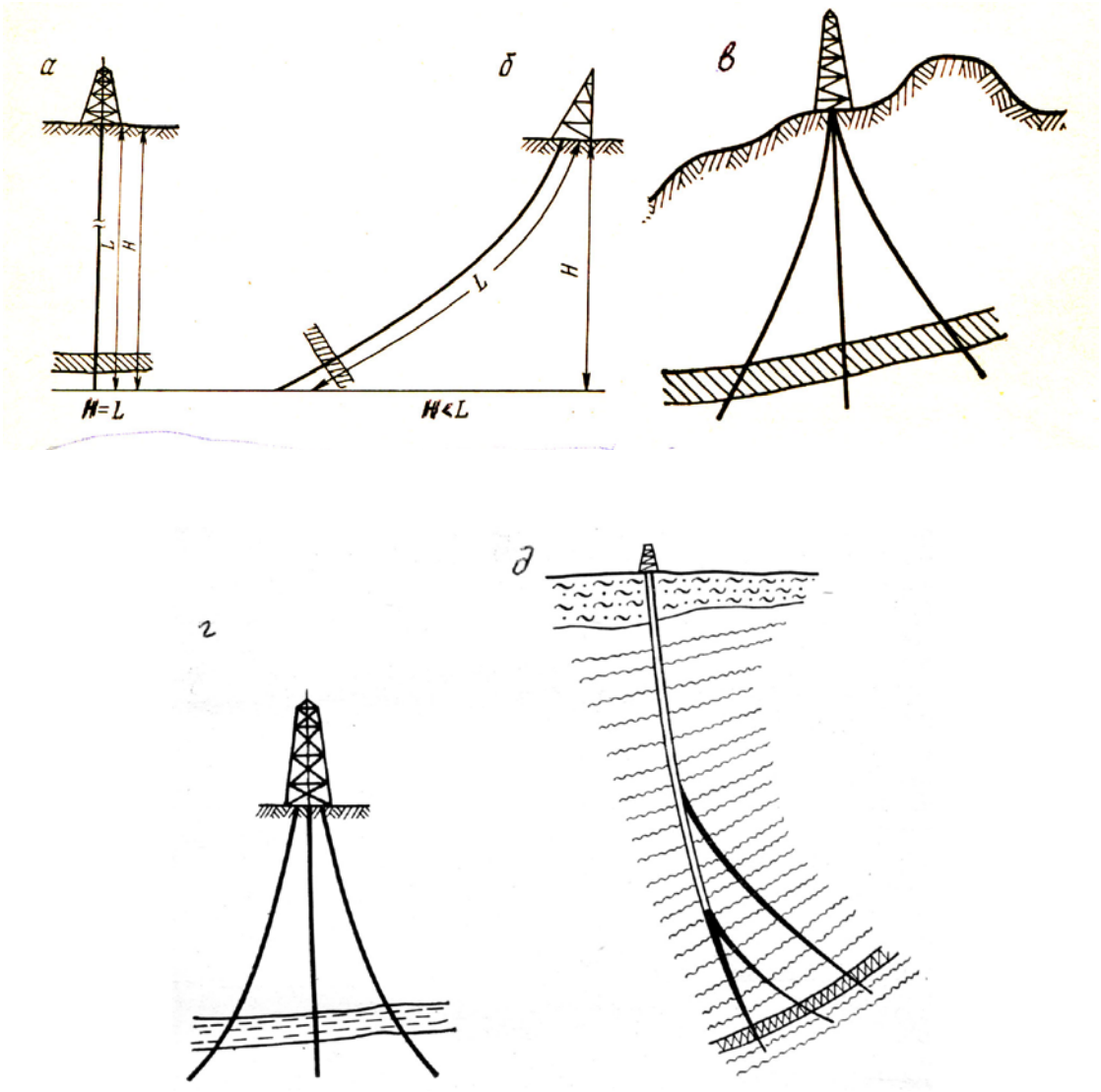


Рис. 3.1. Возможные схемы бурения скважин
а – вертикальная скважина (Н – расстояние в абсолютной отметке между устьем скважины и забоем; L – глубина-длина скважины; L=H); *б* – наклонная скважина, H<L; *в* – кустовое расположение скважин; *г* – многоствольное расположение скважин; *д* – многозабойное расположение скважин.

обратной промывкой (продувкой). Последняя, как правило, применяется при бурении по очень мягким породам;

- способам заклинивания и удержания керна в колонковой трубе. Заклинку керна производят в мягких породах путем затирки всухую, в породах средней твердости – твердыми частицами различных материалов и в твердых - с помощью различных конструкций кернорвателей;

- методам и техническим средствам транспортировки керна и шлама из скважины на поверхность. Подъем керна осуществляется с помощью колонковых снарядов различных конструкций, а шлам улавливается и поднимается в специальных шламоулавливающих устройствах (трубах).

Буровая установка и производственный цикл бурения разведочной скважины

Буровой установкой называется комплекс, состоящий из буровой вышки(мачты), бурового и энергетического оборудования, необходимого для бурения скважин.

Производственный цикл – это совокупность рабочих процессов, производимых в определенном порядке в соответствии с правилами сооружения скважин. Этот цикл составляет совокупность следующих рабочих процессов:

1) транспортирование буровой установки на место заложения новой скважины;

2) монтаж и оснастка буровой установки на этом месте;

3) собственно бурение (проходка и проводка ствола скважины), которое состоит из целого ряда рабочих операций. Сама рабочая операция является, в свою очередь, самостоятельной частью рабочего процесса, который состоит из отдельных видов работ, выполняемых в определенной последовательности:

- чистого бурения, т.е. непосредственного разрушения горной породы породоразрушающим инструментом на забое скважины;
- очистки забоя от разрушенной породы и транспортирования её от забоя до устья скважины. При бурении с промывкой эта операция совмещается основной операцией – чистым бурением;
- производства спуско-подъемных операций для замены изношенного породоразрушающего инструмента;

4) в неустойчивых породах (трещиноватых, слабосвязанных, рыхлых, сыпучих и плывунах) производится крепление скважины. Оно может выполняться несколькими способами:

- спуском в ствол скважины обсадных труб (колонны труб), что требует остановки бурения, т.е. сокращения времени чистого бурения;
- промывочными жидкостями, закрепляющими стенки скважины прочной глинистой коркой, что осуществляется одновременно с операцией бурения. В крепких породах крепление ствола скважины не требуется.

5) испытания и исследования в скважине (инклинометрия – измерение искривления, каротаж и т.д.);

6) тампонирование скважины с целью разобщения и изоляции водоносных пластов с различными химическими составами вод или с целью изоляции водоносных горизонтов от нефтегазоносных;

7) установка фильтра и водоподъемных устройств при бурении гидрогеологических скважин и производство гидрогеологических исследований (замер уровня жидкости, отбор проб воды для химического анализа, определение дебита скважины с помощью пробных откачек и др.);

8) предупреждение и ликвидация геологических осложнений и технических аварий;

9) извлечение обсадных труб (если это возможно) и ликвидация скважины с помощью ликвидационного тампонажа.

10) демонтаж буровой установки и подготовка её к транспортировке на новое место.

В том случае, если все рабочие операции выполняются одной и той же бригадой, то они являются последовательными. В случае бурения нескольких скважин одновременно и при наличии резервных буровых, рабочие операции могут выполняться параллельно, т.е. одна бригада бурит скважину, а другая производит монтажные и демонтажные работы, а также осуществляет транспортировку буровых установок на новые точки. В это же время третья бригада занимается только каротажными и другими работами.

Основные технологические понятия и показатели бурения

При определении основных технологических понятий следует руководствоваться ГОСТ 16276-70 «Технология геологоразведочного бурения» (термины и определения).

Показателями бурения являются количественные и качественные результаты сооружения скважины: механическая скорость, рейсовая скорость, углубка за рейс, время пребывания породоразрушающего инструмента на забое, стоимость одного метра пробуренной скважины, процент выхода керна, направление ствола скважины и др.

Определенное сочетание параметров и факторов, при которых ведется механическое бурение скважины, называется **технологическим режимом бурения.**

При вращательном колонковом бурении основными параметрами режима бурения являются:

- осевая нагрузка на породоразрушающий инструмент;
- частота вращения бурового снаряда;
- качество и расход очистного агента (воды, бурового раствора или газа).

Различают следующие виды режимов бурения.

Оптимальный режим бурения – сочетание режимных параметров, обеспечивающих наилучшие показатели работы породоразрушающего инструмента и необходимое качество буровых работ. Такой режим бурения возможен в том случае, если техническая вооруженность буровой установки(мощность двигателя, выбор частоты вращения инструмента, качество очистного агента, прочность всех узлов бурового снаряда и др.) не ограничивает выбор величины параметров режима бурения.

Рациональный режим бурения – сочетание режимных параметров, обеспечивающих максимальную скорость бурения и требуемые качественные показатели при данной технической вооруженности буровой установки, когда выбор параметров режима бурения ограничен техническими возможностями. Например, недостаточная мощность двигателя, ограниченный выбор частот вращения, недостаточная прочность бурильной колонны, недостаточный расход очистного агента и др. Поэтому рациональные режимы бурения не соответствуют, как правило, оптимальным.

Специальный режим бурения используется для решения специальных технологических задач. Например, взятие керна полезного ископаемого с помощью специальных технических средств, исправление искривившегося ствола скважины, искусственное искривление ее в заданном направлении и др. В этом случае скорость бурения имеет второстепенное значение.

Рейсом бурения называют комплекс работ, обеспечивающих выполнение следующих рабочих операций:

- спуск бурового снаряда в скважину;
- чистое бурение, т.е. углубление скважины за рейс (основная операция);
- подъем бурового снаряда из скважины;
- замена снаряда, породоразрушающего инструмента, освобождение колонковой трубы от керна и др.

Скорость бурения – это механическая скорость бурения $\upsilon_м$, рейсовая $\upsilon_р$, техническая – $\upsilon_т$, коммерческая $\upsilon_к$ и цикловая $\upsilon_ц$.

При бурении вертикальной скважины её глубина в метрах обозначается как «Н», а в искусственно искривленной скважине глубина заменяется термином «протяженность ствола в метрах» и обозначается как *L*. В вертикальной скважине *L*=Н.

Время, затраченное на выполнение той или иной операции, обозначается как t. Например, время чистого бурения $t_б$.

Учитывая наличие на производстве буровых работ перечисленных затрат времени в зависимости от количества учтенных затрат времени , получим следующие виды скоростей бурения :

- *механическая скорость бурения* $\upsilon_м$(м/ч) характеризует величину углубки скважины ($l_б$) за время чистого бурения

$$\upsilon_м = \frac{l_б}{t_б}; \qquad (3.1)$$

- *рейсовая скорость бурения* $\upsilon_р$(м/ч) характеризует величину углубки скважины за рейс ($l_р$) за время, затраченное на выполнение производительных операций в течение рейса, $t_{р.пр.} = t_б + t_{спо} + t_{всп}$ (ч)

$$\upsilon_р = \frac{l_р}{t_б + t_{спо} + t_{всп}}, \qquad (3.2)$$

$t_{спо}$ – время выполнения спуско-подъемных операций, ч; $t_{всп}$ – время выполнения

$$\upsilon_t = \frac{K \cdot L}{t_{пр}}, \qquad (3.3)$$

вспомогательных операций,ч;

- *техническая скорость бурения* υ_t (м/ст.-мес.) характеризует скорость сооружения скважины в целом с учетом затрат времени только на производительные операции $t_{пр}$ (ч)

где К – коэффициент, эквивалентный 1 ст.-мес. и зависящий от числа рабочих дней в месяц , продолжительности смены и числа смен в сутках (при 30 рабочих днях, трехсменной работе и восьмичасовой смене К = 30 х 3 х 8 = 720 ч); $t_{пр}$ – производительное время, состав которого дан ниже;

- *коммерческая скорость бурения* $\upsilon_к$ (м/ст.-мес.)

$$\upsilon_к = \frac{K \cdot L}{t_{пр} + t_{непр}} \qquad (3.4)$$

На величину коммерческой скорости влияют факторы технико-технологического и организационного характера. По ней устанавливается уровень производительности бурения, вычисляется потребное количество буровых бригад и установок. С учетом коммерческой скорости устанавливается потребность в материально-технических и оборотных средствах;

- *цикловая скорость* $\upsilon_ц$(м/ст.-мес.) характеризует технический и организационный уровень работы буровых бригад, отражает эффективность совместного действия бригад (вышкомонтажных , буровых и бригад по испытанию).

$$\upsilon_ц = \frac{K \cdot L}{t_{пр} + t_{непр} + t_{в.м}} \quad , \qquad (3.5)$$

где $t_{в.м}$ – время, затрачиваемое на производство вышкомонтажных работ, ч.

Баланс времени

Баланс времени – это распределение времени бурения скважины по отдельным видам работ. Баланс времени составляют в зависимости от цели бурения подробно(по всем видам работ и простоям) или по упрощенным элементам баланса. Баланс времени подразделяется на следующие оновные виды работ:

производительное время $t_{пр}$., ч :

- на непосредственную работу породоразрушающего инструмента на забое (чистое бурение) с учетом времени на очистку забоя – $t_б$;

- на производство спуска, наращивание , подъем бурильной колонны и керна и смену породоразрушающего инструмента – $t_{спо} = t_{сп}.+t_{нар}.+t_{под.}+t_{с.и.}$;

- на крепление ствола скважины (на спуск обсадной колонны и её цементирование)- $t_ц$;

- на технически необходимые (вспомогательные) работы – сборка и разборка бурильных труб, смена талевого каната, спуск фильтра, замеры зенитного и азимутального углов, замеры глубины скважины, геофизические измерения и т.д.- $t_{всп.}$

При этом $t_ц + t_{всп.} = t_{доп.}$ – допустимые производительные работы;

- на монтаж и демонтаж вышки и буровой установки, извлечение обсадных труб и ликвидация скважины – $t_{в.м.;}$

непроизводительное время $t_{непр}$., ч :

- простой буровой – $t_{пр.;}$
- ремонтные работы – $t_{рем.}$ (в балансе времени бурения глубоких скважин на нефть и газ – это время производительное);
- ликвидация аварий – $t_{ав.}$;
- предотвращение и ликвидация геологических осложнений – $t_{осл.}$ (в балансе времени бурения глубоких скважин на нефть и газ это время производительное).

Таким образом

$$t = t_{пр} + t_{непр}.,$$

где t – время продолжительности цикла строительства скважины.

Если проанализировать этот баланс времени, то видно, что только время на бурение является основным и самым эффективным. Остальное – технически необходимые затраты времени. Поэтому, чтобы обеспечить высокую эффективность бурения, необходимо выбирать такую технологию сооружения скважины, при которой обеспечивалось бы максимальное время на бурение.

3.2. Технология бурения с отбором проб

Под действием осевого усилия при вращательном бурении происходит внедрение породоразрушающих элементов в горную породу. В то же время под действием окружного усилия разрушение породы производится по всему забою. При одновременном действии этих усилий разрушение породы осуществляется непрерывно тонкими спиралеобразными слоями. Эффективность такого разрушения зависит от глубины внедрения породоразрушающих элементов (резцов) в породу и частоты вращения буровой коронки. Анализ работы буровых коронок показал, что глубина внедрения резцов в породу зависит от следующих факторов:

- осевого усилия, передаваемого на породоразрушающий инструмент;
- физико-механических свойств разбуриваемых пород;
- геометрических форм резцов и расположения их по рабочему торцу коронки, а также от свойств материала резцов;
- частоты вращения коронки;

- быстроты удаления продуктов разрушения забоя;
- степени притупления резцов коронки при бурении.

Разрушение породы является основной операцией при бурении скважины. В результате силового воздействия породоразрушающего инструмента в породе возникает упругое напряженное состояние. С увеличением нагрузки напряжения в ней возрастают и в конечном итоге достигают предельного значения. Дальнейшее увеличение нагрузки приведет либо к разрушению породы либо к пластической деформации. Однако изменение напряжений во времени и характер протекания деформации во многом зависят от генезиса и кристаллического строения породы. Все горные породы по характеру изменения деформации при внедрении твердого тела(штампа) делятся на следующие группы: хрупкие, пластично-хрупкие, упруго-пластичные, высокопластичные.

Распределение напряжений в горной породе зависит также от геометрической формы резца, которая может быть в виде цилиндра, сферы, клина или призмы с плоскостью, ограничивающей упругое пространство. Процесс перераспределения напряжений по поверхности контакта резца с породой и переход одного вида деформации в другой с увеличением нагрузки является очень сложным. Эти вопросы рассматриваются в работах Л.А.Шрейнера, Б.В. Байдюка, Н.Н.Павловой, Р.М. Эйгелеса, Е.Ф. Эпштейна, Н.И. Любимова и др.

Механизм разрушения горной породы с применением породоразрушающего инструмента обычно моделируется при вдавливании жесткого идентора(штампа) той или иной формы в образец породы, именуемой упругим полупространством., о чем было подробно изложено во второй главе учебника.

При бурении разрушается не только порода, но изнашиваются и резцы коронки, что приводит к снижению скорости бурения. Скорость износа резцов зависит от соотношения между твердостью резцов и разрушаемой горной породы, её абразивных свойств, вязкости, трещиноватости и др. Потеря резцами первоначальной формы зависит также от расположения резцов по торцу коронки, от их геометрии и выбранного режима бурения.

3.2.1. Бурение твердосплавными коронками

При бурении твердосплавной коронкой её резцы под действием осевой нагрузки совершают поступательное движение вниз на какую-то глубину h и при приложении крутящего момента перемещаются по кругу, вызывая скалывание или резание породы. В результате наложения двух перемещений каждый резец будет совершать движение по винтовой линии. Поскольку глубина внедрения резца небольшая (несколько мм) по сравнению с диаметром скважины, то можно принять, что угол наклона плоскости забоя равен 0. Поскольку на резец действуют две силы: осевая нагрузка P_p и сила резания F_p , создаваемая крутящим моментом, то результирующая этих сил R при клиновидной форме резца будет действовать по наклонной плоскости 1-1, располагающейся под некоторым углом γ к направлению действия осевой нагрузки. Равнодействующая сила R вызовет в месте контакта резца с породой появление упругих деформаций в виде поверхностей равных напряжений. При этом сферические поверхности приобретают вытянутую вдоль равнодействующей элипсоидную форму (рис. 3.2).

Разрушение породы происходит по поверхностям максимальных напряжений, превышающих прочность породы на сдвиг. Такие поверхности появляются перед передней гранью резца в зоне сжатия, по которым и происходит скалывание породы. Задняя грань резца под действием силы P_p будет оказывать давление на породу и сминать её. Позади перемещающегося резца возникает зона растяжения, вызывающая ослабление связей в породе и образование микротрещин (1).

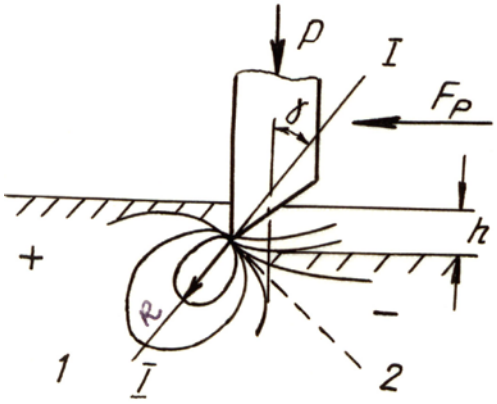


Рис. 3.2 . Схема внедрения резца в упруго-пластичную породу осевой нагрузкой Р:

1 – зона сжатия; 2 – зона растяжения

Внедрению резца в породу (рис.3.2) будет препятствовать сопротивление породы в виде двух реакций N_1 и N_2. N_1 определяется сопротивлением породы разрушению на площадке $S_{см}$, т.е. площадью задней грани, находящейся в контакте с породой, и пределом твердости породы на вдавливание $H_в$ (твердость по штампу $P_ш$)

$$N_1 = S_{см} H_в \sin\alpha \qquad (3.6)$$

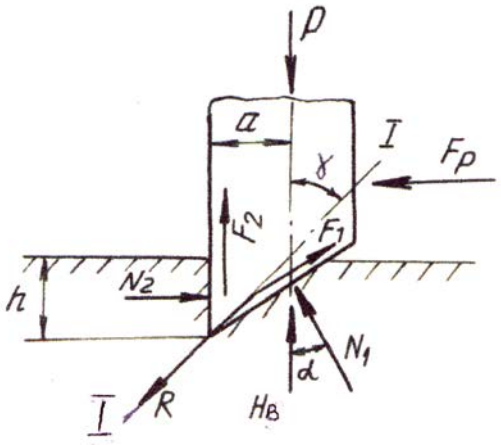




Рис. 3.3. Схема разрушения горной породы твердосплавным резцом

Сила N_2 возникает в результате движения внедряющегося резца и направлена против горизонтального перемещения. Величина этой силы определяется сопротивлением породы скалыванию $\boldsymbol{\sigma}$ и площадью скалывания $S_{ск}$, зависящей от угла внутреннего трения породы φ,

$$N_2 = \sigma S_{ск} \qquad (3.7)$$

Перемещение резца под действием равнодействующей R по плоскости 1-1 вызовет появление сил трения на передней грани F_1=f N_1 и на задней грани F_2 = f N_2. Коэффициент трения породы о резец f = tg φ. Учитывая это,

$$N_1 = \frac{P_p \cos^2\varphi}{\sin(\alpha + 2\varphi)} \quad , \qquad (3.8)$$

где $P_р$ – осевая нагрузка на один резец; α – угол заточки лезвия резца.

С другой стороны

$$N_1 = H_в \sin b/\cos\alpha = h\, b\, H_в\, tg\,\alpha \qquad (3.9)$$

где $H_в \sin\alpha = N_y$ – удельное давление на задней грани резца; h – глубина внедрения резца; b – ширина резца; h/cos α – ширина площадки смятия.

Из выражений (3.8) и (3.9) определим

$$h = \frac{\eta P_p}{b H_0 tg\alpha} \quad , \qquad (3.10)$$

где

$$\eta = \frac{\cos^2 \varphi}{\sin(\alpha + 2\varphi)} < 1.$$

В существующих коронках α = 72°, в связи с чем tgα=3,08. Для угла α=72° η = 0,94. Так как в современной конструкции коронок b=85 мм, формула (3.10) упрощается

$$h=3{,}5 \cdot 10^{-2} P_p H_b^{-1} \qquad (3.11)$$

За время *t* коронка внедряется в породу на величину *l*.

$$l=h\ n\ m\ t = 3{,}5 \cdot 10^{-2} P_p H_b^{-1} n\ m\ t, \qquad (3.12)$$

где P_p – нагрузка на резец; n – частота вращения коронки; m – число резцов в коронке; H_b - твердость породы (твердость по штампу $P_ш$).

Произведение P_p m = p – осевая нагрузка на коронку.

Механическая скорость бурения определяется из выражения

$$V_o = l/t = 3{,}5 \cdot 10^{-2}\, p\, n\, H_b^{-1} \qquad (3.13)$$

Таким образом, механическая скорость бурения находится в прямой зависимости от осевой нагрузки на коронку, скорости ее вращения и обратно пропорциональна твердости горной породы. Следует отметить, что это выражение справедливо для коронки с незатупившимися резцами. По мере износа резцов в коронке величину *p* необходимо увеличивать.

Формулу (3.13) можно упрощенно представить в виде

$$V_o = h\ m\ n \qquad (3.14)$$

Вследствие затупления резцов скорость бурения постепенно затухает. Особенно это наблюдается при бурении абразивных пород при больших скоростях вращения и низких нагрузках на резец.

Коронку следует армировать резцами так ,чтобы работа разрушения породы производилась одновременно и в равной степени всеми резцами при равномерном их изнашивании.

Наиболее интенсивно изнашиваются периферийные резцы, так как они не только разрушают забой, но и отделяют частицы породы от стенок скважины и керна. Поэтому их необходимо усиливать. Целесообразно располагать резцы коронки таким образом, чтобы забой имел ступенчатую форму (рис.3.4). В этом случае работа верхнего ряда резцов будет происходить при наличии второй обнаженной плоскости, что значительно облегчает разрушение породы. Чем крепче порода, тем меньшей опорной поверхностью, большей твердостью и износостойкостью должны обладать резцы. Боковые стенки коронки (наружные и внутренние) должны быть хорошо защищены подрезными резцами. По торцу коронки располагаются основные (рабочие) резцы.

В твердых породах применяют самозатачивающиеся коронки. В этом случае к тупым зубьям из мягкой стали припаивают тонкие лезвия твердого сплава (рис.3.5 а). В процессе бурения мягкая сталь изнашивается быстрее твердого сплава. Поэтому тонкие лезвия из сплава постоянно несколько выступает из зуба.

Для бурения в абразивной породе могут быть применены коронки, зубья (резцы) которых армированы зернами твердого литого сплава, сцементированными относительно мягким металлом (рис.3.5 б).

Твердосплавными коронками бурится почти половина всего объема разведочных колонковых скважин. Наличие различных типов коронок позволяет проходить как мягкие осадочные породы I-IV категории, 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 перекры-

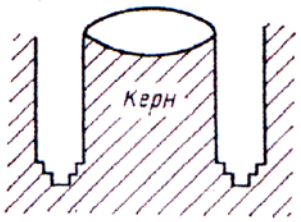


Рис. 3.4. Ступенчатый кольцевой забой

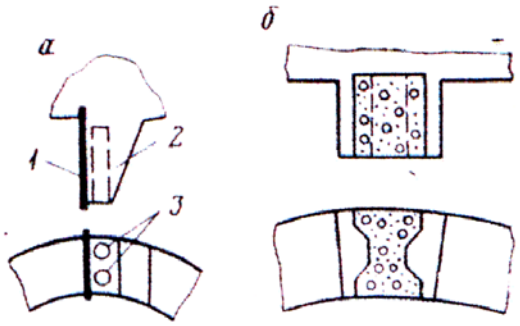


Рис. 3.5. Самозатачивающиеся резцы
а – тонкопластинчатый твердосплавный резец; 1 – тонкая пластинка твердого сплава; 2 – пластинка из мягкой стали; 3 – сверления; 6 – самозатачивающийся резец из крупки литого карбида

вать торец и выступать за наружную и внутреннюю боковые поверхности корпуса коронки, а также возвышаться над торцом. Величина выхода резцов за наружную и внутреннюю поверхности корпуса коронки принимается 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 торцевых резцов забой может быть плоским, одно- или многоступенчатым. Ступенчатая форма забоя, как уже отмечалось, 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.3.6). 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.

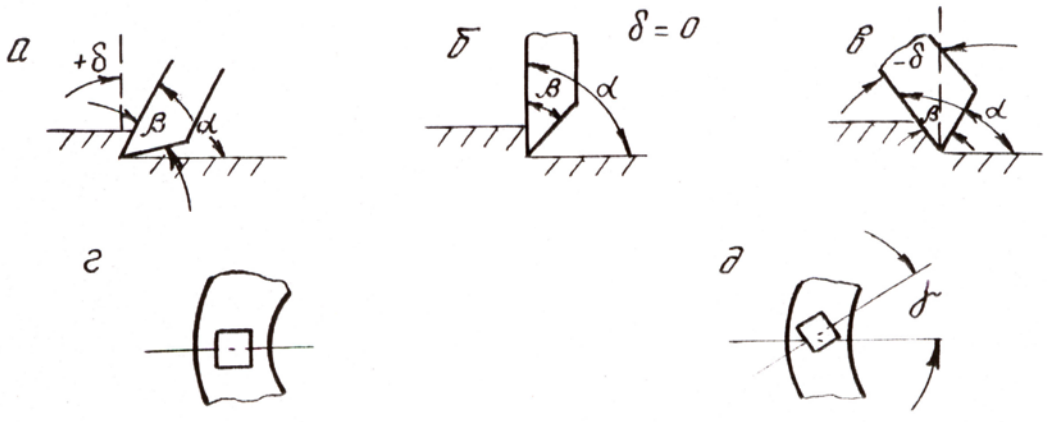


Рис. 3.6. Варианты расположения твердосплавных резцов коронки
а – расположение резца положительным передним углом; *б* – передний угол δ=0; *в*– расположение резца отрицательным передним углом; *г,д* – расположение резцов в торце коронки; α – угол резания; β – угол заострения; γ – угол поворота резца относительно радиуса коронки

Резцы в горизонтальной плоскости могут быть повернуты относительно радиуса коронки на угол γ. Такая вставка резца называется 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 изготовляется из стали марок 30,35 или 40 по ГОСТ 1050-74 или Ст.4 по ГОСТ 380-71. Указанные стали обеспечивают достаточную прочность корпуса и хорошо смачиваются припоем в процессе пайки.

Ребра ребристых коронок изготовляются из тех же марок сталей, что и их корпуса. Вкладыши и установочные пластины изготовляют из сталей марок 10, 20 и 35 по ГОСТ 1050-74 или Ст.3 ГОСТ 380-71. Для изготовления резцов применяются вольфрамокобальтовые металлокерамические твердые сплавы типа ВК, основным компонентом которых является карбид вольфрама – WK. Карбид вольфрама придает сплаву твердость и износостойкость, обеспечивает большую прочность. В зависимости от типа коронки применяются твердые сплавы с различными физико-механическими свойствами. Сравнительная характеристика твердых сплавов, применяемых в бурении, приведена в табл.3.1.

Таблица 3.1. **Характеристика 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
ВК-6	94	6	1200	14,6-15	88,0
ВК-8	92	8	1400	14,4-148	87,5
ВК-15	85	15	1650	13,9-14,1	86,0
ВК-4В	96	4	1350	14,9-15,1	88,0
ВК-6В	94	6	1400	14,6-15,0	88,0
ВК-8А	92	8	1550	14,4-14,8	87,5
ВК-11В	89	11	1600	14,1-14,4	86,0

Твердые сплавы типа ВК-6, отличающиеся большей твердостью и износостойкостью, применяются для бурения более твердых и абразивных пород в коронках типа СМ и СА, а твердые сплавы ВК-8 – в коронках типа М.

Для соединения твердого сплава с корпусом коронки используются припои на медной основе (латунь-68 – Л68), выпускаемые по ГОСТ 15527-70. Латунь представлена сплавом меди (67-70%) и цинка (30-33%).

К элементам корпуса коронки следует отнести гладкую часть (12), резьбовую часть (2), конусную расточку (3), а также наружный и внутренний диаметры (рис.3.7).

Элементы режущей части: резец или пластина твердого сплава. По расположению резцы подразделяются на основные (8), выполняющие основную работу по разрушению горной породы и подрезные: наружные, калибрующие диаметр скважины, и внутренние (9), обрабатывающие керн.

В самозатачивающихся коронках (рис. 3.7, III) режущая часть имеет вставку, которая состоит из резца, опорной пластины, установочной пластины и оберточной пластины. Элементы резцов: передний угол, задний угол, угол заточки и угол поворота. Прочие элементы-вкладыши. Коронки, составляющие группы (I-III), отличаются конструкцией корпуса, формой резцов, их размещением и др.

Режущая часть коронок типа М (рис.3.7, I) выполняется в виде ребер (7) с основными (8) и подрезными (9) резцами. У коронок типов СМ,СТ (рис.3.7, II) и СА (рис. 3.7, III) имеются зубки (6), вырезаемые в торцевой части корпусов, которые армируются ре-

жущими 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 устанавливаются дополнительные подрезные резцы, 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 ГОСТ 6238-77.

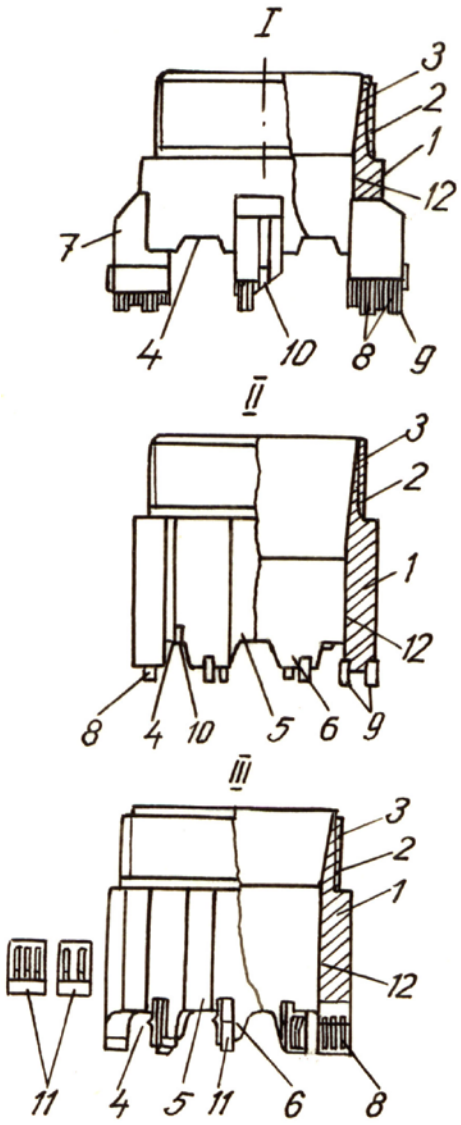


Рис.3.7. Основные конструктивные элементы
I - коронок типа М; II – коронок типов СМ, СТ; III - коронок типа СА

Противоположный конец коронки имеет промывочные каналы (или промывочные окна). Форма каналов зависит от конструктивных особенностей коронок. Она 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 определяется диаметром коронки. Коронки типа М выпускаются номинальных диаметров 93,112 и 151 мм, коронки типа СМ-5 - 34,46,59,76,93,112,132 и 151 мм, коронки типа СМ-6 – 46,59,76,93,112,132 и 151 мм, коронки типа СА-1 – 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.

В настоящее время выпускаются 10 типов твердосплавных коронок, которые применяются для бурения разных по физико-механическим свойствам горных пород. Следует отметить, что конструктивные особенности коронок увязаны со свойствами разбуриваемых пород (по категориям буримости). По этому признаку твердосплавные коронки подразделяются на три группы для бурения:

- мягких пород (I-IV категория);
- малоабразивных пород средней твердости (V-VII категория);
- абразивных пород средней твердости (VII, VIII и частично IX категория).

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
СТ-2	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

Характерными признаками 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 называются ребристыми. Их характеристики приведены в табл.3.3.

Таблица 3.3. **Характеристика 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 оказывает форма резца, его размеры, расположение по торцу коронки. Коронки этого типа называются резцовыми (тип СМ).

Для бурения абразивных пород средней крепости применяются самозатачивающиеся коронки (тип СА). В этих коронках применяются мелкие резцы, а торец коронки имеет достаточную насыщенность резцами, что обеспечивает их самозатачивание в процессе бурения.

С учетом выше перечисленных признаков твердосплавные коронки подразделяются на следующие группы:

- ребристые коронки для бурения мягких пород М5(ГОСТ 10502-69) (рис.3.8);
- резцовые коронки для бурения малоабразивных пород средней твердости (гладкостенные): СМ4, СМ5, СМ6,СТ2 (ГОСТ 11108-70) (рис.3.9); из них коронки СТ2 применяются при бурении в трещиноватых породах;
- самозатачивающиеся коронки для бурения абразивных пород средней твердости (гладкостенные): СА,СА2, СА; (ГОСТ 11108-70), СА5 ТУ 41-61-289-77 и СА6 ТУ) (рис.3.10).

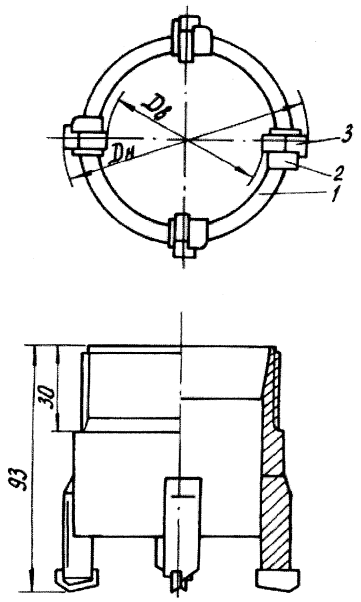


Рис. 3.8. Коронка М6
1 – корпус; 2 – ребра;
3 – твердосплавные пластины

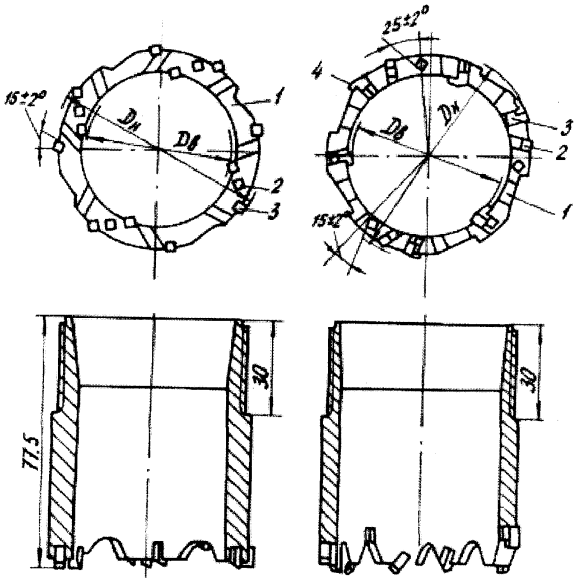


Рис. 3.9. Коронки СМ-4 и СМ-6
1 – корпус; 2 – центральный резец;
3 и 4 подрезные резцы (наружный и внутренний)

Технология бурения твердосплавными коронками включает целый комплекс вопросов, связанных с бурением скважины, с получением и сохранением керна, предупреждением направления 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 применяются двойные колонковые трубы. Тип коронки подбирается на основании анализа физико-механических свойств горных пород, слагающих разрез скважины. Особое внимание уделяется абразивным, прочностным свойствам горных пород, их трещиноватости и устойчивости.

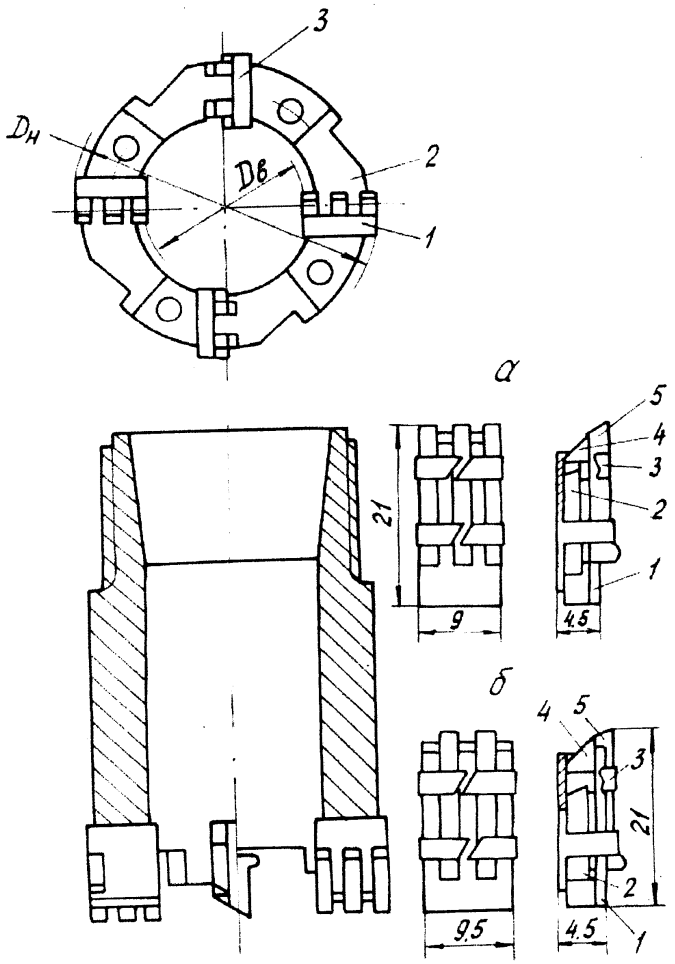


Рис. 3.10. Коронка СА-2
1 – основной резец; 2 - опорная пластина; 3 – оберточная пластина; 4 – подрезной резец; 5—установочная пластина

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.

Механическая скорость бурения (м/ч) находится в прямой зависимости от осевой нагрузки P, скорости вращения n и обратно пропорциональна прочности горной породы σ. Если рассматривать рейсовую скорость бурения, то она учитывает и ряд организационных факторов.

$$V_{\text{Р}} = \frac{H}{\text{Т} + \text{Т}_{ВСП}}, \qquad (3.15)$$

где H – углубка за рейс, м; T – время чистого бурения, ч; $\text{Т}_{\text{всп}}$ – время, затраченное на вспомогательные операции, ч.

К вспомогательным операциям относятся спускоподъемные работы, замена коронки, извлечение и укладка керна и другие.

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 скоростью 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 определяется

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 выполняется по формуле

$$P=p \cdot m, \qquad (3.16)$$

где p – удельнпя нагрузка, даН; m – число основных резцов или вставок в коронке.

В табл. 3.4. приведены рекомендуемые значения рациональной удельной осевой нагрузки.

Таблица 3.4. **Удельная осевая нагрузка для разных типов твердосплавных коронок**

Тип коронки	Удельная осевая нагрузка, даН						
	Категория пород по буримости						
	I-II	III	IV	V	VI	VII	VII
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 также 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 принимается окружная скорость коронки, равная 1,4-1,5 м/с. Необходимая частота вращения (мин$^{-1}$) рассчитывается по известной формуле:

$$n=\frac{60 \cdot V_o}{\pi \cdot D}, \qquad (3.17)$$

где D – средний диаметр коронки, м; V – окружная скорость коронки, м/с;

$$D=\frac{D_1+D_2}{2},$$

где D_1 – наружный диаметр; D_2 - внутренний диаметр коронки, м.

Меньшие значения окружной скорости берутся для больших диаметров, а большие значения – 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 категории по буримости частота вращения коронок выбирается 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 должны уменьшаться 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. Он будет определяться 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 ($м^3$/с) определяется по формуле

$$Q = F \cdot V_{в.п.} \qquad (3.18)$$

где F – площадь затрубного пространства, $м^3$; $V_{в.п.}$ – скорость восходящего потока, м/с.

Расход промывочной жидкости ($м^3$/с) можно находить также из рекомендуемого в л/мин на 1 см диаметра коронки по формуле

$$Q = K \cdot D,$$

где К – удельный расход на 1 см диаметра коронки, л/мин; D – наружный диаметр коронки, см.

Величина К определяется опытным путем и приведена в табл. 3.5.

В табл. 3.5. приведены обобщенные по данным СКБ и ВИТР, рекомендации по выбору рациональных режимов бурения твердосплавными коронками различных горных пород.

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
1	2	3	4	5
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

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.

Для успешного проведения процесса бурения необходимо пользоваться технологическими приемами, отработанными практикой.

Переход с большого диаметра на меньший во избежание искривления скважины производится с помощью компоновки из колонковой трубы с коронкой меньшего диамет-

ра и колонковой предыдущего большего диаметра, соединенных двойным переходником. Уступ прорабатывается коническим фрезером.

Заклинивание керна в мягких породах I-IV категорий по буримости осуществляют притиркой керна к коронке бурением 3-6 см без промывки. Перед подъемом керна в бурильную колонну сбрасывают шаровой клапан, перекрывающий отверстие переходника и предупреждающий выдавливание керна столбом жидкости в трубах в процессе подъема.

При бурении пород средней твердости для срыва керна применяют рвательное устройство или осуществляют заклинку керна специальным материалом в виде дробленого кварца, обрезков алюминиевой проволоки и пр.

При бурении в трещиноватых или хрупких породах следует избегать расхаживания снаряда для предупреждения заклинивания и последующего истирания керна.

3.2.2. Алмазное бурение

Алмазное бурение является наиболее эффективным способом проходки разведочных скважин в твердых породах. Для армирования алмазных коронок применяют технические алмазы небольших размеров и самой разнообразной формы в виде конуса, клина, полусферы, сферы и т.п. В соответствии с этим процесс разрушения пород алмазными коронками представляется достаточно сложным, зависящим от большого числа факторов. В зависимости от геометрической формы алмаза и механических свойств горных пород процессы разрушения их различаются. При бурении твердых, хрупких пород разрушение происходит за счет их скалывания, смятия и раздавливания. В пластичных породах будут преобладать процессы резания.

Если рассматривать упругохрупкие породы, то процесс их разрушения алмазным зерном можно представить в следующем общем виде (рис.3.11).

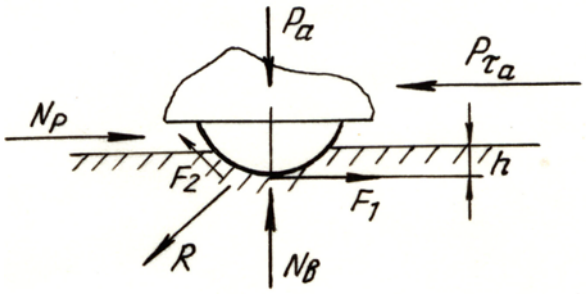


Рис. 3.11. Общая схема разрушения горной породы алмазным микрорезцом

На алмазную коронку действует осевая нагрузка P_a, обеспечивающая внедрение алмаза в породу на глубину h, и тангенциальная составляющая $P_{\tau\alpha}$, обеспечивающая перемещение алмаза по забою. Эти нагрузки распределяются между алмазами, разрушающими породу. Отсюда средние значения осевой и тангенциальной составляющих нагрузки на один работающий алмаз зависят от их общего числа на торце коронки:

$$P_a = \frac{P}{m} \tag{3.19}$$

$$P_{\tau\alpha} = \frac{P_\tau}{m} \tag{3.20}$$

где P – нагрузка на коронку.

Углубка алмаза за один оборот будет зависеть от механической скорости бурения и числа оборотов коронки и определяется выражением:

$$h = \frac{kV_м}{nm}, \tag{3.21}$$

где $к$ – коэффициент, учитывающий количество алмазов, находящихся в контакте с поро-

дой; $V_м$ – механическая скорость бурения, мм/мин; n – скорость вращения коронки, об/мин; m – число торцевых алмазов; h – углубка за один оборот, мм.

Внедрению алмаза в породу будут препятствовать сила сопротивления внедрению алмаза в породу N_b и силы лобового сопротивления перемещения резца N_p.

Сопротивление породы внедрению резца будет определяться выражением

$$N_b=S_{см} \cdot H_b, \quad (3.22)$$

где S_{cv} - площадка смятия породы внедрившимся резцом; H_b – твердость породы на вдавливание.

Сопротивление породы перемещению резца будет равно

$$N_p=S_{ск}\sigma_p , \quad (3.23)$$

где $S_{ск}$ – площадь скалывания элемента породы передней гранью алмаза; σ_p – сопротивление породы разрушению (сжатию или скалыванию).

Внедрение алмаза в породу происходит под действием равнодействующей силы R, которая равна

$$R = N_b + N_p \quad (3.24)$$

Из формулы 3.21 можно вместо h определить механическую скорость бурения

$$V_м = \frac{h \cdot n \cdot m}{K} \quad (3.25)$$

Таким образом, эффективность разрушения горных пород при алмазном бурении зависит от параметров режима бурения, геометрических размеров алмаза и прочности горной породы.

Алмазный породоразрушающий инструмент

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 применяются природные и синтетические алмазы.

Добыча природных алмазов производится из россыпных и коренных месторождений. Добыча из россыпных месторождений была начата в Индии до н.э.; в Бразилии в XVIII в., в Африке (реки Оранжевая и Вааль) в 1867 г. В конце прошлого столетия впервые были открыты коренные месторождения алмазов в Ю. Африке – местности Кимберлей – классические трубки кимберлита.

В России алмазы, в основном ювелирные, добывались с россыпей на Урале (р. Вишера). В середине XX века были обнаружены и разведаны крупные коренные кимберлитовые месторождения алмазов в Якутии, что позволило России стать одним из ведущих алмазодобывающих государств. В конце XX века разведаны крупные месторождения алмазов в Архангельской области. Природный кристалл алмаза показан на рис. 3.12.

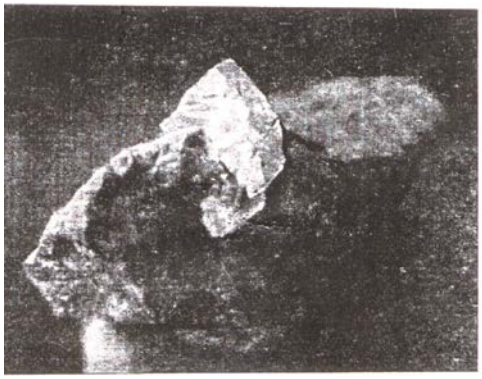


Рис. 3.12. Якутский кристалл алмаза в кимберлите

Природные алмазы подразделяются на технические и ювелирные. Технические алмазы при добыче составляют 85-90 %. К ним относятся 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 (1 карат- 0,2 г) редчайшие находки. Форма кристаллов алмазов самая разнообразная: октаэдр, ромбо-додекаэдр, гексаэдр (куб), додекаэдроид, гексаэдроид, комбинации форм.

Свойства алмазов уникальные. Этот минерал имеет твердость по шкале Маоса равную 10, а микротвердость в пределах 95000-100600 Па, т.е. является самым твердым, что определяет его применение для бурения хрупких абразивных и прочих 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 называется **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 градус 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.

Механические свойства алмазов в сопоставлении со свойствами других твердых материалов приведены в табл.3.7.

Таблица 3.6. **Размеры алмазного зерна и порошков**

Число алмазов в 1 кар	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

Таблица 3.7. **Сравнительная характеристика механических свойств некоторых твердых материалов в Па**

Материал	Предел прочности на изгиб	Предел прочности на сжатие	Модуль упругости
Алмаз	294	1961	705000-911400
Карбид бора	294	1764	270000
Карбид кремния	98-147	980-1960	357700
Твердые сплавы типа ВК	882-1862	1862-3920	376000-588000

У алмаза низкая прочность на изгиб. Поэтому в матрицах буровых коронок требуется хорошая защита их. Алмаз – очень хрупкий минерал. При ударе он легко раскалывается по плоскостям спайности, параллельным граням октаэдра. Поэтому в процессе бурения с алмазным породоразрушающим инструментом нужно обращаться весьма осторожно.

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. Абразивная способность материала определяется 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 электрокорунда – 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. 3.13).

Борты представлены кристаллами неправильной формы или сростками. Они окрашены в желтый, коричневый и серый цвета и являются основным сырьем для армирования алмазных коронок.

Карбонаты – минералы слегка серого, коричневого или черного цвета, 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 цвета, отличающиеся лучистым крупнокристаллическим ядром и мелкозернистой твердой оболочкой.

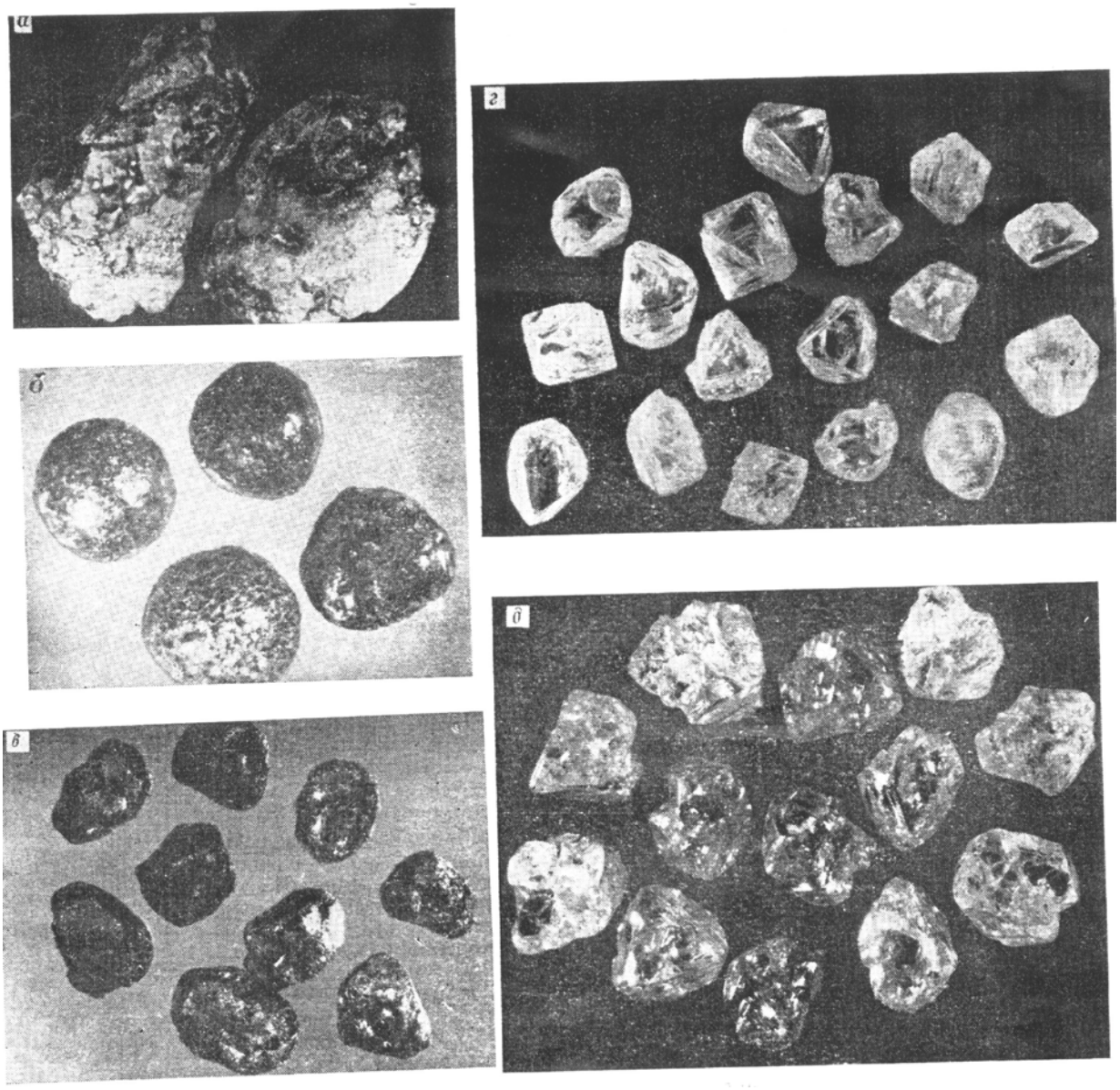


Рис.3.13. Технические алмазы: *а* – борт дузообразный; *б* – балласы; *в* –карбонадо; *г, д* – низкосортные алмазы для дробления (*г* – XXa группа, *д*- XXXVa группа)

Систематика алмазов по их внешней форме приведена на рис. 3.14

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

Овализация низкосортных алмазов производится на специальных установках с целью придания алмазам округленной формы, а также для разрушения слабых трещиноватых кристаллов с дефектами. Овализация алмазов осуществляется в специалдьных 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 (рис. 3.15, а). Поэтому прочность овализованных алмазов намного увеличивается.

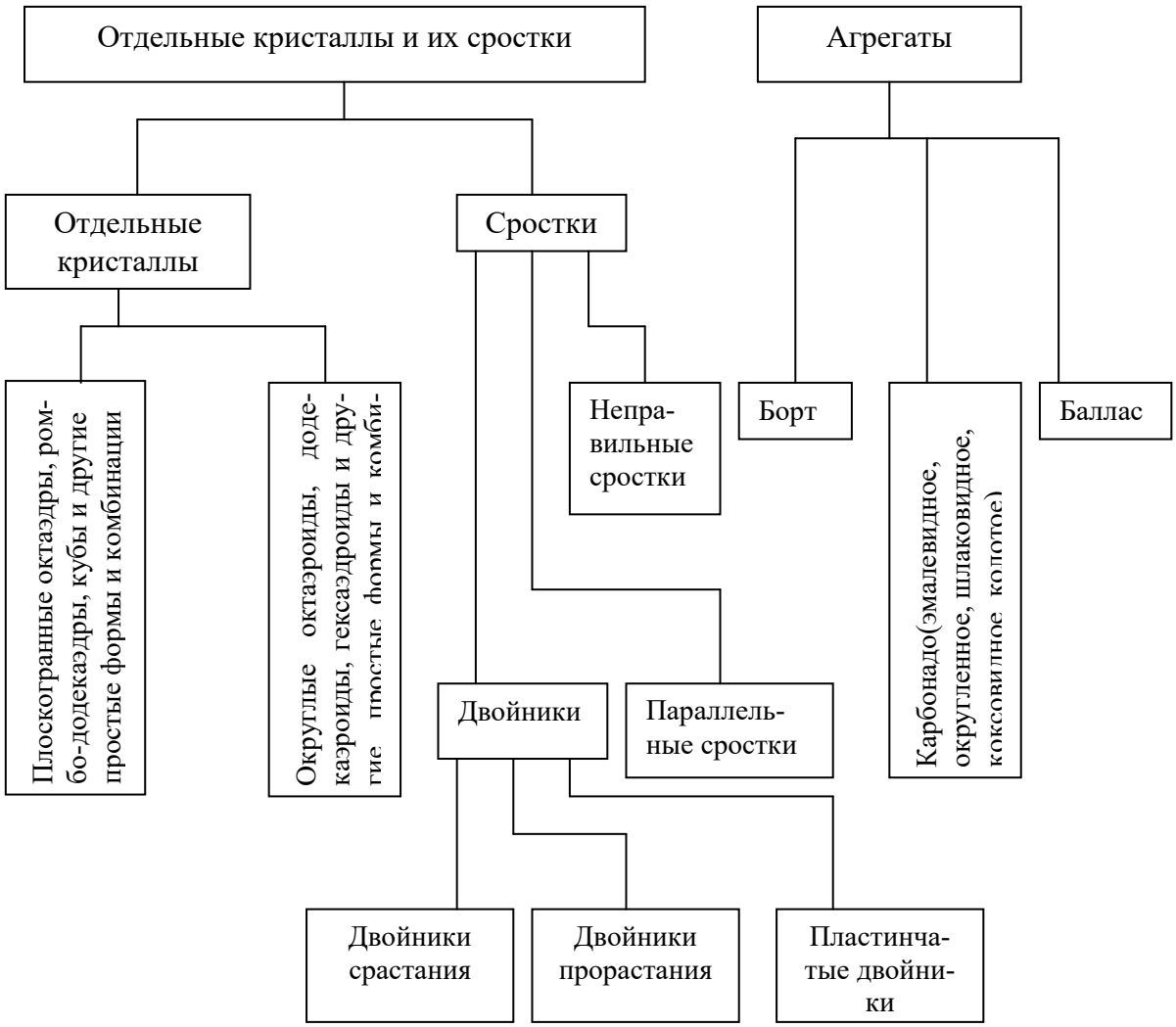


Рис. 3.14. Систематика алмазов по их внешней форме

Полирование алмазов (рис. 3.15, б) производится для уменьшения сил трения их о разрушаемую породу. Уменьшение сил трения повышает механическую скорость бурения и снижает износ алмазов. Полирование алмазов осуществляется механическим и химическим способами. Механический способ полирования алмазов заключается в обработке овализованных зерен водной суспензией микропорошков алмаза с размером зерен от 1 до 40 мкм. При химическом способе алмазы обрабатываются 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 обработанных алмазов при статическом одноосном сжатии может повышаться на 20-40%. Режим термической обработки заключается в нагреве алмазов до 920-940^{o}С с последующим медленным охлаждением.

Металлизация алмазного сырья применяется с целью покрытия поверхности кристаллов тонким, в несколько микронов, слоем тугоплакого 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%.

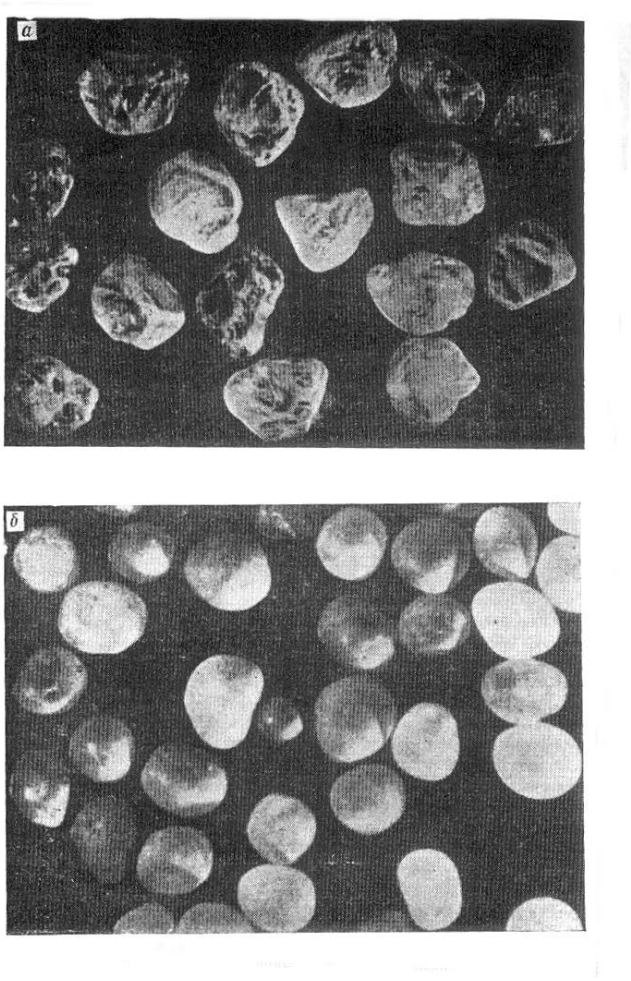


Рис. 3.15. Обработанные технические алмазы

а – овализованные (слабой степени); б – полированные алмазы

Синтетические алмазы и композиционные материалы на их основе

В настоящее время в странах СНГ в буровом породоразрушающем инструменте используются как природные, так и синтетические алмазы, а также композиционные материалы на основе синтетических алмазов.

В качестве объемных алмазов из синтетического сырья используются поликристаллические алмазы марки АРС-3 и АРК-4 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 АРК-4 и АРВ-1 (ГОСТ 9206-80) или АСПК и АСБ соответственно с плотными поликристаллическими образованиями с однородной мелкозернистой структурой получаются из графита путем синтеза в присутствии металлорастворителей. Они выпускаются под названием «карбонаф» в виде цилиндров диаметром 2,3 и 4 мм, длиной до 4 мм или под названием «баллас». По динамической прочности алмазы АРК-4 превосходят природные монокристаллические алмазы.

Синтетические поликристаллические алмазы АРС-3 (ГОСТ 9206-80) или СВСП представлены цилиндрами размером 4 х 4 мм и массой 0,6-6,8 кар. ,но могут поставляться и в дробленом виде. Их физико механические свойства:

твердость , кН/мм^2 . . . 150000;

термостойкость, ^{o}С . . . 1100-1200.

Благодаря повышенной термостойкости, алмазы АРС-3 могут применяться для оснащения буровых коронок при обычной технологии спекания матрицы. По износостойкости АРС-3 уступают природным алмазам.

Синтетические монокристаллические алмазы выпускаются (ГОСТ 0206-80) следующих марок:

АСО (обычной прочности), АРС (повышенной прочности), АСВ (высокой прочности) и АСС (сверхпрочные).

Эти алмазы имеют размер зерен 0.04-1 мм. Из них выпускаются микропорошки с размером зерен от 1 до 60 мкм. Твердость алмазов АСС составляет 80-100 кН/мм^2 .

В институте сверхтвердых материалов Национальной Академии наук Украины имени В.Н. Бакуля (ИСМ НАНУ) разработаны и выпускаются для оснащения бурового инструмента монокристаллические синтетические алмазы (СА), сверхтвердые композиционный алмазосодержащие материалы типа твесал и алмазно-твердосплавные пластины (АТП). Для оснащения бурового инструмента используются монокристалличские 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, АС-100 – 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. Этот материал 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 75000-95000 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 применяется для обработки инструментальных сталей и сплавов, а также для армирования буровых коронок.

Конструкция алмазного инструмента

Алмазный породоразрушающий инструмент характеризуется 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 изготовляется из углеродистой стали марки 20 или 30 по ГОСТ 1050-74. Длина корпуса коронки зависит от типа колонковых труб, применяемых для бурения. Конструкции коронок для одинарных (рис. 3.16, а) и двойных (рис. 3.16, б) колонковых труб существенно отличаются.

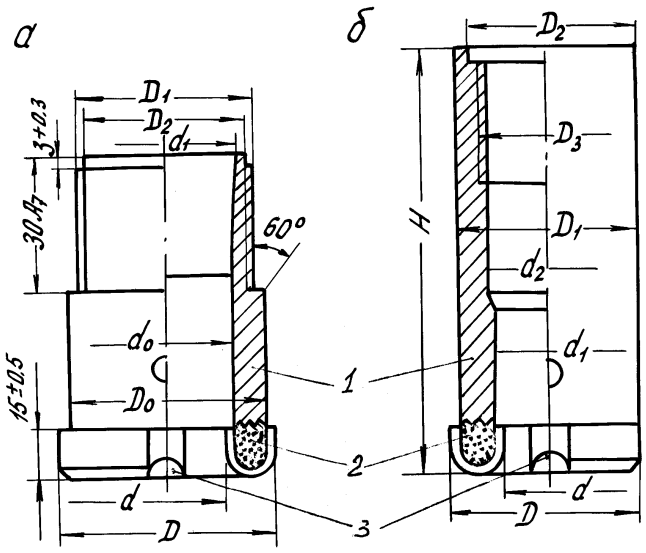


Рис. 3.16. Конструкция алмазных коронок для одинарных (а) и двойных (б) колонковых труб

1 – стальной корпус; 2 – алмазосодержащая матрица; 3 – промывочный канал

В табл.3.8 приведены основные размеры коронок, применяемых с одинарными колонковыми трубами.

Таблица 3.8. **Основные размеры алмазных коронок для одинарных колонковых труб (мм)**

D	d	D_o	D_1	D_2	d_o	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

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. Длина резьбы 40 мм. В табл.3.9 приведены основные размеры алмазных коронок для двойных колонковых труб.

Таблица 3.9. **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, 11И3	$59^{+0,2}$	$38^{+0,2}$	57,0	52,0	41,0	170
	$76_{-0,1}$	$52_{-0,1}$	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

Геометрия режущей части выбирается так, чтобы рационально разместить алмазы в матрице коронки и наиболее эффективно разрушать горную породу. Коронки имеют пять стандартных профилей форм торца матрицы.

Круглый торец (рис.3.17, *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. Такая форма профиля применяется в коронках зубчатого типа.

Полузакругленный торец (рис.3.17, *б*) имеет радиус закругления, равный толщине алмазосодержащей матрицы. Такой профиль обеспечивает 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 применяется в однослойных и импрегнированных коронках для бурения твердых пород. Плоский торец (рис.3.17, в) позволяет разместить на нем минимальное количество алмазов, что во многих случаях обеспечивает высокую механическую скорость. К недостаткам такого профиля следует отнести слабое закрепление алмазов по краям торца, что приводит к преждевременному выкрашиванию и образованию «фасок износа» на торце коронки. С плоским торцом выпускаются импрегнированные коронки. Такой профиль непригоден для однослойных коронок.

Торец формы полукупол (рис.3.17, *г*) имеет большой радиус закругления по наружной стороне матрицы и малый – по внутренней стороне матрицы. При такой форме матрицы можно расположить алмазы по наружному диаметру и увеличить стойкость коронок при бурении трещиноватых, раздробленных пород. С полукуполом выпускаются коронки, предназначенные для двойных колонковых труб.

Ступенчатый торец (рис. 3.17, *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 выпускаются 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. Матрица 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. Сильнообнаженные 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 выпускаются 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 заданным выпуском: в боковых ребрах до 0,3 мм, а по торцу до 30% от среднего размера алмаза.

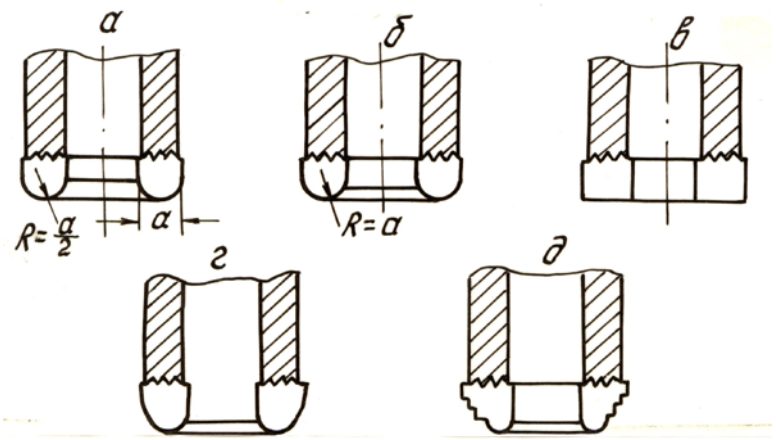


Рис. 3.17. Типы алмазных коронок
а - однослойная; *б*– импрегнированная:
1 - объемные алмазы; 2 - подрезные алмазы; 3–матрица, насыщенная мелкими алмазами; 4 – корпус коронки

Алмазы, расположенные в матрице, по своему назначению разделяются на объемные и подрезные. Объемные алмазы располагаются как на торце матрицы, так и внутри матрицы и выполняют роль породоразрушающих резцов. Они разрушают горную породу на забое скважины и обеспечивают ее углубку. Подрезные алмазы размещаются на боковых поверхностях матрицы с внутренней и наружной стороны. 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 (XI-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 торцевых. Места перехода от торцевой к боковой части коронки армируются более крупными алмазами.

В табл. 3.10 приведены данные о зернистости алмазов для армирования коронок.

Таблица 3.10. **Взаимосвязь зернистости и размеров алмазных зерен**

Линейный размер, мм	Зернистость алмазов, шт/кар.					
	2-5	5-10	10-20	20-30	30-40	40-60
	3,3-4,0	2,5-3,3	1,8-2,5	1,5-1,8	1,3-1,5	1,1-1,3
	Зернистость алмазов, шт/кар.					
Линейный размер, мм	60-90	90-120	120-200	200-300	300-400	400-600
	1,0-1,1	0,9-1,0	0,8-0,9	0,7-0,8	0,6-0,7	0,5-0,6

В настоящее время выпускаются различные типы алмазных коронок. Поэтому для определения типа коронки (рис.3.18), свойств матрицы и характеристики алмазов каждая коронка имеет свой индекс, который наносится на ее корпус.

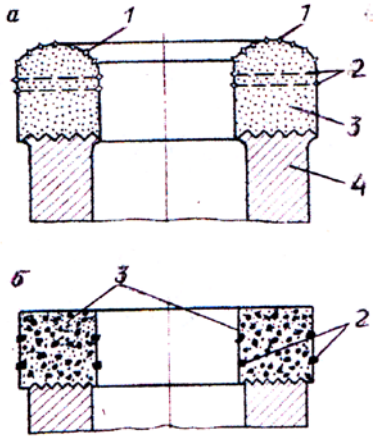


Рис. 3.18. Типы алмазных коронок: *а* – однослойная; б – импрегнированная; 1 – объемные алмазы; 2 – подрезные алмазы; 3 – матрица, насыщенная мелкими алмазами; 4 – корпус коронки

Пример индексации коронки: 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., № 7282-60 – заводской номер коронки, АИ – изготовлена на Терекском заводе алмазных инструментов, 1 квартал.

Для армирования однослойных коронок применяются алмазы с зернистостью от 5-10 до 150-200 шт/кар. Коронки этого типа применяются в плотных, малоабразивных, слаботрещиноватых породах от V до X категории 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. 3.19.

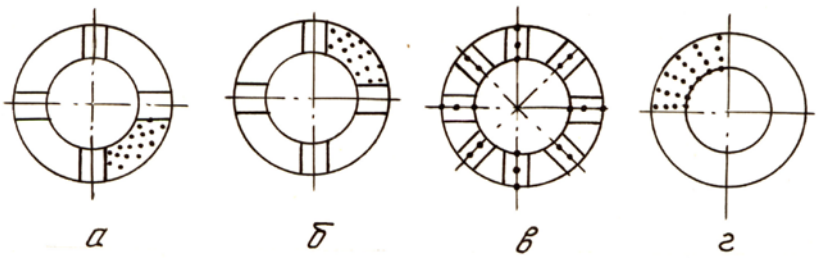


Рис. 3.19. Типовые раскладки алмазов коронке:
а – спиральная; *б* – концентрмческая; *в* – с неполным перекрытием радиальной ширины забоя; *г* - радиальная

В настоящее время изготовляются 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. Обычно коронки с заданной величиной выпуска применяются в породах средней твердости (VI-VIII категории). Чем больше выпуск алмазов, тем лучше очищается забой от шлама и тем выше механическая скорость бурения.

Алмазные коронки без заданного выпуска с обычной промывочной системой применяются в более твердых слаботрещиноватых породах (IX-X категории буримости). Техническая характеристика однослойных коронок с выступающими алмазами приведена в табл.3.11.

Таблица 3.11. **Техническая характеристика коронок с выступающими алмазами**

Тип коронки	Диаметр коронки, мм		Зернистость алмазов, шт/кар.		Масса алмазов, кар.
	наружный	внутренний	объемных	подрезных	
16А3-СВ	59 76 93	42 573	12-8;20-12;400-150	20-12	12-17 15-1 19-24
01КС	76 93	58 73	4 мм зубки, 20-7, поликристаллы, АРС-3		20 25
02КС	112	92	20-7	20-7	30
04А3	59 76 93	42 58 73	20-12;30-20;40-30	20-12	16 18 24
07А3	59 76	42 58	30-20; 40-30 60-40	30-20	9,0-12,5 10-14
04ДП	46 59 76 93	31 42 58 73	20-12;30-20 40-30; 60-40 90-60	20-12 30-20 40-30	6-10 7,5-15 10-20 20-24
КАТ	46 59 76	31 45 61	50-30	50-30	4-6 5-8 7-10

Конструкция коронки 07А3 с выступающими алмазамиприведена на рис. 3.20, *а*. Техническая характеристика однослойных коронок без заданного выпуска приведена в табл.3.12, а конструкция коронок 01А3 и 01А4 – на рис. 3.20, *б*.

Таблица 3.12. **Техническая характеристика коронок без заданного выпуска алмазов**

Тип коронки	Диаметр коронки, мм		Зернистость алмазов, шт/кар.		Масса алмазов, кар.
	наружный	внутренний	объемных	подрезных	
1	**2**	**3**	**4**	**5**	**6**
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 59 76	33 46 61	50-30 60-40	50-30	3,5-5,5 5-6,5 8,5-10
01А3Г	59	42	120-90	60-40	4,5-6,5
01А4Г	76	58			5,5-7,5
14А3	59 93 93	38 54 69	20-12 30-20 60-40	20-12 30-20 50-30	5,9-93 9,6-14,4 9,8-19,6

а *б*

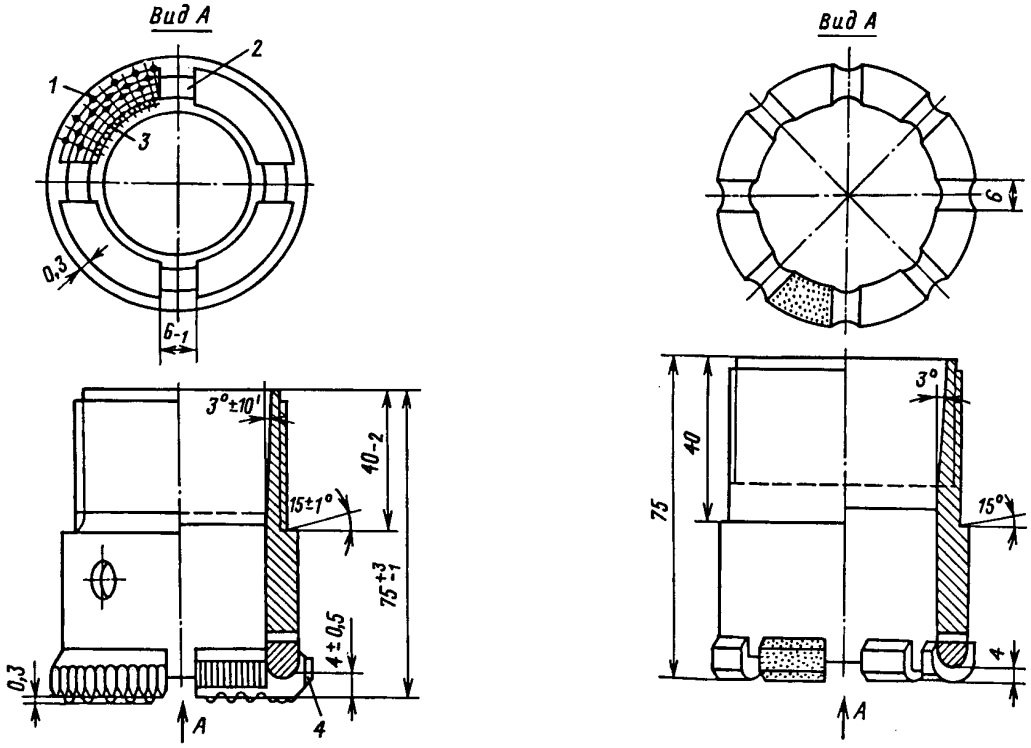


Рис. 3.20. Конструкции однослойных коронок
а - конструкция коронки 07А3, *б* – конструкция коронок 01А3 и 01А4
1 – объемные алмазы; 2 – промывочный канал;
3, 4 – внутренний и наружный подрезные алмазы

Таблица 3.13. **Техническая характеристика 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

Коронки для двойных колонковых труб (табл.3.13) 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. Подрезные алмазы XXXIV группы, подгруппы б. Для армирования коронок используют природные и синтетические алмазы.

Алмазные коронки типа КУТ, КУТВ, 18А3, КУТИ и 19ИЗГ применяются с двойными колонковыми трубами VT. Коронки 10А3, 11И3, используются в трубах типа ТДН-2, с трубами ТДН-0 - коронки КДТО. Для комплектации эжекторных снарядов выпускаются коронки ДЭИ и ДЭА.

Импрегнированные коронки предназначены для бурения весьма абразивных и трещиноватых пород IX-XII категорий буримости. К ним относятся стандартные коронки 02И3, 02И4, 03И5, И4ДП, КИТ, ИКС, БС-03, БС-04. Все импрегнированные коронки изготовляют методом холодного прессования в металлических или графитовых прессформах с последующей пропиткой цветным металлом. Только коронку 03И5 изготовляют способом горячего прессования.

Для армирования коронок в качестве объемных алмазов использую 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 применяются порошки синтетических алмазов АРС-3, АРС-4 и монокристаллические алмазы АС-50, АС-65,АС-80. Техническая характеристика этого типа коронок приведена в табл. 3.14.

Таблица 3.14. **Техническая характеристика импрегнированных коронок**

Тип коронки	Диаметр коронки, мм		Зернистость алмазов, шт/кар.		Масса Алмазов, кар.
	наружный	внутренний	объемных	подрезных	
1	**2**	**3**	**4**	**5**	**6**
02И3	36	22	400-120	50-30	5,3
02И3	46	31		60-40	7,5
02И3Г	59	42			12
02И4Г	76 93	58 73			16 20
И4ДП	59 76	42 58	400-120	20-12 30-20	12 16
КИТ	59 46	45 33	400-120	50-30 60-40	10 7
БС-03	46 59	31 42	800-400	твесал	9,3 14,5 18
БС-04	59 76	42 58	800-400	твесал	15 21

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 СКБ ВПО «Геотехника» разработаны буровые коронки, армированные синтетическими поликристаллическими алмазами высокой износостойкости типов АРС-3 и АРК-4. Развитая промывочная система коронок дает возможность 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.3.21, а) предназначены для бурения малоабразивных монолитных и слаботрещиноватых перемежающихся по твердости горных пород. В качестве объемных используются поликристаллические алмазы СВСП, а в качестве подрезных АРС-3. Коронки типа 02КС и КСК-03 (рис.3.21, б и 3.21, в) предназначены для бурения абразивных монолитных и трещиноватых перемежающихся по 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.

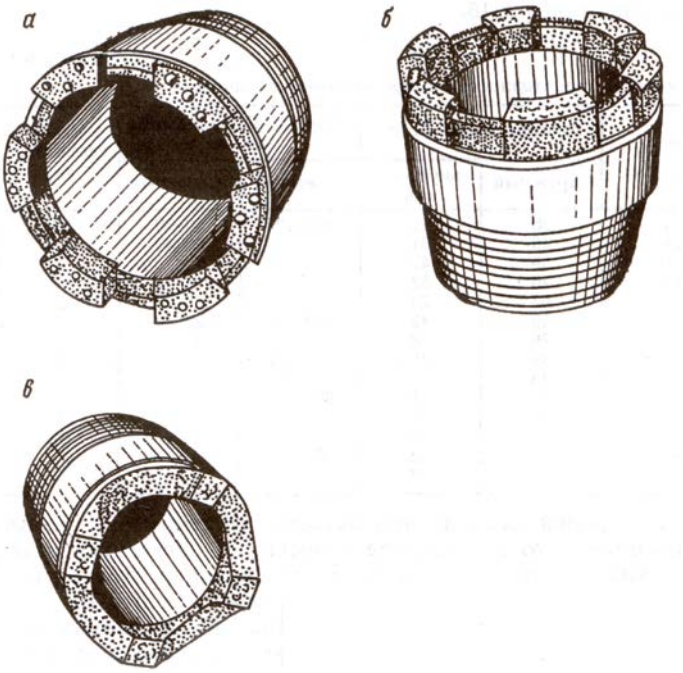


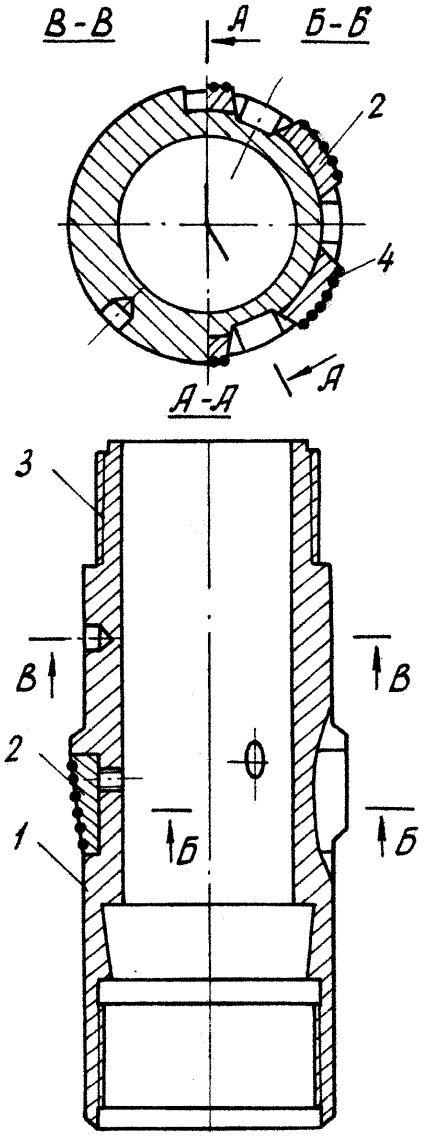
Рис. 3.21. Общий вид коронок 01КС-93С (*а*), 02КС-76С (*б*) и КСК03-59(*в*)

Алмазные расширители

Алмазные расширители (рис. 3.22) предназначены для калибрования ствола скважины, что предотвращает преждевременный износ коронок по наружному диаметру в процессе бурения. Одновременно 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 применяются алмазные расширители, которые имеют 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 с выпуском 0,35-0,45 мм. Расширитель имеет с двух сторон резьбовые части для соединения с алмазной коронкой и колонковой трубой. В зависимости от назначения расширителя резьба может быть наружной и внутренней. Расширители армируются алмазами группы XXXIV, подгруппы б зернистостью 30-20 шт/кар.

Для бурения с одинарными колонковыми трубами применяются алмазные расширители типа РСА - расширитель алмазный секторный (см. рис. 3.22), имеющие внутреннюю резьбу для соединения с коронкой. Кернорвательное кольцо размещается внутри корпуса 1 расширителя в конусной заточке. По наружному диаметру за алмазосодержащими секторами 2 имеется сверление под ключ. Длина каждого алмазного сектора составляет 21 мм, ширина – 17 мм. Передняя набегающая часть сектора выполнена с конусным заходом под углом 8^{o}. Расширители РСА применяются в горных породах VIII-X категорий по буримости.



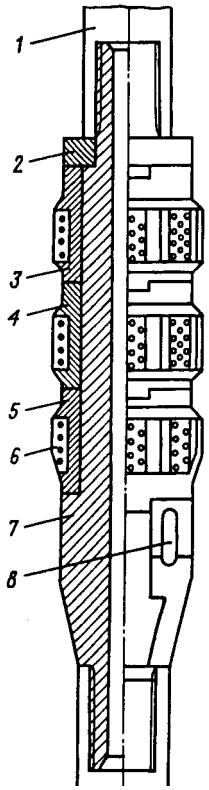
Алмазные расширители для двойных колонковых труб и ССК различаются внутренней расточкой, общей длиной и резьбовыми соединениями. Для двойных колонковых труб типа УТ, ТДН-2 и ТДН-0 выпускаются расширители РТДН, РДТО и РУТ. Для снарядов ССК и КССК выпускаются расширители РСА-1,РАСК, Р-0,3 и РЦК. Областью применения расширителей для двойных колонковых труб, ССК и КССК являются горные породы VIII-X категорий по буримости. Техническая характеристика расширителей приведена в табл.3.15.

Рис. 3.22. Алмазный расширитель
1 – корпус; 2 – алмазосодержащий сектор;
3 – резьбовое соединение; 4 - алмазы

Таблица 3.15. **Техническая характеристика алмазных расширителей**

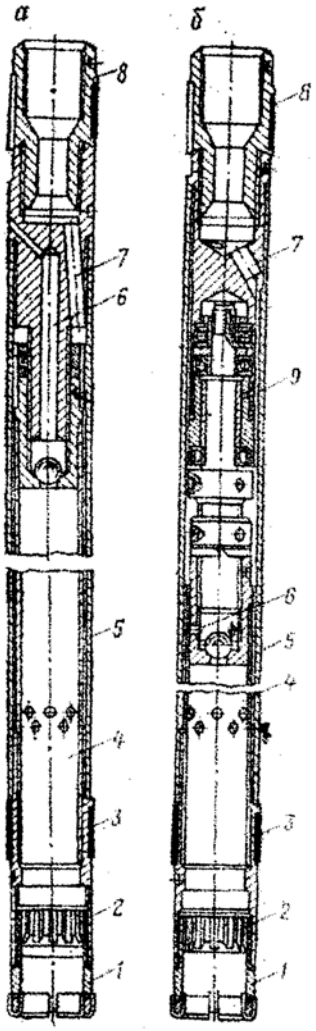
Тип расширителя	Диаметр, мм	Масса алмазов, кар.	Тип колонкового набора
РСА-46	46	5,1-7,6	Одинарный
РСА-59	59	7,6-11,4	
РСА-76	76	11,1-15,2	
РСА-93	93	12,7-19	
РТДН	76	5,1-7,6	ТДН-2
РДТО-59	59	7,6-11,4	ТДН-2/0
РТДО-76	76	10,1-15,2	
РТДО-93	93	12,7-10	
РУТ-46	46	5,1-7,0	ТДН-УТ
РУТ-59	59	7,6-11,4	
РУТ-76	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

Алмазные калибраторы применяются 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 6, на который надеты три съемных стальных цилиндрических кольца 3,4 и 5 (рис. 3.23)



На наружной поверхности колец имеются пазы с впаянными алмазосодержащими металлокерамическими штабиками (секторами), подобно стандартным алмазным расширителям. На верхнем конце колец имеется выступ, а на нижнем – аналогичный паз для взаимного их смыкания. На корпусе также имеется паз 7 для соединения с выступом верхнего кольца 5, нижнее кольцо удерживается шайбой 2, подпираемой навинченной бурильной трубой 1. В алмазосодержащих штабиках калибраторов используются природные алмазы XXXIV или XXXVI группы.

Рис. 3.23. Алмазный калибратор



Колонковые трубы для алмазного бурения

Колонковые трубы для алмазного бурения разделяются на одинарные и двойные. Одинарные применяются при бурении монолитных пород, дающих высокий выход керна. Двойные колонковые трубы для алмазного бурения с вращающейся внутренней трубой – ТДВ (рис. 3.24, *а*) применяются при бурении в породах средней твердости и трещиноватых, обеспечивая меньший размыв керна, так как промывочная жидкость интенсивно омывает только нижний участок (от нижнего конца внутренней трубы до забоя). Кроме того за счет обратной промывки облегчается вход керна во внутреннюю трубу. Двойные колонковые трубы с внутренней невращающейся трубой ТДН (рис.3.24, б) предназначены для бурения в рыхлых и разрушенных твердых породах, а также переслаивающихся породах различной твердости. Применение их снижает самозаклинивание керна, повышает выход керна, а также увеличивает проходку за рейс.

Рис. 3.24. Двойные колонковые трубы для алмазного бурения

а – с вращающейся трубой ТДВ; *б* –с невращающейся трубой ТДН: 1-алмазная коронка;2-кернорватель;3-алмазный расширитель;4-врутренняя керноприемная труба; 5 – наружная колонковая труба; 6-канал для дренажной жидкости из керноприемной трубы; 7-канал для входа промывочной жидкости; 8-переходник;9-подвесное устройство

При этом следует применять различного рода кернорватели, которые значительно (до 2-3-мин) снижают время на заклинивание керна по сравнению с различным заклиночным материалом (битое стекло, фарфор и т.д.). Кернорватели устанавливаются между коронкой и колонковой трубой.

Бурение снарядами со съемными керноприемниками

Для бурения в геологических разрезах, представленных в основном твердыми породами VIII-XI категорий буримости и породами средней твердости V-VII категорий с пропластками более твердых пород, разработаны специальные технические средства, позволяющие извлекать керн из скважин без подъема бурового снаряда на поверхность.

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 достигается 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 и частичной защиты от разрушающего воздействия вращающейся наружной колонковой трубы 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.

Рассмотрим схему реализации бурения со съемным керноприемником (рис.3.25).

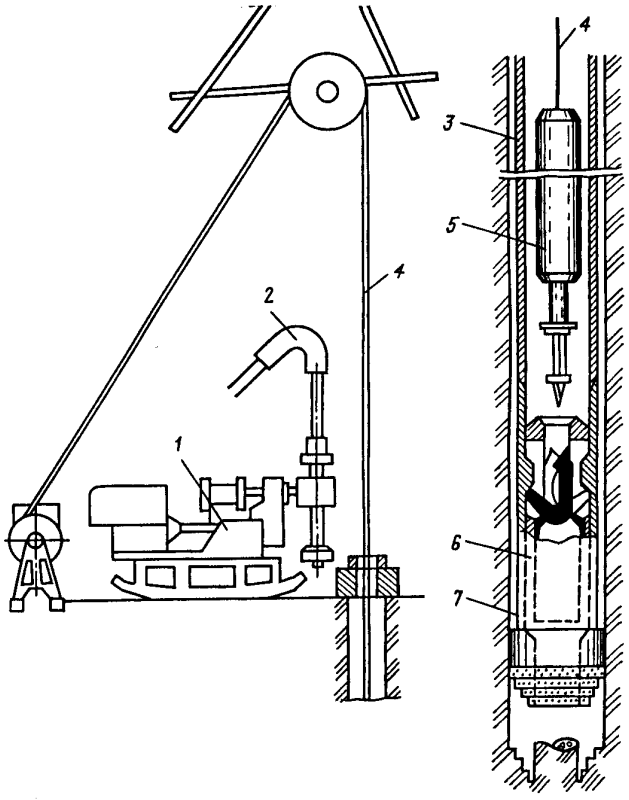


Рис. 3.25. Основные элементы комплекса для бурения со съемным керноприемником

1 – буровой станок; 2 – вертлюгсальник; 3 – бурильные трубы; 4 – трос;
5 – ловитель; 6 – съемный керноприемник; 7 – наружная колонковая труба

Перед началом бурения съемный керноприемник 6, сбрасываемый на забой через колонну бурильных труб 3, фиксируется в колонковой трубе запорным механизмом. В процессе бурения приемная труба керноприемника не вращается. Керн заклинивается 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 8. 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 относятся тонкостенная и гладкоствольная колонна бурильных труб, лебедка для спуска-подъема керноприемной трубы и ловителя, имеющая высокую скорость навивки каната на барабан и большую канатоемкость.

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 (конструкции ВИТРа) рекомендуется использовать при бурении скважин глубиной до 1000-1200 м в горных породах VI-X категорий по буримости . Комплекс КССК-76 (конструкции СКБ ВПО «Союзгеотехника») предназначен для бурения скважин глубиной до 2000 м диаметром 76 мм в горных породах V-IX категорий по буримости. Техническая характеристика комплексов снарядов со съемными керноприемниками приведена в табл.3.16.

Таблица 3.16. **Техническая характеристика 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:				
наружный диаметр	46	59	76	76
внутренний диаметр	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^{o}			

Использование съемных керноприемников позволяет увеличить производительность бурения в 1,5-2 раза по сравнению с традиционным алмазным бурением за счет сокращения времени спуско-подъемных операций и возможности бурения на большую глу-

бину 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. 3.17) выполняются с наружной и внутренней гладкоствольностью, 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 колонкового снаряда, имеющего сигнализатор заклинивания керна, работающий по принципу перекрытия межтрубного набора при радиальной деформации манжет, и КССК-76Э (с эжекторным устройством).

Таблица 3.17. **Техническая характеристика бурильных труб ССК**

Показатели	ССК-46	ССК-59	ССК-76	КССК-76
Диаметр 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)

Техническая характеристика базовых колонковых наборов ССК дана в табл. 3.18.

Для комплексов со съемными керноприемниками выпускаются четыре видаалмазных коронок, в каждом из которых предусмотрено несколько типоразмеров, предназначенных для бурения в определенных геологических условиях (табл. 3.19).

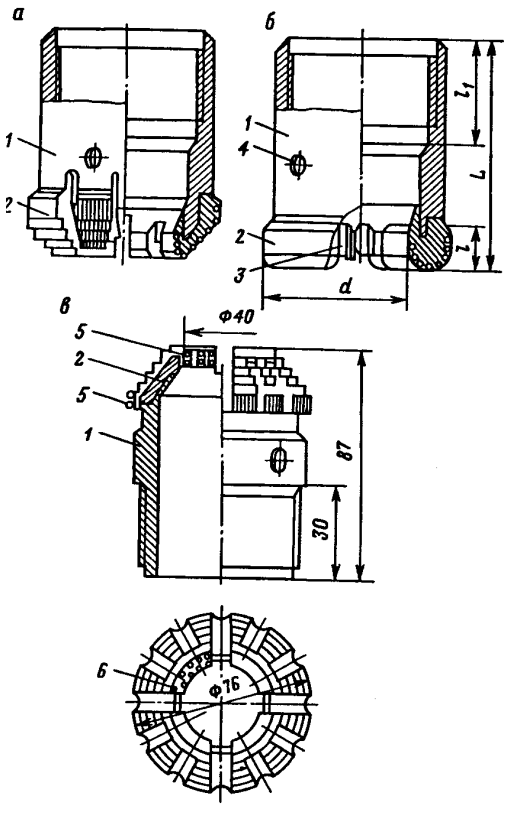
Алмазные коронки для бурения комплексом ССК (рис. 3.26) имеют утолщенную матрицу и удлиненный корпус с внутренней резьбой. Коронки выпускаются со ступенчатой формой матрицы (рис. 3.26, *а*) и зубчатой (рис. 3.26, б). Первый тип коронок имеет матрицу твердостью 25-35 HRC. Ступенчатая матрица создает несколько плоскостей об-

нажения 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-IX категорий по буримости.

Таблица 3.18. **Техническая характеристика колонковых наборов ССК**

Показатели	ССК-46	ССК-59	ССК-76	КССК-76
1	**2**	**3**	**4**	**5**
Наружная колонковая труба:				
наружный диаметр, мм	44	56	73	73
толщина стенки, мм	4,5	5,5	6,5	6,5
Крноприемная труба:				
наружный диаметр, мм	30	42	56	48
толщина стенки, мм	2,2	2,5	28	3,0
Зазоры:				
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				

Алмазные коронки для бурения комплексом КССК-76 (рис. 3.26, *в*) предназначены для плотных, малоабразивных горных пород V-VIII 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 плотных и средней степени трещиноватости горных пород VII-IX категорий по буримости. Пилотная часть коронки армируется алмазами высокого качества подгруппы XVa, ступени – алмазами подгрупп XVa и XXXV б, в качестве подрезных применяются алмазы подгруппы XXXIV б.

Рис. 3.26. Конструкция коронок для снарядов со съемным керноприемником

а, б – ступенчатые и зубчатые для ССК;
в – ступенчатые для КССК;
1 – корпус; 2 – матрица;
3 – промывочный клапан; 4 – отверстие под ключ;
5 – подрезные алмазы; 6 – объемные алмазы

Коронки разработаны в ВИТРе в соответствии с ТУ 41-01-386-79. Коронки К-01, К-01-1, К-01-2, К-02 и К-08 предназначены 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 и 2 качества ступени. Ступени XXXV, а в коронках К-01-1 и К-01-2 алмазами группы XVa. В качестве подрезных применяются алмазы группы XXXIVб.

Коронки К-02 являются комбинированными зубчатыми. Зубья армируются по контуру алмазами. Между алмазами размещается импрегнированный слой с мелкими алмазами. Коронки К-08 являются комбинированными ступенчатыми. Передняя часть (пилот) армируется мелкими алмазами – импрегнированный слой. Алмазный инструмент для ССК-50 выпускается в соответствии с ТУ 2-037-278-80. Технические характеристики коронок приведены в табл. 3.19.

Условия применения:

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.

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 вершинах клиньев. В подрезном слое по наружной и внутренней поверхности использованы цилиндрические вставки твесала (диаметром 5 и высотой 3 мм).

Коронки КАСК-4С,КАСК-К, КАСК-3, КАСК-З предназначены для бурения в составе комплексов ССК-76.

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 полимер-бентонитовые 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 300мин$^{-1}$;

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. 3.20.

Таблица 3.20. **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

Частота вращения бурильной колонны выбирается в зависимости от глубины скважины в соответствии с рекомендациями, приведенными в табл. 3.21.

Для опробования угольных пластов разработаны специальные съемные керноприемники типа «КОНУС», снабженные штампом. 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 применяется съемный керногазосборник КГИТС. Он оснащен также штампом для отбора ненарушенных проб угля и имеет 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.

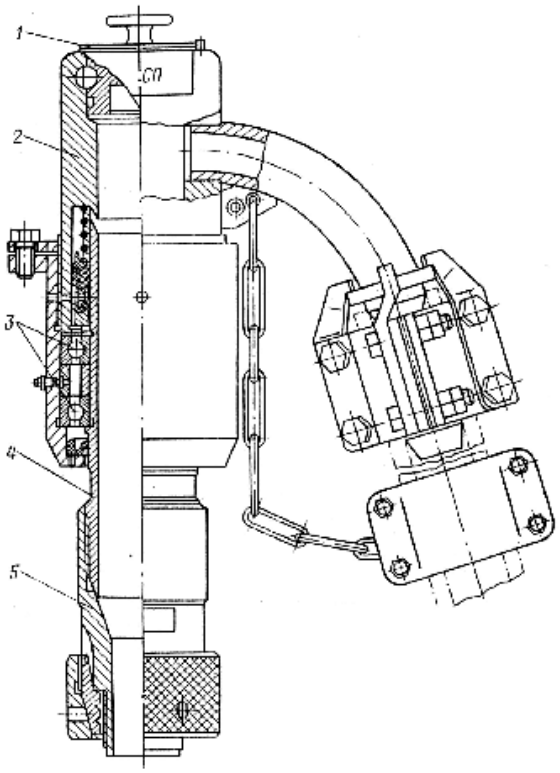
Для повышения эффективности бурения твердых абразивных пород разработан съемный гидроударник ССГ-76, применяемый в составе комплекса КССК-76. Применение гидроударника позволяет избежать самозаклинивания керна, повышает износостойкость

Таблица 3.21. **Значения частоты вращения**

Тип комплекса	Частота вращения,мин$^{-1}$	Тип станка	Предельная глубина, м
ССК-46	1615 1100 710	СКБ-4	200 500 1000
ССК-59	1500 1300 720 540	СКБ-5	100 200 500 800
	1500 1200 1000 900	Скб-7	300 600 1000 1200
ССК-76	1500 1200 1000 800 550	СКБ-7	100 200 400 600 1200
КССК-76 (76М)	600 400	СКБ-7 СКБ-8	1200 1000

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 (рис. 3.27) с широким внутренним отверстием в стволе, через которое свободно проходит керноприемник после отвинчивания пробки 1.

Рис. 3.27. Буровой проходной сальник для ССК

1 – пробка, 2 – корпус; 3 – радиальные подшипники; 4 – ствол сальника; 5 –переходник на бурильные трубы

Затраты времени на бурение скважины с использованием ССК в общем виде можно определить по формуле

$$T_{ск} = 1{,}06\frac{H}{V_o} + \frac{H}{l_k}(3{,}4\cdot 10^{-3}\frac{H}{2} + 0{,}7) + (\frac{H}{l_ц} - \frac{H}{l_k})(1{,}5\cdot 10^{-3}\frac{H}{2} + 0{,}37), \quad (3.26)$$

где H - глубина скважины, м; V_o – средняя механическая скорость бурения, м/ч; $l_к$ – проходка на коронку, м; $l_ц$ – проходка в цикле керноприемником, м.

Технология алмазного бурения

Выбор рациональной технологии алмазного бурения зависит от сочетания и взаимовлияния многих факторов.

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 при возможно 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, обеспечится требуемое качество керна и минимальный удельный расход алмазов (кар/м). Окружная скорость алмазной коронки рекомендуется: для импрегнированных V_o= 2-4 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 (мин$^{-1}$) производится по формуле

$$n = \frac{60V_o}{\pi D}, \quad (3.27)$$

где V_o – окружная скорость коронки, м/с; D - средний диаметр коронки, м.

$$D = \frac{D_1 + D_2}{2} \quad (3.28)$$

где D_1 - наружный диаметр коронки, м; D_2 – внутренний диаметр коронки, м.

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 эффективным способом устранения заполирования является 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-экономическим показтелями. Удельную осевую нагрузку на алмаз P_0(Н) для объемного разрушения породы следует принимать из расчета

$$P_o = \sigma_п S_a, \quad (3.29)$$

где $\sigma_п$ – прочность горной породы, Н/см^2; S_a – площадь контакта алмаза с породой, см^2.

Общая осевая нагрузка на коронку будет равна

$$P = P_o S, \quad (3.30) \quad (3.30)$$

где S – площадь рабочей части торца коронки, см^2.

$$S = \pi/4\ (D_1^2 - D_2^2) - m\ b\ a, \qquad (3.31)$$

где m – число промывочных каналов в коронке; b - ширина промывочного канала, см; a – толщина торца матрицы, см.

Удельная осевая нагрузка для однослойных коронок рекомендуется в пределах 60-120 даН/см^2, для импрегнированных - 70-130 даН/см^2 (для пород VIII-IX категорий 60-75, X категории от 75 - 90 до 120, XI-XII категории – от 90-100 до 120-160).

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 минут после постановки на забой проводят с малой осевой нагрузкой 200-300 даН и частотой вращения 150-200 мин$^{-1}$. После приработки коронки к забою постепенно параметры режима бурения постепенно доводят до рациональных значений.

При бурении трещиноватых и перемежающихся по твердости пород осевую нагрузку следует уменьшать на 20-50%. При увеличении осевой нагрузки увеличивается и частота вращения инструмента, и наоборот.

Расход промывочной жидкости имеет большое влияние на эффективность алмазного бурения. Быстрота очистки забоя от шлама при алмазном бурении способствует повышению механической скорости бурения. Алмазы в коронке имеют небольшую величину выпуска из матрицы, и 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 вызывает быстрое возрастание потерь напора в скважине вследствие малых зазоров между керном и коронкой, а также коронкой и стенками скважины. Поэтому рациональный расход промывочной жидкости Q (м^3/с) целесообразно определять, исходя из количества образующегося под торцом коронки шлама при различных механических скоростях бурения, через окружную скорость коронки Vo (м/с) и площадь торца 5 (м^2)

$$Q = 0{,}17 K_п\ V_o\ S\ , \qquad (3.32)$$

где $K_п$ – коэффициент пропорциональности, равный для нисходящей скважины 1,5, для восстающей – 0,7 и горизонтальной 1,0; $4<V_o>1{,}0$ (м/с).

При бурении алмазными коронками с выпуском алмазов для усиления эффекта объемного разрушения породы удельную осевую нагрузку следует увеличивать на 15-20% против выше рекомендованной, учитывая необходимость выноса большего количества выбуренной породы; настолько же следует увеличивать и количество промывочной жидкости.

Лучшей охлаждающей жидкостью при алмазном бурении является вода, а также эмульсионные и полимерные растворы. Применение глинистых растворов необходимо ограничивать и использовать их только при бурении неустойчивых пород.

Отрицательное влияние на алмазное бурение оказывает трещиноватость пород. При бурении трещиноватых пород часто наблюдаются самозаклинки керна, которые приводят к преждевременному подъему бурового снаряда. При высоких частотах вращения алмазного бурения возникают вибрации бурильной колонны. Под действием крутящего момента и осевой нагрузки она приобретает форму спирали с определенным шагом. Вибрация нарушает нормальный процесс бурения, разрушая керн и алмазный инструмент. Она также приводит к снижению механической скорости бурения, повышенному износу бурильных труб и поверхностного оборудования, значительно возрастают затраты мощности.

Антивибрационные смазки, наносимые на бурильные трубы, снижают их трение о стенки скважины и уменьшают продольные и крутильные колебания, поглощают энергию удара колонны о стенки скважины и снижают поперечные вибрации. Смазка, попадая в трещины, заполняет их и частично устраняет поглощения промывочной жидкости.

Хорошими смазочными и антивибрационными свойствами обладают эмульсионные промывочные жидкости. Они образуют тонкие адсорбционные пленки на поверхности бурильных колонковых труб, керна, стенок скважин, которые снижают трение и, благодаря высокой адгезии к их поверхности, гасят вибрации. Эмульсионные жидкости содержат поверхностно-активные вещества (ПАВ), которые проникают в трещины горных пород, ослабляют их и облегчают разрушение породы.

За последние годы широкое применение при алмазном бурении получили полимерные жидкости на основе гидролизованного полиакриламида ГПАА). Особенно хорошо они себя зарекомендовали при бурении снарядами со съемными керноприемниками.

В процессе эксплуатации алмазного породоразрушающего инструмента следует учитывать, что алмаз является довольно хрупким минералом и восприимчивым 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, когда 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 01,-0,2 мм.

При бурении без расширителей алмазные коронки подбираются по наружному и внутреннему диаметрам и определяется последовательность их спуска. Первыми вводятся в работу коронки с наибольшим наружным и наименьшим внутренним диаметрами. Коронка заменяется 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 0,1-0,15мм 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.

Рекомендуемые параметры режимов бурения двойными колонковыми трубами конструкции ВИТР приведены в табл.3. 22, а эжекторными колонковыми снарядами ТулНИГП в табл.3. 23.

Таблица 3.22. **Параметры режимов бурения двойными колонковыми трубами**

Параметры	ТДН-УТ-46	ТДН-УТ-59	ТДН-УТ-76	ТДН-0-76
Частота вращения, мин$^{-1}$	700-1250	700-1000	300-700	430-700
Осевая нагрузка на алмазную коронку, даН	600-800	600-1200	800-1500	600-1800
Количество промывочной жидкости, л/мин	30-50		30-60	30-60

Таблица 3.23. **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 X XI-XII	200-300 200-300 200-300	350-250 350-250 350-200	500-300 500-300 500-300	500-300 500-300 500-300
Осевая нагрузка, даН	VIII-IX X XI-XII	500-600 600-700 700-900	500-700 700-800 800-1100	700-900 750-900 900-1200	900-1200 900-1300 -
Расход промывочной жидкости, л/мин	VIII-IX X, XI XII	100-120 100-120	120-150 120-150	90-120 90-120	120-150 120-150

Технология электрохимической заточки и отработки коронок

Размерная электрохимическая заточка алмазных коронок, разработанная В.И. Спириным, предназначена для получения первоначального заданного выпуска алмазов из матрицы коронки, а также для поддержания его в процессе бурения.

В процессе эксплуатации коронок в случаях, когда геологические или технико-технологические факторы приводят к снижению механической скорости бурения вследствие уменьшения выпуска алмазов ниже рационального (при зашлифовании коронки), производится 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 определяется по формуле

$$h = 0{,}33\, K_{ф} K_{т} d_{a}, \qquad (3.33)$$

где $K_{ф}$ и $K_{г}$ — коэффициенты, зависящие соответственно от формы алмазных зерен и трещиноватости пород (при округлой форме алмазов $Кф$ = 1, с небольшим искажением формы $Кф0{,}75$, *с* искаженной формой $Кф$ =0,5, при удельной кусковатости пород $К\,у$ 1-10, 11-30 и > 30, $К\,т$ соответственно равны 1,0;0,75и0,5);d_a- средний условный диаметр зерна.

При этом предполагается, что зернистость применяемых в коронках алмазов выбрана в соответствии с физико-механическими свойствами пород (табл. 3.24).

При использовании электрохимической заточки целесообразно иметь номограмму определения *I* и (в зависимости от *Н для* каждого типоразмера алмазной коронки (рис. 3.28).

Если применяется выпрямитель с регулируемым напряжением, то сила тока рассчитывается исходя из необходимого времени заточки. При работе с выпрямителем с нерегулируемым напряжением время заточки рассчитывается из получаемой силы тока.

Таблица 3.24. Значения коэффициентов $К_ф$ и $К_т$

Характеристика алмазов по форме	$К_ф$	Удельная кусковатость пород $К_у$, шт/м	$К_т$
Округлой формы	1,00	1-10	1,00
С небольшим искажением формы	0,75	11-30	0,75
Искаженной формы	0,50	>30	0,50

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. 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.

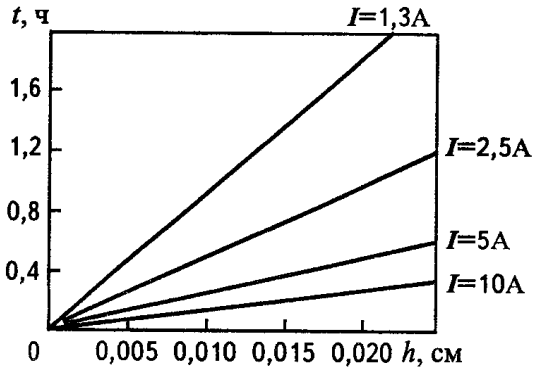


Рис. 3.28. Номограмма определения силы тока *I* и времени заточки *t* по заданному выпуску алмазов *h* для коронок типа 02И3150К40-59 (12,24 кар)

Задаваясь определенной величиной выпуска алмазов *h* и силой тока *I* по номограмме (см. рис. 3.28) находится время, необходимое для заточки коронки.

Полевая портативная установка (рис. 3. 29) предназначена для заточки алмазных коронок в полевых условиях (непосредственно на буровой или на участках буровых работ).

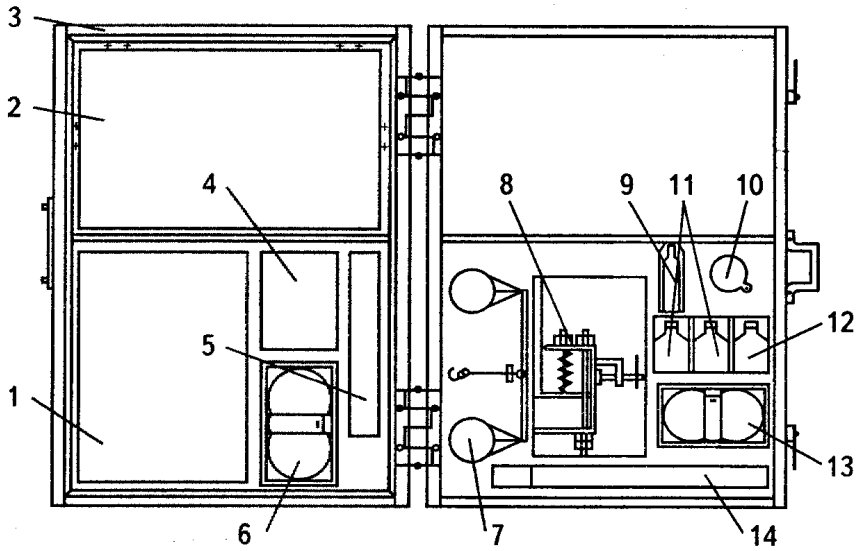


Рис. 3.29. Полевая портативная установка ППУ-1

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

В ее состав входит портативное устройство электрохимической заточки алмазных коронок (рис. 3.30). Для измерения выпуска объемных алмазов используется специальное устройство (рис. 3.31).

При отработке коронок с использованием электрохимической с заточки критерии снятия их с эксплуатации остаются обычными, принятыми для алмазного породоразрушающего инструмента.

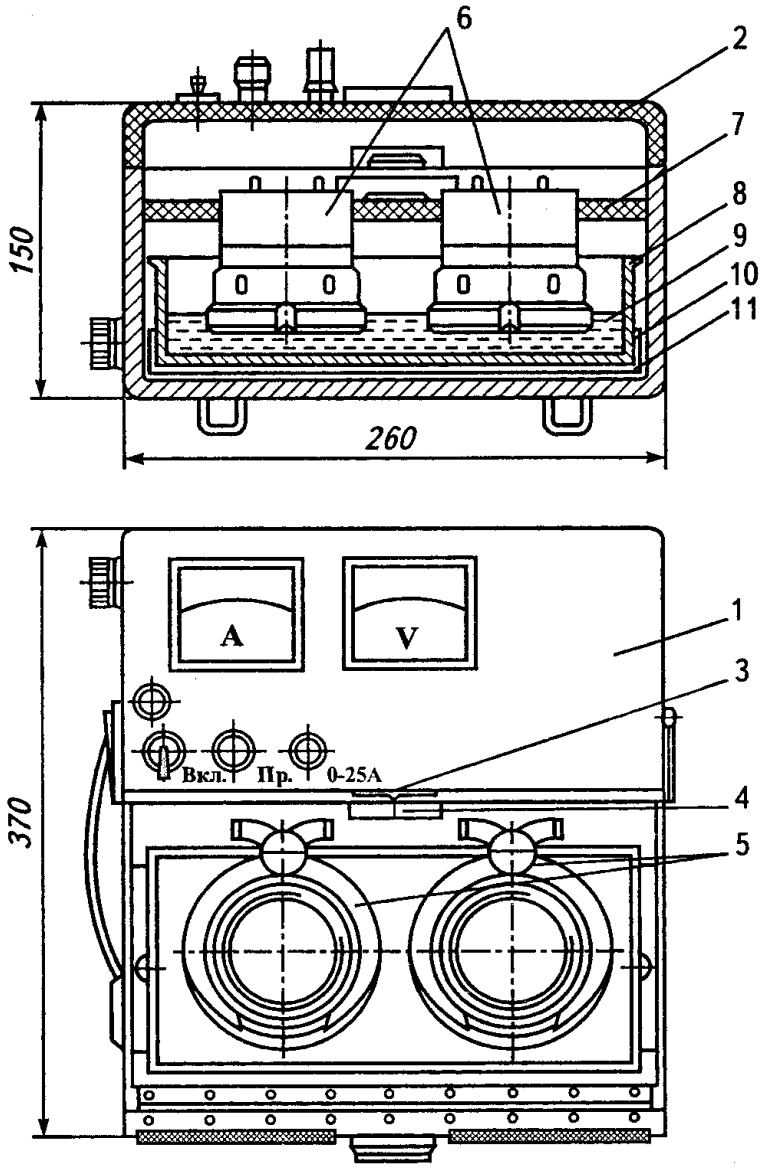


Рис. 3.30. Портативное устройство для электрохимической заточки алмазных коронок

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

Критерии рациональной отработки 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,О2И4 и др.) и армированных как природными, так и синтетическими алмазами.

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.

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

$$h_{\text{п}}+h_{\text{в}}\leq H \qquad (3.34)$$

где $h_{\text{п}}$ и $h_{\text{в}}$ – величины снимаемого слоя матрицы при первичной и вторичной заточке; Н – предельное значение износа матрицы по высоте (по линейным размерам), установленное нормативными документами.

5. Импрегнированные коронки, армированные природными 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

$$n=\frac{H-\sum \Delta \mathrm{H}_i}{h_p}\ , \qquad (3.35)$$

где Н – высота алмазосодержащей матрицы ;ΔН – суммарный износ матрицы при бурении в течение n рейсов; h –величина съема металла матрицы для получения рационального выпуска алмазов.

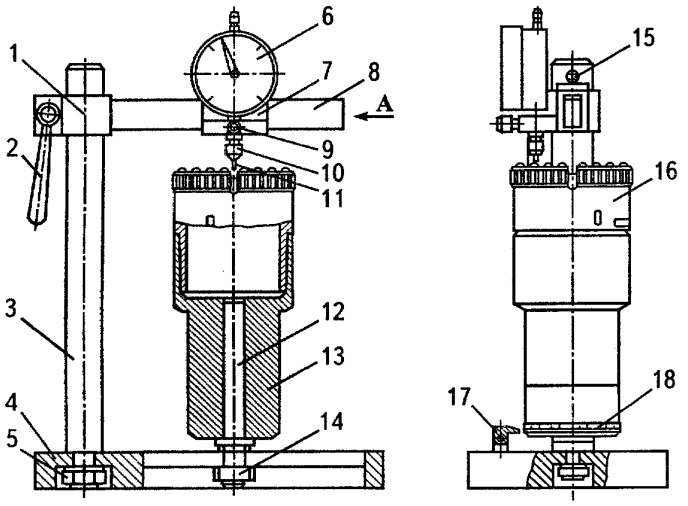


Рис. 3.31. Устройство для измерения выпуска объемных алмазов

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

Так как в коронках, армированных синтетическими алмазами, износ алмазосодержащего слоя должен быть не более 60%, то количество заточек может быть найдено из выражения

$$n=\frac{0{,}6H-\sum \Delta H_i}{h_p} \qquad (3.36)$$

6. При отработке комбинированных коронок к снарядам со съемными керноприемниками типа К-08 количество заточек импрегнированного пилота матрицы можно определить по формуле (3. 36) 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 торцевой части алмазосодержащей матрицы. Как показывает практика работ, большое количество алмазных коронок выбраковывается из-за чрезмерного износа их подрезных элементов. Поэтому обнажение подрезных алмазов по наружному и, особенно, по внутреннему диаметру

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 возвращаются на базу организации, где производится учет, обработка материалов эксплуатации и сдача отработанного инструмента на рекуперацию.

3.2.3. Ударно-вращательное бурение

При ударно-вращательном бурении разрушение породы происходит при одновременном воздействии ударных нагрузок и вращения породоразрушающего инструмента. Нанесение ударных импульсов снижает энергоемкость процесса разрушения, так как большинство пород имеют (особенно хрупкие) 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, а само разрушение породы (скалывание) происходит исключительно при вращении бурового инструмента. В результате этого механическая скорость бурения повышается. Для практической реализации ударно-вращательного бурения применяются специальные забойные ударные машины.

Машины, работающие на промывочной жидкости, называются *гидроударниками*, а машины, приводимые в действие сжатым воздухом – *пневмоударниками.*

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

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 этого возникает аномально высокое давление, которое перемещает поршень-боек с нанесением удара по наковальне. Энергия удара в виде ударного импульса передается по колонковой трубе породоразрушающему механизму. Разрушение породы при ударно-вращательном бурении происходит в результате суммарного воздействия ударных импульсов, осевой нагрузки и крутящего момента.

Гидроударные машины классифицируются 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-77, Г-9, ГВ-5, ГВ-6 (рис. 3.32). Гидроударники прямого действия – машины, в которых 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. Эти гидроударники не получили широ-

кого применения в разведочном бурении, так как для обеспечения необходимой скорости взвода поршня-бойка требуется большой расход промывочной жидкости (табл. 3.25). Кроме того, гидроударники подразделяются по частотной характеристике на: среднечастотные с частотой ударов 1200-1500 в минуту и высокочастотные - 2000-3000 ударов в минуту.

Таблица 3.25. **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	

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 гидроударники ГВ-5, ГВ-6) с более низкой энергией единичного удара применяются для бурения в породах средней твердости и крепких с использованием обычных серийных твердосплавных и алмазных коронок диаметрами 59 и 76 мм.

Гидроударники прямого действия работают по следующей схеме (см. рис. 3.32).

Во время спуска и подъема гидроударник находится в подвешенном состоянии, и нижняя его часть в местах шлицевых разъемов 9 опускается (см. рис. 3.32, I). 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, а при подъеме инструмента – для слива промывочной жидкости из бурильных труб 1.

При постановке гидроударника на забой шлицевые разъемы смыкаются, клапан 3 перекрывает отверстие в поршне 4 и проход жидкости прекращается (рис. 3.32, II). Под действием резко повысившегося давления клапан совместно с поршнем-бойком с нарастающей скоростью движется вниз, сжимая силовые возвратные пружины 2 и 5. В определенный момент, когда упорная втулка клапана дойдет до ограничителя 11 (рис. 3.32, 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 (рис. 3.32, IV). 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.

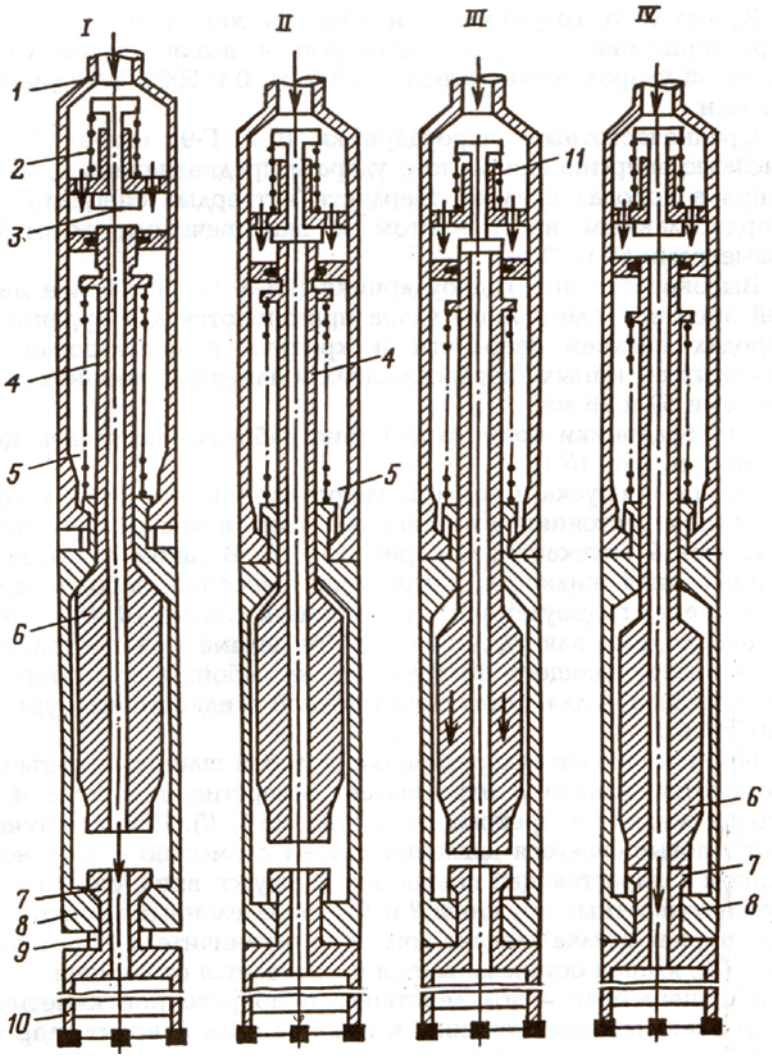


Рис. 3.31. Схема элементов работы гидроударника прямого действия на различных стадиях рабочего процесса

I – спуск в скважину; I
I – постановка на забой;
III – рабочий ход поршня ударника;
IV- удар по наковальне породоразрушающего инструмента;
1 – бурильная труба; 2,5-пружины;
3 -клапан; 4 – поршень;
6 – утяжелитель; 7 – наковальня;
8 – стакан; 9 – шлицевой разъем;
10 – колонковый снаряд;
11 – ограничитель

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 (ЗИФ650М, ЗИФ-1200МР).

Выбор насоса определяется расходом и давлением промывочной жидкости, которые зависят от диаметра и глубины бурения скважины.

Напорная магистраль (рис. 3.33) состоит из стояка, напорных трубопроводов, вентиля для регулирования расхода промывочной жидкости, компенсатора с манометром, шланга высокого давления и вертлюга-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. Техническая характеристика кольцевых гидроударных коронок приведена в табл. 3.26, а конструкции коронок КГ-1 и ГПИ48М – на рис. 3.34.

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 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. Механическая скорость гидроударного бурения в 1,5-2 раза выше вращательного алмазного бурения, а стоимость 1 м бурения ниже на 10-13%.

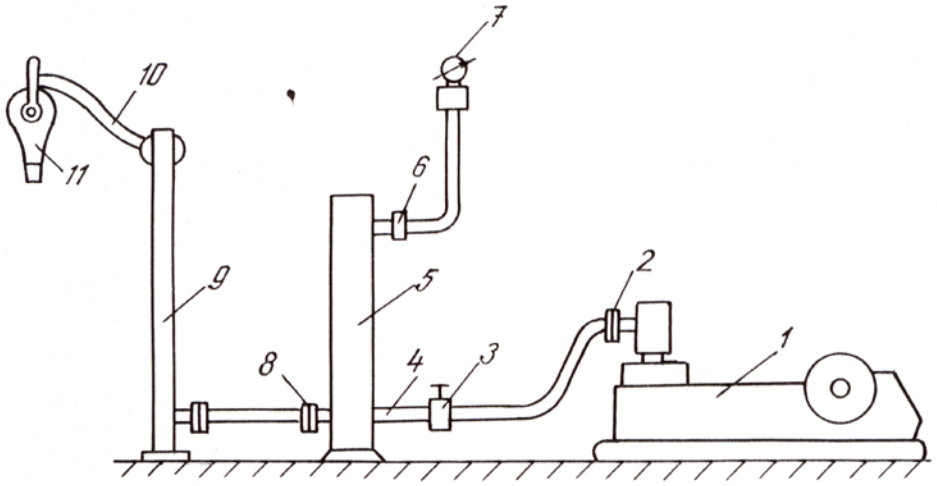


Рис. 3.33. Нагнетательная магистраль при бурении гидроударниками с повышенной энергией удара

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

Таблица 3.26. **Характеристика 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
КГ1	96 115	68 87	4	Г55	14х10х18	90	30	Вязкие и пластичные породы	VI-VIII
КГ2	96 115	68 87	6	Г56	14х8х15	90	45	Однородные и переслаивающиеся	VI-X
КГ3	76 115 93 112	52 87 65 84	4	Г5702 Г5703	12х10х19 14х11х19	90	45	- Высокой абразивности	VII-X VI-VIII
КГ4	76 93 112	42 59 78	6 6 8	Г5501 Г5502	10х8х18 17х8х18	75	15	Пластичные и вязкие	V-VI
КГ5	59	39	4	Г5701	10х9х19	90	45	Монолитные	VII-X
ГПИ48М	96 115	68 87	6	П1А	14х12х13,8	100	50	Крепкие трещиноватые и разрушенные	VII-X
ГПИ121М	59	39	6	Г5701	10х9х19	90	45	Трещиноватые и абразивные	VIII-X

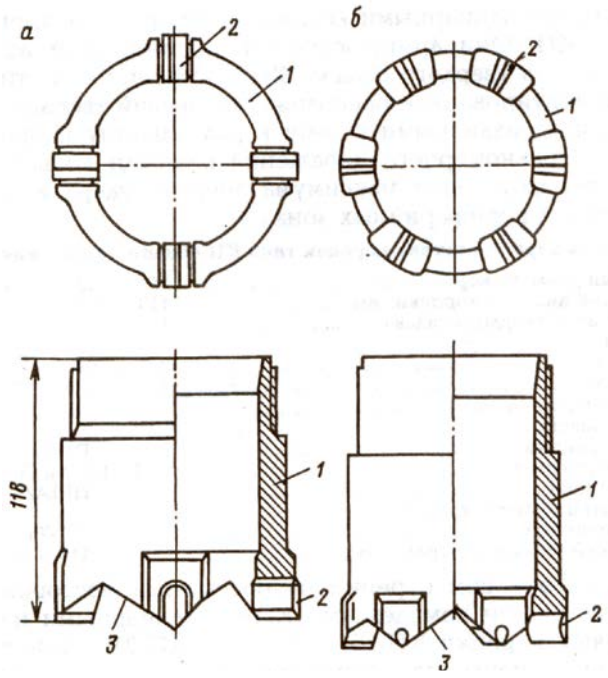


Рис. 3.34. Коронки для гидроударного бурения КГ1(*а*) и ГПИ48М(*б*):
1 – корпус; 2 – резцы;
3 – промывочные каналы.

Осевая нагрузка при гидроударном бурении 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 крепких породах вызывает только упругие деформации. Разрушение породы происходит под действием ударных импульсов и на разрушение породы большое влияние оказывает динамическая нагрузка или энергия ударов. Энергия ударов забойной машины для обеспечения эффективного разрушения горной породы определяют из выражения:

$$A_y \geq \Sigma l_p \cdot a_y \qquad (3.37)$$

где A_y – энергия удара, Н.м; Σl_p - суммарная длина лезвий резцов породоразрушающего инструмента, см; a_y - удельные затраты энергии удара на 1 см лезвия резца, Н.м/см.

Величина a_y зависит от категории породы и принимается согласно табл. 3.27.

Таблица 3.27. **Потребная удельная энергия удара для пород различной категории буримости**

Категория горных пород по буримости	Удельная энергия удара, a_y, Н.м/см
VI-VII	10
VIII-IX	10-15
X	15-20
XI	22-25

Число оборотов бурового снаряда для гидроударников Г-7, Г-9 принимают небольшим, а при использовании гидроударников ГВ-5 и ГВ-6 повышают.

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

$$m_o = \frac{\pi D_{cp}}{\delta} \qquad (3.38)$$

где D_{cp} – средний диаметр коронки, мм; δ - путь перемещения резца в мм между двумя смежными ударами.

Тогда частота вращения породоразрушающего инструмента будет равна:

$$n = \frac{n_y}{m_o} = \frac{n_y \cdot \delta}{\pi D_{cp}} \qquad об/мин \qquad (3.39)$$

где n_y – число ударов в 1 мин.

Для горных пород VII-XI категорий по буримости величину δ принимают равной 8-6 мм, для пород IX-XI категорий – 5-3 мм. Количество промывочной жидкости принимается в соответствии с паспортом машины.

Гидроударники находят успешное применение 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.

Типичными авариями при гидроударном бурении являются:

- 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.).

Для ликвидации аварий с породоразрушающим инструментом применяется шнековая ловушка Л-76 или Л-59 (рис. 3.35). При наличии на забое керна, ловушка опускается в скважину многократно – до полного извлечения обломков. Зауженный участок скважины калибруется расширителем, шарошечным долотом.

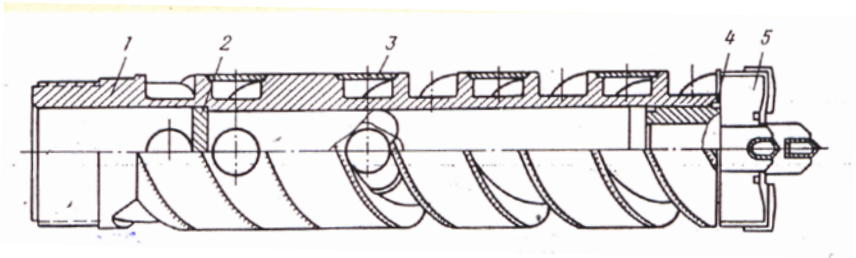


Рис. 3.35. Ловушка кусков твердого сплава

1 –полый цилиндр; 2 –приваренная пробка; 3 стальная полоса; 4 –регулировочная прокладка, обеспечивающая совпадение ловушки и долота; 5 – долото

Для увеличения выхода керна, особенно в трещиноватых породах применяются эжекторы, включаемые между гидроударником и колонковым набором (рис. 3.36).

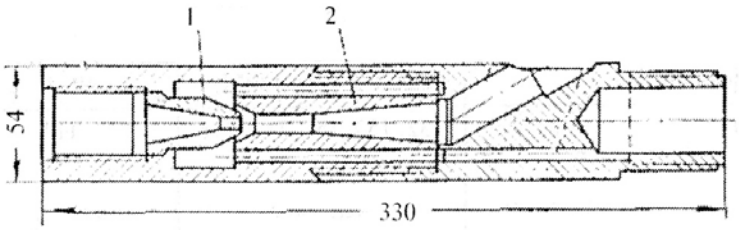


Рис. 3.36. Эжектор:

1 – сопло; 2 – диффузор

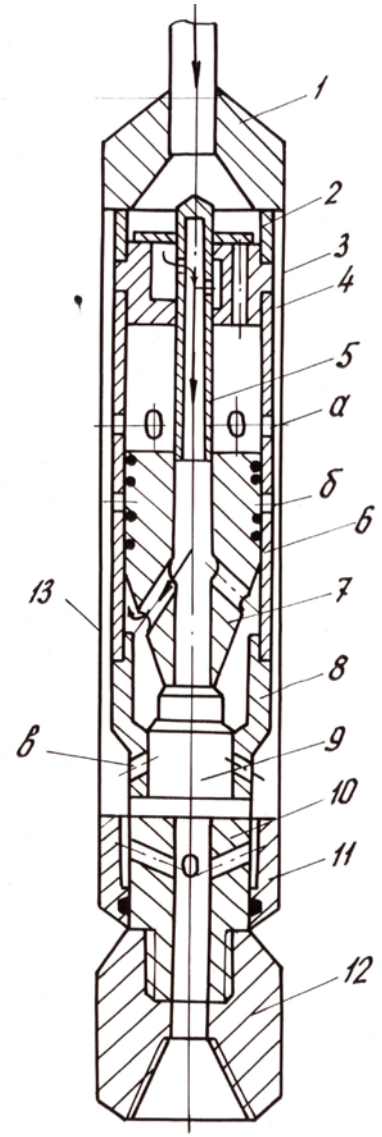
Ударно-вращательное бурение с помощью пневмоударников находит широкое применение при бурении разведочных скважин на коренных и россыпных месторождениях полезных ископаемых, при бурении скважин на воду, а также сейсмических и инженерно-геологических скважин. Весьма эффективно пневмоударное бурения в районах распространения вечной мерзлоты, в безводных пустынных и высокогорных районах, в условиях поглощения промывочной жидкости.

По данным ЦНИГРИ механическая скорость пневмоударного бурения в 3-4 раза выше твердосплавного, в 1,5-2 раза выше алмазного вращательного бурения, а себестоимость работ снижается на 25-45%. Область применения пневмоударного бурения ограни-

чивается присутствием водопритоков в скважинах. Глубина скважин не превышает 100-150 м при наличии водопритоков, а при их отсутствии достигает 300 м.

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

Пневмоударник РП-130 по устройству можно разделить на четыре основных узла (рис. 3.37):



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, представлены хвостовиком 9, втулкой шлицевой 10 и нижним переходником 12;

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

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 превысит давление в сети. В результате клапан перекидывается, закрывая доступ воздуха в нижнюю камеру. Под давлением воздуха и под действием своей массы поршень дви жется вниз(рабочий ход) и нанесет удар по хвостовику. После удара цикл повторяется

Рис. 3.37. Пневмоударник РП-130

Особенностью бесклапанных пневмоударников является схема распределения воздуха, в которой роль клапана выполняет поршень в паре с цилиндром. Принцип действия пневмоударника основан на возвратно-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. 3.37, 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 спускоподъемные 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 и соединяют нижнюю камеру с кольцевым зазором, отводящим выхлопной воздух. В результате обе камеры оказываются открытыми, и работа пневмоударника прекращается. В табл. 3.28 приведена техническая характеристика разведочных пневмоударников.

Технология бурения пневмоударными машинами. В состав колонкового набора для пневмоударного бурения входят: буровая коронка с кернорвателем, колонковая труба шламовая труба, пневмоударник, автомасленка и регулировочный клапан.

Регулировочный клапан служит 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 ставится над автомасленкой или шламовой трубой. Автомасленка служит 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.

Таблица 3.28. **Техническая характеристика пневмоударников**

Тип пневмоударника	РП-130 (РП-130М)	РП-111	РП-94
Диаметр скважины, мм	132, 153,161,184,216	113	96
Глубина бурения, м:			
в сухих породах	250-300	250-300	250-300
в обводненных породах	100	100	100
Расход воздуха			
общий, $м^3$/ 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

Твердосплавные коронки армируются резцами цилиндрической формы из твердого сплава ВК-15, ВК-8В достаточно крупного размера с ориентированной вставкой их 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. Обвязка поверхностного оборудования аналогична при бурении с продувкой. Методика выбора параметров режима бурения, изложенная для гидроударного бурения, применима к пневмоударному.

С целью увеличения проходки на породоразрушающий инструмент при бурении абразивных пород осевую нагрузку ограничивают до 300-400 Н. В породах средней твердости осевую нагрузку принимают 600-800 Н.

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 копрессоре, 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 блокировав его, и продуть скважину в течение 5-10 минут. 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 водоного раствора ПАВ подбирается в зависимости от интенсивности водопритока и условий выноса шламовой пульпы из выкидной линии и 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, концентрация ПАВ в пресных водах 0,1-0,2% , в рассолах увеличивается до 1,1-1,2%.

Техническая характеристика коронок для пневмоударного бурения приведена в табл. 3.29, а конструкция коронок КП-113 и КПС-113 показаны на рис. 3.38.

Таблица 3.29. **Техническая характеристика 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 промежуточных центральных	ПР1А/1 ПР1А/2 и ПР1А\3 ПР1А/4			
Угол заточки вставок., градус периферийных промежуточных и центральных	70-75 110-140			
Масса коронки, кг	7	6	4	3

3.2.4. Шнековое бурение

При проходке неглубоких скважин в мягких и рыхлых породах широкое распространение получило вращательное бурение с транспортировкой разрушенной породы на поверхность шнековым транспортером, выполняющим одновременно функции бурильной колонны. Этим способом осуществляется бурение скважин глубиной до 50 м (реже до 80 м) диаметром от 60 до 800 мм. Шнековое бурение применяется для бурения взрывных скважин при сейсморазведке, при инженерно- и гидрогеологических исследованиях, геологической съемке, поисках и картировании, разведке некоторых видов полезных ископаемых (строительных материалов, россыпных месторождений тяжелых металлов, никеленосных латеритов в корах выветривания и других).

Процесс шнекового бурения включает в себя разрушение породы на забое, которое в зависимости от её физико-механических свойств представляет собой резание или разрыхление и транспортировку продуктов разрушения, поступающих на шнековый транспортер, к устью скважины.

Инструмент для шнекового бурения состоит из долота и шнековой колонны. Конструкции долот для шнекового бурения довольно разнообразны. Наибольшее применение

получили двух- и трехперые долота со ступенчатой режущей кромкой, армированной резцами из твердых сплавов (рис. 3.39, а).

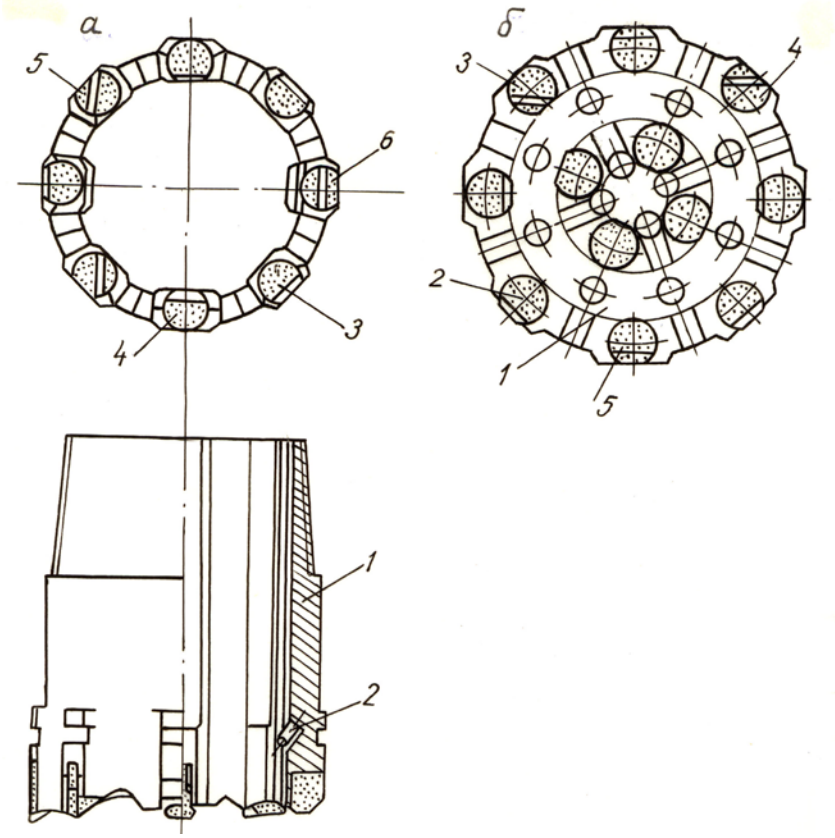


Рис. 3.38. Пневмоударная коронка *а* – КП-113 , *б* – КПС-113

1 – корпус коронки; 2 – керноврательная 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

Шнековая колонна (шнеки) представляет собой составленную из отдельных 1-3-х метровых секций стальную трубу диаметром 60-73 мм с навитой спиралью и приваренной стальной лентой толщиной 5-6 мм и шириной, соответствующей рабочему диаметру долота (наружный диаметр шнека на 15 мм меньше диаметра долота). Шаг винтовой полосы составляет 0,7-0,9 величины диаметра шнека (рис. 3.39, б).

Для бурения с отбором керна применяют шнеки с большим проходным отверстием в трубе, позволяющим размещать внутри колонны съемный керноприемник-грунтонос.

Основными параметрами режима шнекового бурения являются осевая нагрузка и частота вращения шнека.

В зависимости от типа долота можно выделить два основных способа разрушения породы на забое при шнековом бурении. Долота, лопасти которых обращены к плоскости забоя под прямым углом, вдавливаются в породу осевым усилием и при вращении производят ее резание или разрыхление. В этом случае порода не сразу поступает на реборду (спиральную ленту) шнека, а дополнительно дробится и перемалывается на забое, что снижает эффективность бурения. При использовании долот с лемехообразными лопастями, обращенными к забою под острым углом 30-60º, производится резание породы, скользящей по лопастям долота непосредственно к шнековому транспортеру. Такие долота эффективны в пластичных глинах и аналогичных им породах. Мощность, расходуемая на разрушение породы при шнековом бурении, изменяется обычно в зависимости от условий в пределах 3-6 кВт.

Разрушенная порода вытесняется вращающимися лопастями долота на ленту шнекового транспортера. Дальнейший ее подъем возможен при условии, что угол винтовой

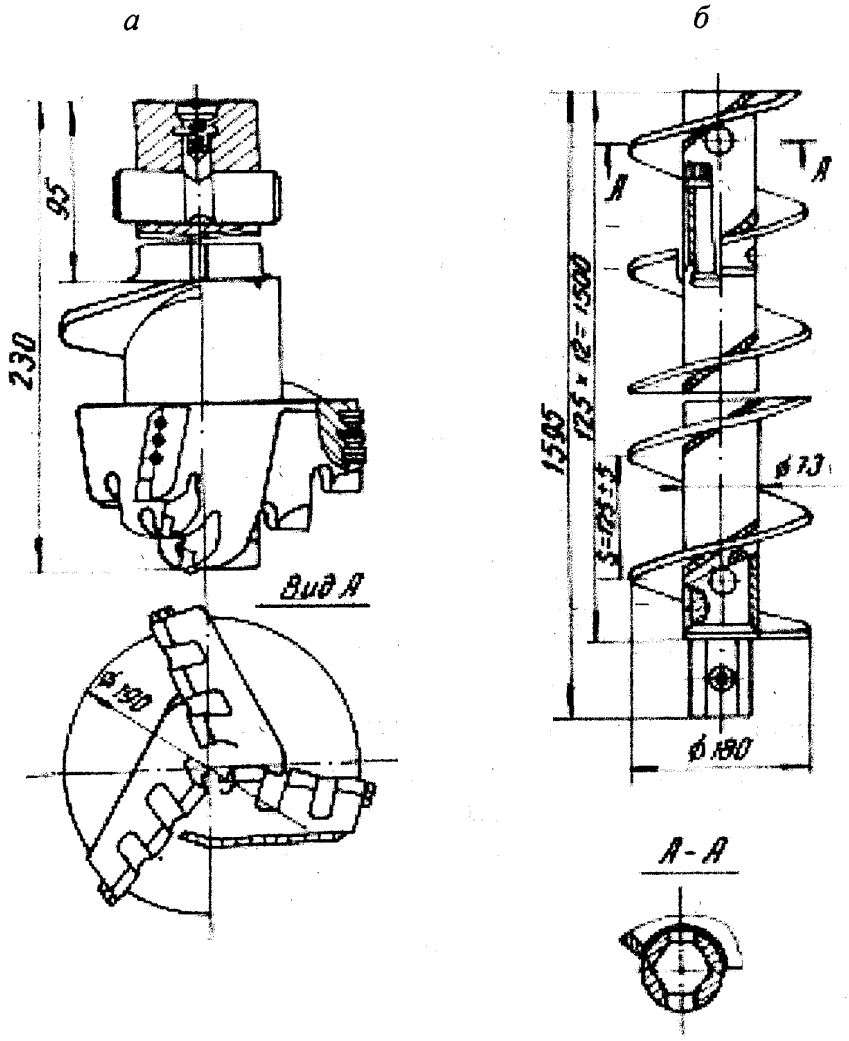


Рис. 3.39. Инструмент для шнекового бурения
а – трехперое долото;
б - шнек

линии спирали меньше угла трения породы о поверхность шнека. Движение породы вверх происходит в результате того, что пластичная породная масса образует со спиралью шнека пару «винт – гайка». Породная масса («гайка»), удерживаемая от вращения неровностями ствола, при вращении винтовой поверхности шнека перемещается вверх. Режим ее перемещения определяется частотой вращения шнековой колонны. Необходимым условием работы шнекового транспортера является замедленное, по сравнению со шнеком, проворачивание породной массы в стволе скважины, что обусловлено различием коэффициентов трения пар «порода – порода» (0,8-1,0) и «порода – сталь» (0,3-0,65).

Минимальная частота вращения, обеспечивающая центробежное прижатие породной массы к стенкам скважины и формирование необходимой силы трения (усилия фиксации породной массы), определится

$$n_{\min} = \frac{30}{\pi} \cdot \sqrt{\frac{g \cdot (tg\alpha + f)}{f' \cdot R \cdot (1 - f \cdot tg\alpha)}}, \qquad (3.40)$$

где: R – расстояние от оси вращения до данной частицы породы (текущий радиус - в рабочих расчетах принимается равным радиусу вала шнека); α - угол подъема винтовой линии шнека; f - коэффициент трения породы о шнек; f'- коэффициент трения породы о стенки скважины; g - ускорение силы тяжести.

Производительность шнекового транспортера должна быть не меньше производительности долота с учетом разбуривания ствола (1,0-1,3) и разрыхления породы (1,3-1,6). Обычно минимальная частота вращения при диаметре шнеков 70-100 мм составляет 160-200 мин$^{-1}$, а максимальная – 500-700 мин$^{-1}$. С увеличением диаметра шнека минимальная и максимальная частоты уменьшаются.

Мощность, расходуемая на трение колонны шнеков о стенки скважины, колеблется в пределах 0,2-0,8 кВт, а на транспортировку породы – 0,16-0,43 кВт.

Затраты мощности при постоянном числе оборотов и прочих равных условиях зависят от скорости подачи и углубления долота в породу за оборот. По мере увеличения скорости подачи снаряда, коэффициент заполнения шнеков возрастает и в сыпучих или обильно увлажненных породах может достигать 1. При этом резко возрастают силы трения породы о поверхность шнека, разрушается нормальный вынос ее на поверхность, что резко увеличивает непроизводительные затраты мощности и нагрузку на привод.

Одной из мер снижения мощности, расходуемой на шнековое бурение, является подача на забой при бурении сухих и вязких пород некоторого количества воды (2-5 л/мин или 8-20 л на 1 метр углубки). Вода может заливаться в затрубное пространство или закачиваться через шнеки. При этом скорость бурения увеличивается до 30%, а расходуемая мощность уменьшается до 20%. Шнековое бурение в большинстве случаев может осуществляться без приложения к долоту дополнительной осевой нагрузки.

Внедрение лезвий долота в мягкую породу происходит под действием веса шнека, а также реактивного усилия, возникающего при транспортировке разрушенной породы. Величина его равна усилию проталкивания породной массы по шнековому полотну и составляет 8,0-120 кН на каждый метр длины шнековой колонны. Нередко возникает необходимость разгрузки долота от чрезмерного реактивного усилия шнека во избежание его поломки. Эта операция осуществляется лебедкой бурового станка или механизмом подачи. Дополнительная осевая нагрузка прикладывается к долоту при забуривании скважины, а также при бурении по мерзлым породам, сухим плотным глинам и пескам. В этом случае она может достигать 15-30 кН.

При бурении по гравийно-галечниковым отложениям применяется обычный режим бурения, если размер отдельных галек (кусков щебня) не превышает 80 мм. Крупные твердые включения и валуны отбиваются в сторону или разрушаются ударами при расходке с вращением. В валунно-галечниковых отложениях используются утяжеленные шнеки со спиралью из листовой стали 16 мм. Утяжеленный шнек играет роль маховика, сглаживающего динамические реактивные нагрузки на привод при разрушении обломочного материала в рыхлых породах.

Наиболее существенным недостатком шнекового бурения является трудность определения глубины, с которой поднята породная масса, являющаяся в этом виде бурения пробой минерального вещества . Это происходит из-за того, что при транспортировке породы шнеком происходит ее непрерывное перемешивание из-за разных скоростей движения частиц породы, находящихся на различном удалении от оси вращения. Во многих случаях при бурении скважины глубиной 20 м не фиксируются пропластки мощностью до 1 м. Этот недостаток частично может быть устранен следующим технологическим приемом. Через равные промежутки углубки (например, через 1 м) подача инструмента прекращается до полного подъема всей породы по данному интервалу опробования.

Шнековое бурение реализуется установками различной мощности: от ручных мотобуров и легких переносных установок с бензиновым двигателем мощностью 4 л.с.(глубина скважин 7-15 м), легких передвижных установок УПБ-25 , ПБУ-25, УКБ-12/25 и других с подвижным вращателем мощностью 6-10 л.с., обеспечивающим бурение скважин глубиной 18-20 м, до самоходных установок УКБ-12/25С, УРБ-1С, УРБ-1В, УШ-2Т4, УГБ-50А, обеспечивающих предельные глубины бурения скважин диаметром 120-230 мм. На рис. 3.40 представлена шнековая установка, а в табл.3.30 приведены технические характеристики таких буровых.

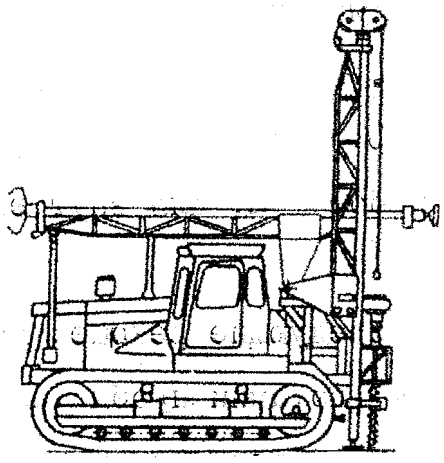


Рис. 3.40. Буровой станок VIII-2T4

Таблица 3.30. **Технические характеристики буровых установок УШ-24Т, УШ-2Т4П и УШ-2Т4М**

Параметры	Типы установок		
	УШ-2Т4	УШ-2Т4П	УШ-2Т4М
Глубина бурения шнеками, диаметром, мм 165 135; 150 до 600 Глубина бурения шурфов диаметром 600 мм	60	60	 60 15
Мачта: конструкция высота Наибольший крутящий момент, даН·м Потребляемая мощность, кВт Компрессор	теле- скопиче- ская 9570 750 95 -	сварная 9570 750 95 2ВУ 0,25- 0,6/16- VXЛ	трубная 750 95 по требо- ванию
Частота вращения снаряда, об/мин	40, 87, 114, 175, 240		
Масса установки, кг	3227/2482		

Буровая установка УШ-2Т4 (см. рис. 3.40) используется для бурения шнековым способом геологоразведочных скважин в труднодоступных районах Севера и заболоченной местности. При этом для бурения в устойчивых породах используются установки УШ-2Т4, а в неустойчивых – УШ-2Т4П с компрессором и комплектом полых шнеков. Для бурения шурфов диаметром 650 мм шнековым способом применяется установка УШ-2Т4М.

Она имеет следующие конструктивные особенности: мачта выполнена из более прочной трубы, снабжена механической трансмиссией, шнеки уложены в касеты, подъем(опускание) мачты и подача снаряда на забой осуществляются с помощью гидравлики. Управление всеми процессами сконцентрировано у рабочего места бурильщика.

Для этой группы установок характерно использование подвижного пятискоростного (40-240 об/мин) вращателя с рабочим ходом подачи до 3200-3500 мм. Привод подачи осуществляется от гидроцилиндров. Общий привод всех этих установок осуществляется от ходового двигателя. Установки обслуживают два человека: бурильщик (он же водитель) и буровой рабочий. Проходка за 1 час чистого бурения по породам I категории составляет ориентировочно 75 м; II – 40 м; III – 21,5 м и IV - 10-14 м. Производительность бурения в значительной мере зависит от того, производится оно сплошным забоем или с отбором керна. При отборе керна производительность шнекового бурения значительно снижается.

3.2.5. Вибрационное или виброударное бурение

Под вибрационным бурением понимается способ, при котором рабочее воздействие на забой скважины формируется путем передачи породоразрушающему инструменту(виброзонду) через колонну бурильных труб вибрационной (высокочастотной ударной) нагрузки от поверхностного вибратора.

Принципиальная схема вибрационного бурения представлена на рис. 3.41 . На рис. 3.42 представлена принципиальная схема конструкции генератора высокочастотной ударной нагрузки, именуемого электромеханическим вибратором или вибромолотом.

Работа вибромолота осуществляется следующим образом. Дебалансы 1 расположены на осях, закрепленных в корпусе 6 симметрично плоскости симметрии вибромолота, и связаны между собой зубчатым зацеплением, а с электродвигателем – клиноременной передачей (см. рис. 3.42). Каждый дебаланс имеет эксцентриковый сектор-утяжелитель. Масса и расположение эксцентриков на дисках дебалансов строго тождественны. Имея противоположное направление вращения, диски дебалансов всегда располагают утяжелители-эксцентрики в противофазе по отношению к горизонтальной (боковой) составляющей их движения и синхронно по отношению к вертикальной составляющей движения. Благодаря этому, горизонтальные составляющие центробежной силы инерции, возникающей при вращении эксцентрика, уничтожаются, а вертикальные составляющие – складываются. Массивный кованый корпус вибромолота массой 300-400 кг совершает движения вверх-вниз с частотой, равной циклической частоте электродвигателя.

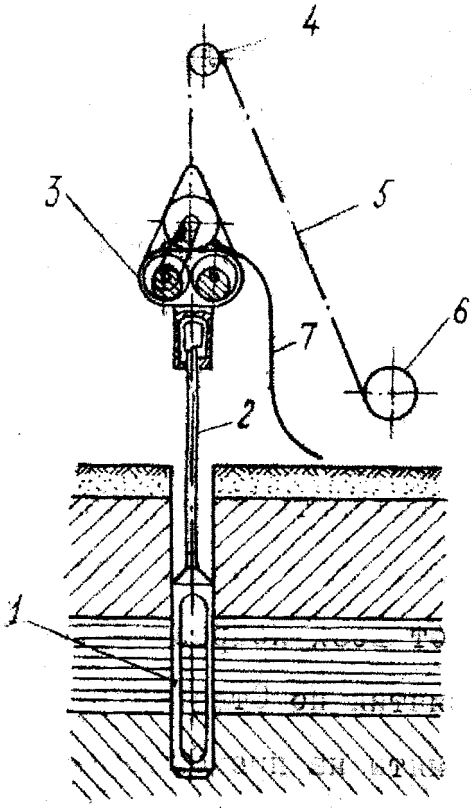


Рис. 3.41. Принципиальная схема вибрационного бурения

1 – виброзонд; 2 – колонна бурильная;
3 – вибратор; 4 – ролик на вершине мачты;
5 – канат; 6 – лебедка; 7 - электрокабель

Максимальное усилие удара, развиваемое вибратором, определяется по формуле

$$F_{max} = m \cdot \omega^2 \cdot \varepsilon \qquad (3.41)$$

где: m – суммарная масса эксцентриков; ω – угловая скорость вращения дебалансов; ε - величина смещения центра тяжести эксцентриков относительно оси вращения дебалансов.

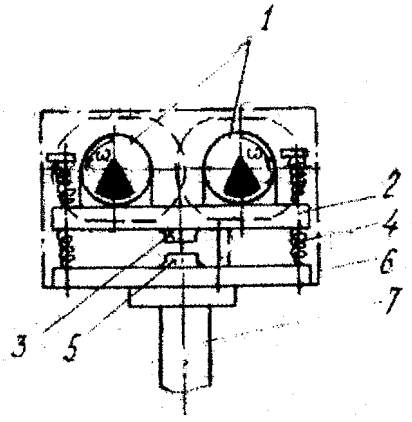


Рис. 3.42. Принципиальная схема конструкции вибромолота направленного действия
1 – дебалансы-эксцентрики; 2 – ударная плита (инерционное тело); 3 – боек; 4 - пружины;
5 – наковальня; 6 – корпус; 7 – патрон-переводник

Вибромолотом именуется утяжеленный вибратор. Конструкция вибромолота предусматривает ограничение амплитуды вертикальных колебаний путем пружинной фиксации и значительного увеличения массы соударяющихся элементов – ударной плиты 2 с бойком 3 и корпуса 6 с наковальней 5. В соответствии с законом сохранения количества движения ударная нагрузка при этом обеспечивается с минимальной амплитудой ко-

лебаний (не более 15 мм), что улучшает режим работы вибратора и увеличивает его надежность.

Главным технологическим инструментом при вибрационном бурении является виброзонд – трубчатый инструмент, внедряемый в массив горной породы и извлекаемый на поверхность вместе с пробой вещества (керном). Нередко он выполняется разъемным или с боковой прорезью облегчающей геологическое описание пробы рыхлого минерального вещества в его естественном состоянии. Схемы породоразрушающего инструмента представлены на рис.3.43.

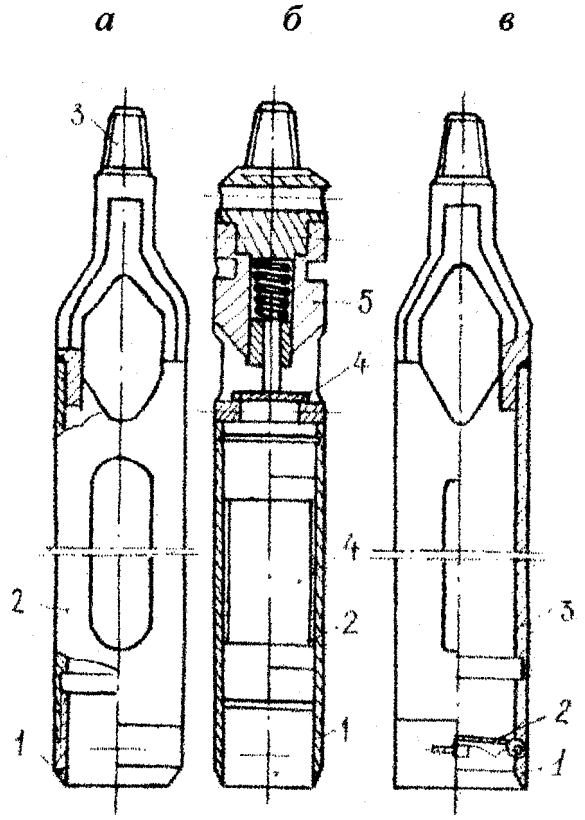


Рис. 3.43. Породоразрушающий инструмент для вибробурения

а – виброзонд: 1 – башмак, 2 – труба с окнами, 3 – коническая резьбапод штанковый замок;
б – грунтонос: 1 – башмак, 2 – разъемная труба, 3 – разъемный вкладыш для приема керна, 4 – клапан, 5 – переходник;
в – виброжелонка: 1 – башмак, 2 – клапан плоский, 3 – труба с окнами

Вибрационное бурение осуществляется путем уплотнения горной породы и обусловленного этим уменьшения ее объема в зоне контакта с образованием кольцевой полости , в которую и погружается виброзонд в процессе бурения без осевого воздействия (масса снаряда не обеспечивает необходимого усилия подачи) и без вращения. Специфика способа заключается в том, что переуплотнению с выделением физически связанной воды в зоне контакта подвергаются даже такие горные породы с весьма плотной упаковкой частиц как глины. То есть процесс по своему содержанию представляет не механическое раздвигание, перемещение или переотложение частиц породы, а глубокую их трансформацию на физическом уровне. Рассмотрим механизм вибробурения, используя схематичное изображение работы виброзонда, представленное на рис.3.7. Высокочастотные ударные импульсы Р в колонне бурильных труб и виброзонде трансформируются в кольцевые зоны напряжений сжатия σ, перемещающиеся вдоль бурового снаряда со скоростью звука в виде волн сжатия-растяжения. Волна сжатия в соответствии с законом Гука, увязывающим величину напряжения с величиной деформации, в теле виброзонда проявляется микроскопическим утолщением – местным кольцеобразным увеличением диаметра, перемещающимся вниз по зонду вместе с волной сжатия (на схеме рис.3.44 показано пунктиром).

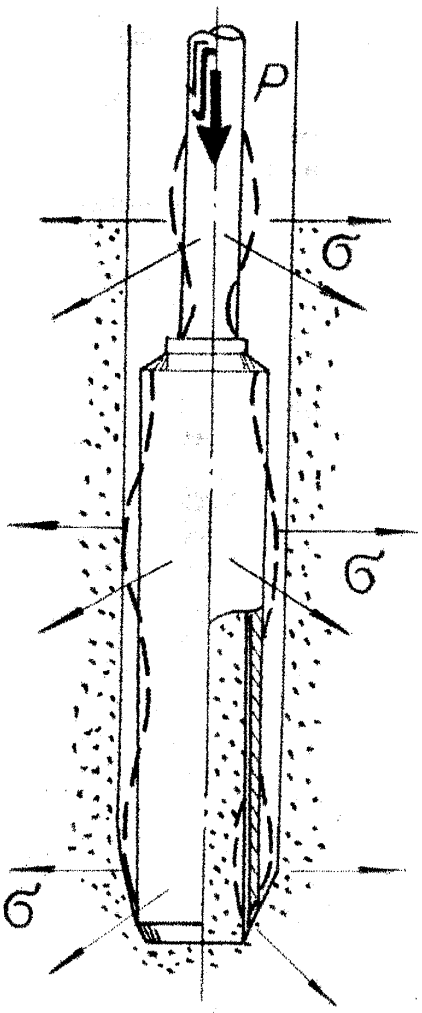


Рис. 3.44. Схема микроуплотнения породы виброзондом

Микроскопическая по амплитуде механическая деформация формирует усилие со стороны набегающего фронта волны сжатия на облегающую виброзонд породу, которая является колоссальной по величине и высокочастотной – многократно повторяющейся. Благодаря этому происходит более компактное расположение породообразующих частиц, устранение пор и вытеснение свободной и физически связанной воды в контактном слое околоскважинного пространства и в керне.

Описанный характер воздействия на породу при вибробурении объясняет некоторые парадоксы и особенности технологии бурения вибрационным способом.

Во-первых, вибрационным способом бурятся только физически уплотняемые породы. А даже самые слабые непрочные скальные породы (угли, каменная соль, меловые отложения) абсолютно не поддаются вибробурению в силу того, что упругие волны рассеиваются в них, не обеспечивая перевода упругой деформации зонда в пластическую деформацию породы и ее уплотнения в зоне контакта.

Во-вторых, вибрационным способом легко проходятся скважины в таких труднобуримых породах, как сухие (с физически связанной водой) коры выветривания со щебнем, гравийно-галечниковые отложения и т.д. Но весьма плохо бурятся плывуны – обильно-обводненные пески и близкие по строению к ним лессовидные породы, практически не имеющие механической прочности в свободном состоянии. Неподатливость предельно слабых пород объясняется тем, что в силу своего строения данные породы в массиве под действием горного давления имеют предельно плотную упаковку частиц.

В-третьих, вибрационное бурение имеет ограниченную глубину применения. Это связано с «расплыванием» упругих волн сжатия при распространении их по колонне бурильных труб – длина зоны сжатия (растяжения в противофазе) увеличивается, а амплитуда изменения диаметра зонда уменьшается и соответственно снижается эффективность бурения.

Исследованиями Б.М. Ребрика установлена зависимость скорости вибробурения V от глубины скважины H

$$V = \frac{2{,}84}{\sqrt{H}} - 0{,}47 \qquad (3.42)$$

Согласно этой формуле глубина бурения вибрационным способом при установке вибратора на поверхности в принципе не может превышать 36 м.

Одной из существенных особенностей технологии вибробурения является ограниченность длины рейсовой углубки (как правило, не более 2,0-2,5 м). Это объясняется тем, что по мере накопления виброзонда керном увеличивается масса, подвергающаяся вибрации. А дальше по закону о сохранении количества движения пропорционально уменьша-

ется амплитуда вибрации, соответственно уменьшаются и технологические воздействия на породу.

В пластичных вязких породах ограничение углубки за рейс может быть связано также с необходимостью предупреждения, так называемого, «свайного эффекта». При заполнении виброзонда вязкой породной массой в определенный момент времени сила сопротивления перемещению этой массы внутри виброзонда может превысить силу сопротивления забоя внедрению виброзонда в массив «сплошным забоем». В этом случае виброзонд, закупоренный уплотненной породной пробкой, погружается в массив как свая, что приводит к потере геологической информации и искажению представлений о строении разреза.

Наиболее негативные последствия свайного эффекта наблюдаются в случае использования бесступенчатой конструкции скважины, при использовании виброзондов одного диаметра от забурки до окончания скважины. При вибробурении не наблюдается сколько-нибудь ощутимого увеличения диаметра ствола скважины за счет разбуривания. Кроме того, пластичные породы склонны к затягиванию ствола скважины под действием горного давления. При использовании бесступенчатого ствола скважины виброзонд заполняется породой, срезаемой со стенок скважины до достижения забоя. Это само по себе приводит к значительным погрешностям вещественного опробования, а при возникновении свайного эффекта ведет к грубым ошибкам разведки , т.е. представляет собой недопустимый технологический брак.

На рис.3.45 представлен агрегат вибрационного бурения АВБ-2М.

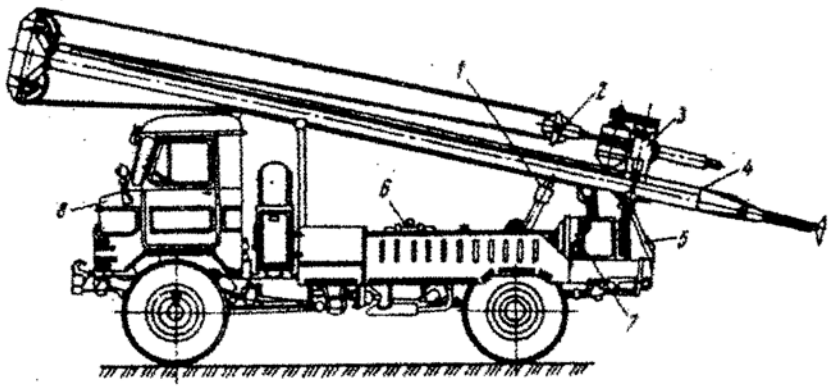


Рис. 3.45. Агрегат вибрационного бурения АВБ-2М
1 – винтовой подъемник мачты; 2 – талевый блок; 3 – вибромолот; 4 – мачта; 5 – опора мачты; 6 – генератор; 7 – лебедка; 8 - автомобиль

Агрегаты АВБ-2М, АВБ-3 предназначены для бурения инженерно-геологических скважин, для разведки россыпных месторождений, при картировочном и гидрогеологическом бурении скважин в породах IV категории по буримости вибрационным, роторным и ударно-канатным способами на глубину до 40 м.

Установка АВБ-2М смонтирована на автомобиле ГАЗ-66, а АВБ-3 - на ЗИЛ-131. Оба агрегата оснащены вибромолотами для погружения и извлечения обсадных труб.

В качестве основного рабочего органа используется вибропогружатель – безпружинный вибромолот (ВБ-7, ВБ-7М) с возмущающим усилием 35-57 кН. Привод вибромолота осуществляется от электродвигателя мощностью 94 кВт, который получает питание от генератора. Для производства спуско-подъемных операций и производства ударно-канатного бурения агрегаты имеют лебедки (грузоподъемность у АВБ-2М – 2800 даН, а АВБ-3 – 4000 даН) и мачты грузоподъемностью ~ 12 кН. Привод их осуществляется от двухскоростного двигателя мощностью 10,7-15,0 кВт. Подъем и опускание мачты производится с помощью винтового подъемника, привод которого осуществляется от электродвигателя мощностью 3 кВт.

Для свинчивания и развинчивания бурильных труб агрегаты комплектуются труборазворотами, обеспечивающими крутящий момент в 360 кгс. м и частоту вращения до 78 об/мин.

Питание всех электродвигателей агрегатов осуществляется от генераторов, установленных в кузовах автомобилей. Техническая характеристика агрегата АВБ-2М представлены в табл.3.31

.

Таблица 3.31. **Техническая характеристика буровой установки АВБ-2М**

Параметры	Значения параметров
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
Габариты в транспортном положении, мм	7400х2300х3280
Масса, кг	2327

3.2.6. Ударно-канатное бурение стаканами и грунтоносами

При бурении неглубоких скважин в рыхлых и сыпучих породах получила распространение одна из разновидностей ударно-канатного бурения - бурение с применением забивных стаканов, ударных гильз, желонок. Такой способ бурения обеспечивает углубку скважины кольцевым забоем и получение керновой пробы с малонарушенной структурой. Способ реализуется легкими буровыми установками. На рис. 3.46 представлен общий вид установки Д-5-25 – типичный для установок данного класса. Транспортной базой подобных установок является легкая мачта с одноструннойталевой оснасткой , планетарная или фрикционная лебедка и карбюраторный двигатель внутреннего сгорания мощностью 6-8 л.с. Общий вес установки колеблется в пределах 0,3-1,3 тонны.

Технология ударно-забивного бурения «с лебедки» заключается в следующем. Буровой снаряд (рис.3.46), состоящий из забивного стакана 1 и ударной штанги 2, подвешивается на канате 3, огибающем ролик 4 на вершине мачты 5, и закрепляется на барабане лебедки 7 с рычагами управления 8, приводимой в действие от двигателя 6. Ударная штанга вместе со стаканом поднимается вверх посредством лебедки и сбрасывается вниз на забой, чем обеспечивается постепенное забивание стакана в породу (метод клевания). Высота подъема инструмента изменяется от 0,6 м в мягких породах до 1,0м в крепких. Число ударов составляет 15-25 в минуту. Для бурения мягких пород используются гильзы или стаканы (рис. 3.47 а). Буровые желонки (рис.3.47, б), применяемые часто в комплекте с утяжеленной ударной штангой (рис.3.47, в) применяют в водоносных песках и

разжиженных глинах. Грунтоносы (рис. 3.47, г) предназначены для отбора монолитов грунтов при инженерно-геологических изысканиях.

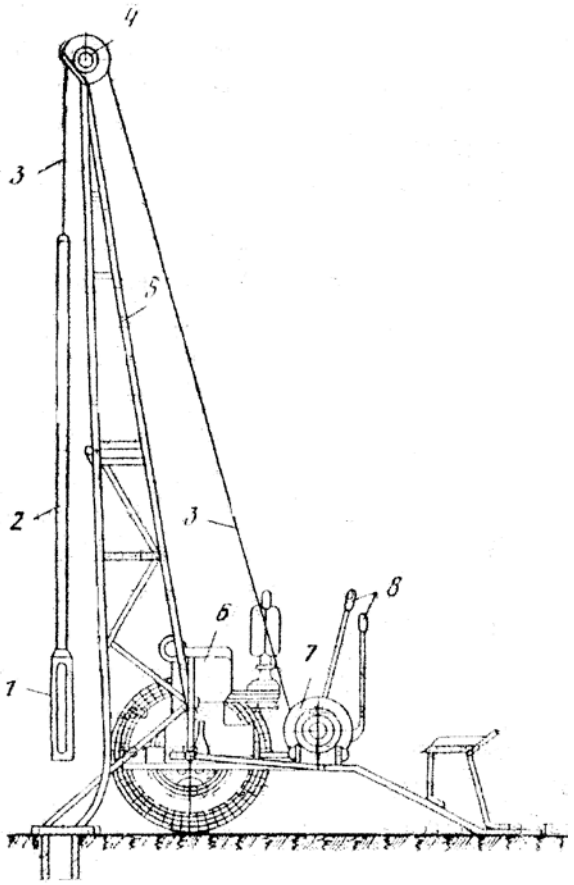


Рис. 3.46. Установка Д-5-25 для ударно-канатного бурения забивными стаканами и грунтоносами

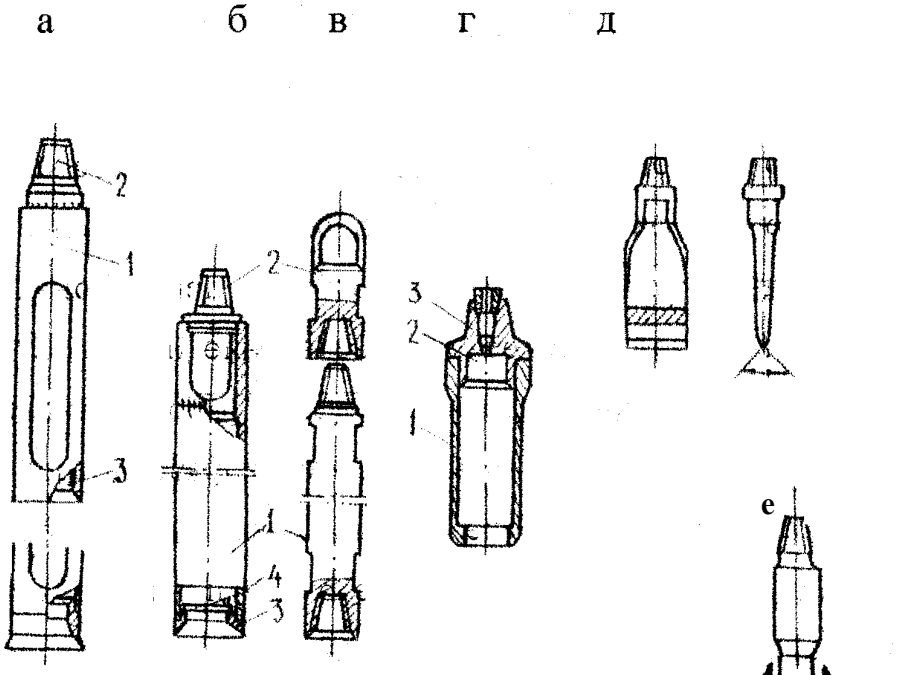


Рис. 3.47. Инструмент для бурения легкими установками ударного действия

а – ударный стакан: 1 – труба с вырезом, 2 – конус резьбовой, 3 – башмак; б – желонка: 1 – цилиндрический корпус, 2 – конус резьбовой, 3 – башмак, 4 – плоский клапан; в – штанга ударная: 1 – штанга, 2 – переходник-ушко; г – грунтонос: 1 – гильза, 2 – переходник, 3 – клапан дренажный шариковый; д – плоское долото; е – ударник для забивания стаканов и грунтоносов: 1 – ударник, 2 - корпус

Имеется и другая модификация данного способа, предусматривающая забивание инструмента в породу без отрыва его от забоя. Ударная нагрузка в этом случае формируется ударником (рис.3.47, е) типа ясса.

Плоские долота (рис.3.47, д) используются для разбивания валунов и прохождения твердых пропластков.

Бурение желонками осуществляется, как правило, одновременно с обсадкой скважины трубами, что необходимо для предотвращения обвалов ее стенок скважин. Высота подъема желонки составляет 250-450 мм, а частота ударов – 20-40 в минуту.

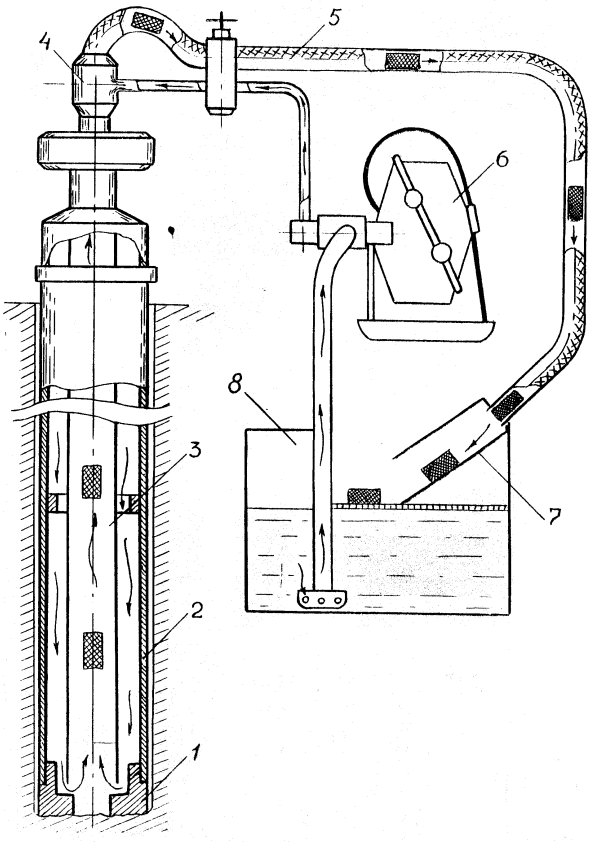
В гравийно-галечниковых отложениях высоту подъема инструмента уменьшают до 50-100 мм, а частоту ударов увеличивают до 40-60 в минуту.

Бурение забивными стаканами основывается на резании пластичных пород острой кромкой башмака стакана и одновременное уплотнение стенок скважины и образца горной породы. В рыхлых породах преобладает резание.

Погружение стакана происходит под действием кинетической энергии, полученной снарядом с ударной штангой во время падения при бурении от забоя, или под действием энергии, которая сообщается неподвижному стакану забивной штангой. В первом случае по забою наносится 1-2- удара и стакан погружается на глубину 0,05-0,2 м. Во втором случае число ударов определяется необходимостью погружения стакана на 0,2-0,6 м при продолжительности углубки 1-3 минуты.

3.2.7. Бурение с гидротранспортом керна

Идея бурения с гидротранспортом керна возникла в результате развития технологии бурения с обратной промывкой, применяющейся для улучшения кернового опробования скважин в сложных геолого-технических условиях. Последовавшая затем разработка способа и комплекса технических средств бурения с гидротранспортом керна и шлама в середине 70-х годов показала его чрезвычайно высокую эффективность в мягких породах II-IV категории буримости с пропластками пород до VI-VII категорий при бурении скважин глубиной 100-300 м. Производительность бурения с гидротранспортом керна достигает 300 м/час. При этом качество вещественного опробования при разведке рудных и некоторых других типов месторождений значительно выше, чем при обычном колонковом бурении. Вещественную пробу в данном способе бурения составляет весь шлам и керн диаметром 32-38 мм.



Рассмотрим общую схему реализации способа бурения с гидротранспортом керна, представленную на рис. 3.48.

Рис. 3.48. Схема бурения с гидротранспортом керна.

Главную особенность данного способа бурения и комплекса технических средств для его реализации составляет использование специальной двойной концентрической колонны бурильных труб *2*. В процессе бурения промывочная жидкость (техническая вода) нагнетается насосом 6 через специальный сальник *4* в межтрубное пространство концентрической колон-

ны и в 20-30 мм от забоя скважины через коронку поступает во внутреннюю трубу *3*. Захватив керн и шлам промывочная жидкость по внутреннему каналу проходит через сальник *4*, попадает в керноотводящий рукав *5* промывочной системы и изливается вместе с керном и шламом в лотки керноприемника *7*, установленного на передвижной емкости *8*.

Бурение с гидротранспортом керна реализуется комплексом КГК-100 (300) в состав которого входят: самоходная буровая установка УРБ-2А-2ГК, бурильная колонна, твердосплавные и алмазные коронки, промывочный сальник, грузоподъемные приспособления, система нагнетания и отвода промывочной жидкости, керноприемное устройство, передвижная емкость, стеллаж для труб.

Буровая установка УРБ-2А-2ГК отличается от установки УРБ-2А-2 увеличенным отверстием вращателя и промывочного сальника, что связано с необходимостью прохождения через них керна. Кроме того, используемый в установке буровой насос НБ4-320/63 обеспечивает строго дозированную подачу промывочной жидкости в скважину, а изменения в гидросистеме установки обеспечивают плавность подачи вращателя для улучшения условий свинчивания и развинчивания бурильных труб. Изменена также и конструкция элеватора.

Бурильная колонна (рис. 3.49 а) выполнена из отдельных двойных секций, соединяемых между собой замками *4* и *6* со слабоконической резьбой. Секции состоят из наружных *5* и внутренних *2* труб. Наружные трубы передают крутящий момент и осевую нагрузку, внутренние являются только керноподводящим каналом. Поскольку в процессе серийного производства практически невозможно обеспечить изготовление наружных и внутренних труб одинаковой длины, внутренние трубы в каждой из секций имеют возможность осевого перемещения относительно наружных труб на 40 мм для компенсации несоответствия по длине. Наружная колонна выполняется из стальных труб, внутренняя - из легкосплавных. Соединение трубной резьбы наружной колонны с замками смазывается канифолью. К концам внутренних труб из легкого сплава присоединены стальные втулки *3*.

Вдоль образующей поверхности втулок имеются центрирующие ребра *1*. Торцовые поверхности втулок выполнены в форме конуса и сферы. При свинчивают наружных труб в колонну внутренние трубы сопрягаются между собой по торцовым поверхностям втулок.

Твердосплавные коронки (рис. 3.49 б) представляют собой толстостенный стальной корпус с тремя секторами криволинейной спиралеобразной формы, которые при вращении обеспечивают перемещение шлама от периферии к центру, где шлам подхватывается потоком очистного агента и направляется во внутреннюю трубу. Секторы армированы призматическими резцами твердого сплава восьмигранной формы Г-53 из сплава ВК-8. Диаметр коронки по резцам может быть 76, 84 и 93 мм. На боковой поверхности коронок имеются пазы и лыски, облегчающие расхаживание и подъем инструмента

Поскольку поток промывочной жидкости поворачивает во внутреннюю колонну на расстоянии 20-30 мм от торца колонки, охлаждение резцов происходит при периодическом расхаживании инструмента. В случае необходимости при наличии в разрезе пропластков твердых абразивных пород применяются алмазные коронки аналогичной конфигурации наружным диаметром 82 мм и внутренним - 35 мм. Алмазные коронки для бурения КГК трещиноватых твердых пород V-VIII категории разработаны в Тульском НИГП. Каждый рабочий сектор коронки 1 выполнен с продольным промывочным каналом 5, выходная часть которого направлена против вращения и соединена с периферийной частью шламоотводящего паза 3. Образующийся от работы породоразрушающих элементов 2 шлам под действием вращения коронки по шламоотводящим пазам направляется к центру. Одновременно из межтрубного пространства по каналам 4 промывочная жидкость поступает в шламоотводящие пазы 3, а оттуда часть ее идет в затрубное пространство, а часть в кольцевую полость коронки (рис. 3.49 г).

Бурение с гидротранспортом керна характеризуется очень высокими механическими скоростями, что обеспечивается оперативным удалением с забоя керно-шламового материала обратным потоком промывочной жидкости, а также в результате того, что при разбуривании мягких пород углубка скважины за 1 оборот снаряда происходит не только за счет воздействия резцов коронки на породу, но и за счет вдавливания в забой кольцевого кольца (корпуса коронки).

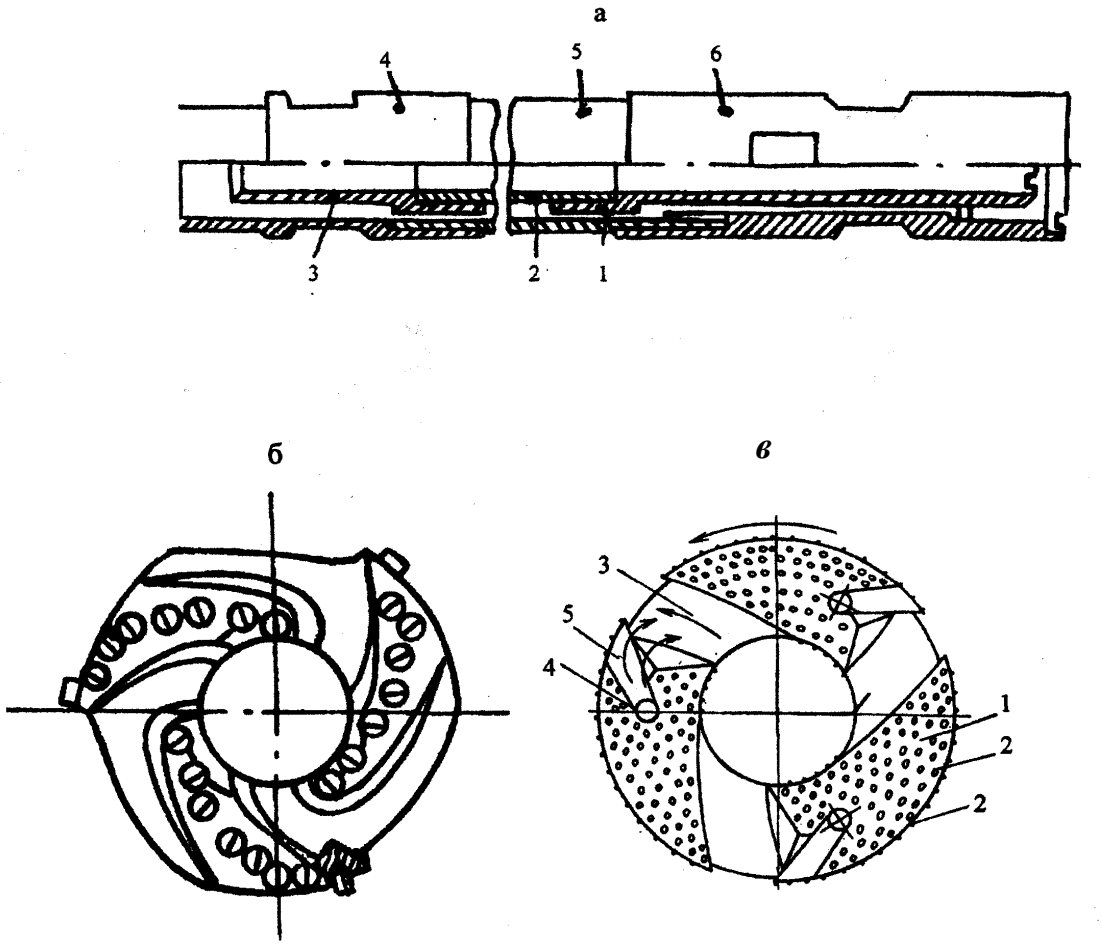


Рис. 3.49. Оборудование для бурения с гидротранспортом керна

а – бурильная труба комплекса КГК-100
б схама армирования твердосплавной коронки комплекса КГК-100
в – схема шламоотводящей и промывочной системы алмазной коронки

В схеме подачи с дросселем в линии нагнетания регулировать механическую скорость невозможно: усилие подачи остается стабильным, а скорость подачи меняется в широких пределах в зависимости от реакции забоя. По мере роста скорости подачи возрастает крутящий момент на вращателе $М_{вр}$. Поскольку давление в гидросистеме пропорционально крутящему моменту, и не может превышать 8 МПа, то после достижения этого значения крутящий момент должен снижаться путем расхаживания снаряда. Таким образом, углубка скважины представляет собой последовательность циклов, состоящих из бурения и расхаживания. Продолжительность одного цикла составляет 8-15 секунд в зависимости от физико-механических свойств пород.

В таблицах 3.32 и 3.33 приведены значения загрузочных характеристик бурового оборудования комплекса бурения с гидротранспортом керна для бурения в глинистых и глинисто-щебенистых отложениях.

Загрузочные характеристики - давление в гидросистемах вращателя $Р_{вр}$ и подачи $Р_{под}$, а также в напорной магистрали бурового насоса $Р_{нас}$ в комплексе для бурения с гидротранспортом керна играет роль технологических параметров режима бурения, так как непосредственно зависящие от них частота вращения, осевая нагрузка и расход промывочной жидкости непрерывно меняют свое значение и не поддаются непосредственному регулированию.

Таблица 3.32. **Значения загрузочных характеристик комплекса бурения с гидротранспортом керна в глинистых породах**

Загрузочные характеристики	Глубина бурения, м					
	50	100	150	200	250	300
$Р_{вр}$, МПа	5,5-6,0	6,0-7,0	7,0-8,0	8,0-8,5	6,0-7,0 (расх)	7,0-7,5 (расх)
$Р_{под}$, Мпа	0,8-1,2	1,4-1,8	1,8-2,2	2,2-2,7	2,8-3,2	3,3-3,7
$Р_{нас}$, МПа	0,5-0,7	1,0-1,2	1,8-2,0	2,4-2,6	3,0-3,2	3,7-4,0

Таблица 3.33. **Значения загрузочных характеристик комплекса бурения с гидротранспортом керна в глинисто-щебенистых отложениях**

Загрузочные характеристики	Глубина бурения, м					
	50	100	150	200	250	300
$Р_{вр}$, МПа	3,6-4,0	4,0-4,5	4,5-5,0	5,0-5,5	5,5-6,0	6,0-6,5
$Р_{под}$, Мпа	0,7-0,9	0,5-0,7	0,2-0,4	0,1-0,3	0,4-0,6	0,7-0,9
$Р_{нас}$, МПа	0,5-0,7	0,9-1,1	1,7-2,0	2,4-2,6	3,0-3,2	3,7-4,0

К группе особо сложных относятся разрезы, сложенные теми же породами, но с абразивным обломочным материалом, имеющие напорные водонасыщенные песчаные интервалы. Главной технологической задачей при бурении в сложных и особо сложных условиях является снижение величины крутящего момента на вращателе $М_{вр}$, которое достигается следующими технологическими приемами:

- расхаживание бурильной колонны;
- подрыв колонны,
- прорабатывание ствола скважины;
- прямая промывка скважины.

Расхаживание бурильной колонны заключается в ее периодическом подъеме над забоем скважины через 0, 1-1,5 м углубки на высоту, равную или немного превышающую углубку. Подрыв инструмента производится его периодическим подъемом на высоту 8-10 см после углубки скважины на 0,1-0,5 м.

Прорабатывание ствола осуществляется после нескольких расхаживаний инструмента или перед его очередным наращиванием. При прорабатывании ствола инструмент поднимается над забоем на высоту, в 2-3 раза превышающую суммарную углубку скважины после расхаживаний инструмента или на длину хода подвижного вращателя. Прямая промывка производится через каждые 40-60 м проходки скважины для удаления из межтрубного и затрубного пространства естественного глинистого раствора, образовавшегося там вследствие распускания глинистых частиц шлама, керна и пород, слагающих стенки скважины. Прямая промывка предотвращает сальникообразование.

Основным технологическим приемом является расхаживание снаряда. Другие приемы применяются по мере необходимости. В таблице 3.34 приведены параметры режима бурения и технологические приемы, применяемые в различных породах.

Таблица 3.34. **Технологические рекомендации по бурению с гидротранспортом керна в сложных условиях**

Параметры и технологические приемы	Породы				
	песок	супесь	суглинок	глина	Несвязные породы
1	2	3	4	5	6
Интервал углубки между расхаживаниями, м	0,1-0,25	0,5-1,0	0,5-1,0	0,5-1,5	4
Интервал подрывов инструмента в пределах углубки, м	0,05-0,15	0,25-0,5	0,25-0,5	0,25-0,5	Нет
Расхаживание инструмента после 2-3 подрывов в интервале углубки, м	Нет	0,6-3,0	0,6-3,0	0,6-2,0	Нет
Прорабатывание ствола перед наращиванием, раз	Нет	1-2	1-2	1-2	Нет
Прямая промывка (через интервал), м	Нет	50-70	40-60	30-50	Нет
Оптимальная частота вращения, $с^{-1}$	3,7	5,4	5,4	5,4	3,7
Осевая нагрузка, кН	10,0	15,0	20,0	25,0	10,0
Расход промывочной жидкости, $дм^3$/мин	180-300 по всему комплексу пород				

В особо сложных разрезах при перебуривании зон поглощения необходимо увеличить расход промывочной жидкости до 300-320 $дм^3$/мин. В этих интервалах подрыв и расхаживание бурильной колонны не производится. Охлаждение коронки осуществляется периодическим подъемом инструмента над забоем скважины на высоту 3-5 см. После вскрытия подстилающего горизонта проводится прямая промывка скважины глинистым раствором на полимерной основе с высокой вязкостью.

В настоящее время ведутся опытные работы по созданию комплексов технических средств для бурения с гидротранспортом шлама, керна и шлама в твердых горных породах, а также средств для бурения с пневмотранспортом керна. Серийно до настоящего времени средства бурения с пневмотранспортом керна и аналогичные средства бурения твердых пород не производятся.

3.2.8. Технологии отбора керна высокого качества

Получение проб минерального вещества в процессе проходки разведочных скважин является одной из главных технологических задач разведочного бурения. В процессе бурения производится отбор керновых, шламовых, керно-шламовых и специальных (герметизированных) проб полезного ископаемого и вмещающих пород. На основе вещественных проб, отбираемых средствами бурения, производится геохимическое, минерало-петрографическое опробование, выполняется анализ физико-механических свойств горных пород и руд, оценка газонасыщенности углей, несущих свойств грунтов. В отдельных случаях на основании керновых проб большой массы может выполняться технологическое опробование.

К вещественным пробам, отбираемым средствами бурения, предъявляются следующие требования.

- обеспечение представительных размеров, определяемых пространственной изменчивостью исследуемых свойств;

- обеспечение сохранности вещества, регламентируемое предельно допустимой в данном виде анализа случайной технической ошибкой опробования;

- предотвращение избирательного разрушения вещества пробы, приводящего к систематическому завышению или занижению оценки содержания полезных и вредных компонентов;

- обеспечение точной координатной привязки места взятия пробы, регламентируемое требованиями детальности геометризации рудного тела или месторождения.

Разные виды вещественных проб в разной степени могут соответствовать вышеприведенным требованиям. Поэтому решение определенных задач разведки на определенных типах месторождений связывается с получением определенных видов вещественных проб.

Наиболее универсальной и распространенной вещественной пробой является керн - столбик горной породы, формируемый кольцевым породоразрушаюшим инструментом и располагающийся внутри колонковой трубы.

Обеспечение высокого качества кернового опробования является одной из традиционных проблем технологии разведочного бурения. Научные и практические аспекты керносберегающей технологии, разработанные в ВИТРе П.П. Пономаревым и В.А. Каулиным, являются наиболее представительными и поэтому положены в основу этого раздела.

Геологические требования и задачи геологоразведочного бурения

Термины и определения

Для удобства восприятия и однозначности трактования отдельных понятий специалистами ВИТРа рекомендуются некоторые специальные термины и определения.

Керносберегающая технология - системная совокупность технологических методов и специальных технических средств, обеспечивающая максимальное получение и сохранение качества керна при бурении скважины.

Керновый материал - горная порода различной степени дробления, извлеченная из керноприемной трубы после подъема колонкового снаряда из скважины на поверхность.

Керновая проба - керновый материал, извлеченный за один рейс и принятый к обработке для получения необходимой геологической информации .

Качество керна - критерий, характеризующий полноту извлечения керна и сохранность в нем структурно-текстурных особенностей и природного вещественного состава.

Кернообразование - общий процесс, включающий, формирование керна породоразрушающим инструментом и последующий износ керна в керноприемной трубе.

Кондиционный выход керна - показатель, характеризующий соответствие параметров полученных керновых проб требованиям, предъявляемым геологической службой.

Кернограмма – график, показывающий число заклиниваний и конкретные интервалы потерь керна в рейсовой проходке.

Достоверность керновой пробы – соответствие геологической информации, полученной по пробе, действительным параметрам в том интервале скважины, который представлен пробой.

Керновый зазор – зазор между стенками керноприемной трубы и неотделенным от забоя столбиком керна при идеальной соосности колонкового набора.

Износ керна – разрушение керна в течение рейса под воздействием различного рода механических сил или химических явлений.

Факторы кернообразования – факторы механического, технологического и химического воздействия на процесс формирования и сохранности керна при геологоразведочном бурении.

Критерии качества керна – параметры, определяющие полноту и пригодность керновой пробы для решения конкретных геологических задач.

Поскольку качество керна неоднородных трещиноватых пород во многих случаях определяется ориентацией скважины, то необходимо иметь ввиду, что согласно ГОСТ 16276-70 буровые скважины по этому признаку определяются следующим образом:

вертикальная – скважина, направленная вертикально вниз;

наклонная – скважина, направленная вниз под острым углом;

горизонтальная – скважина, направленная строго горизонтально;

восстающая – скважина, направленная вверх по вертикали или под острым углом к ней.

Если профиль скважины находится ниже горизонтали, то с указанием угла наклона ее рекомендуется употреблять знак (+).

Углы наклона восстающих скважин целесообразно измерять от нуля (горизонтальное направление) до +90 град. (при бурении вертикально вверх).

Скважины, забуриваемые с углами наклона менее +30 град., предлагается относить в категорию «пологовосстающих», а более +30 град. – «крутовосстающих».

Существующие способы определения выхода керна

Физические и химические свойства полезного ископаемого, и, прежде всего, содержание в нем полезных компонентов, определяются при опробовании в процессе разведки месторождения. При колонковом разведочном бурении пробой является поднятый из скважины керн. При недостаточном выходе керна в пробу может отбираться буровой шлам.

При бурении геологоразведочных скважин на твердые полезные ископаемые керн и шлам являются основными фактическими материалами, служащими для познания вещественного состава и физических свойств разбуриваемых горных пород и полезных ископаемых.

Представительность керновых проб в большой степени зависит от полноты выхода керна, поэтому очень важно правильно определять процент его выхода.

В практике геологоразведочного бурения на твердые полезные ископаемые выход керна определяется тремя способами: линейным, весовым и объемным.

При линейном способе выход керна вычисляется как отношение длины полученного керна к длине пробуренного интервала скважины, т.е. по формуле

$$B_{К.П.} = (L_К / L_Р) \times 100\%, \qquad (3.43)$$

где $L_К$ - длина извлеченного керна, м; $L_Р$ - проходка за рейс, м

Считается, что этот метод не обеспечивает достаточно высокой точности измерений. Действительно, если поднятый на поверхность керн представлен мелкими кусками или плашками неправильной формы, плотно уложить их в керновый ящик, как правило, не удается. В результате этого длина керна оказывается завышенной. Следует отметить, что точность определения выхода керна линейным способом существенно возрастает при применении специальных колонковых снарядов, снабженных разъемной керноприемной трубой.

В практике буровых работ линейный способ определения выхода керна распространен наиболее широко, что обусловлено его простотой и оперативностью.

При весовом способе выход керна может быть определен по формуле

$$B_{К.В.}=127\, m_К / d^2_К\, L_Р\, У, \qquad (3.44)$$

где $B_{К.В.}$ - весовой выход керна, %; $m_К$ - фактическая масса поднятого керна, г; У - лотность горной породы, г/см^3; $d_К$ - диаметр керна, см; $L_Р$ - проходка за рейс, см.

Этот способ недостаточно точен из-за искажения массы керна в результате смачивания его промывочной жидкостью, избирательного истирания керна и ряда других причин, а от рассмотренного ранее линейного способа определения выхода керна он отличается еще и большей трудоемкостью.

Наиболее достоверные результаты обеспечивает применение объемного способа определения выхода керна. Действительно, зная длину пробуренного интервала скважины L, диаметр обуриваемого столбика керна d_K и его объем, можно определить выход керна в процентах. Для этого поднятый из скважины керн помещается в сосуд, объем которого известен заранее. Сосуд заполняется водой, объем которой учитывается.

Объем полученного керна определяется как разность объемов сосуда и долитой воды.

Объемный выход керна $B_{K.O.}$ определяется по формуле

$$B_{K.O.} = 124\, L_P\, (Q - q) / d^2_K, \qquad (3.45)$$

где Q - объем мерного сосуда, дм^3; q - объем доливаемой воды, дм^3; d_K - диаметр керна, дм ; L_P - проходка за рейс, дм.

Объемный метод определения выхода керна обычно применяется в тех случаях, когда поднятый на поверхность керн представлен в виде мелких частиц и плашек неправильной формы. В этих условиях объемный метод обеспечивает более точные результаты по сравнению с линейным способом. Если же керн поднят в виде столбиков или достаточно крупных плашек, по точности линейный способ не уступает объемному.

Минимально допустимый выход керна для конкретного месторождения (или типа руд) может быть найден по формуле

$$B_{K\min} = \frac{(1-\kappa_p) И \cdot 100}{(1-\kappa_p) И + \kappa_p m_{Kдоп}} \qquad (3.46)$$

где $к_р$ - коэффициент равномерности оруденения, выражающий отношение среднего содержания компонента в рудах к максимальному; И - степень избирательности истирания компонента в керне, т.е. доля перетертого керна, приходящаяся на рудный минерал; $m_{Kдоп}$ - допустимая погрешность керновых проб (5 - 10%).

Таким образом, минимально допустимый выход керна не зависит от его диаметра, а только от величин, характеризующих свойства полезного ископаемого и заданную погрешность. С этой точки зрения тенденция к уменьшению диаметра скважин не должна вызывать возражений при условии получения достаточного количества кернового материала.

Решаемые геологические задачи и критерии оценки качества керновых проб

В зависимости от геологической задачи или целевого назначения скважин требования к керновому материалу разделяются на четыре класса (табл.3.35).

Одним из основных показателей качества геологоразведочных работ является количество кернового материала. Для большинства типов месторождений полезных ископаемых этот показатель необходим и вполне достаточен. Поэтому рекомендациями и инструктивными материалами научно-исследовательских и производственных организаций предусматривается получение кернового материала при геологоразведочном бурении не ниже 70-85% от пройденного интервала скважины в зависимости от неравномерности распределения полезного компонента в рудовмещающих породах. В целом, получение 85-90% выхода керна считается достаточным для оценки различных видов полезного ископаемого практически любого генезиса.

Таблица 3.35 . **Требования к керну скважин различного назначения**

Класс	Геологическая задача, целевое назначение бурения скважин	Требования к керновому материалу
I	Инженерно-геологические и гидрогеологические изыскания. Определение элементов залегания горных пород.	90-100%-ый выход кернового материала ненарушенной структуры
II	Получение полной геологической информа-ции при разведке месторождений твердых полезных ископаемых любого генезиса.	80-90% керна от проходки за рейс
III	Получение полной геологической информа-ции при разведке большинства гидротер-мальных, магматических и осадочных месторождений.	60-80% керна от проходки за рейс
IV	Получение сведений о наличии полезного ископаемого. Получение информации о вмещающих породах. Оконтуривание границ пластовых месторождений	40-60% керна от проходки за рейс

Однако существует группа месторождений (ртуть, вольфрам и ряд других), на которых оруденение распространяется по естественной трещиноватости руд и сами они представлены весьма хрупкими разностями (киноварь, шеелит, вольфрамит), что при бурении приводит к интенсивному выкрашиванию и истиранию их и искажению содержания полезного компонента в материале керновой пробы. При проведении буровых работ на подобных месторождениях выход керна, даже в пределах 90-95% может не удовлетворять требованиям геологической службы. В связи с этим предоставляется необходимым иметь шкалу оценок керна по его качественным критериям:

количество кернового материала;

вещественный состав кернового материала;

структура кернового материала

Общей характеристикой критериев является соответствие свойств кернового материала природному составу пород в пробуренном интервале скважины.

Предлагаемые в табл.3.36 основные критерии качества керновых проб отвечают этим требованиям. Они необходимы для оценки качества керновых проб и в то же время достаточны для такой оценки, так как керн с максимальной оценкой по данным критериям позволяет получить полную и достаточную информацию для решения геологических задач, определяемых инструкциями и положениями о проведении исследований керновых проб.

Оценка керновых проб по предложенным критериям позволяет разбить всю получаемую в виде проб геологическую информацию на четыре группы:

пробы представительные по всем трем критериям;

пробы представительные по двум критериям (имеет место нарушение структуры);

пробы представительные по одному критерию (нарушена структура керновой пробы и утеряна масса керна);

пробы, у которых не выдержан ни один из критериев, т.е. брак.

Таблица 3.36. **Основные критерии качества керновых проб**

Номер критерия	Основные критерии	Характеристика критерия	Оценка керна
I	Количество кернового материала (выход керна)	Линейный Весовой Объемный	Выход, % То же -«-
2	Вещественный состав кернового материала	Наличие избирательного истирания полезного компонента	Изменение содержания, %
		Содержание летучих компонентов	То же
3	Структура кернового материала	Вторичное дробление керна	Есть, нет
		Изменение физико-механических свойств	Единицы измерений
		Ориентация керна	Градус поворота

Блок-схема получения кондиционного керна приведена на рис.3.50

Основные факторы, оказывающие влияние на выход керна

Геолого-технологические факторы

На блок-схеме получения кондиционного керна показана общая направленность процесса кернообразования, которая обусловливается большим количеством различных факторов, воздействующих на керн в процессе бурения.

На выход керна, оказывает влияние целый ряд факторов (более 50), действующих в совокупности с различной степенью интенсивности.

Классификация, отражающая характер важности факторов по степени их влияния на процесс кернообразования, приведенная в табл. 3.37, позволяет учитывать и устранять действия этих факторов на отбор качественных керновых проб в процессе бурения.

Таблица 3.37. **Факторы кернообразования**

Группа факторов кернообразования	Факторы кернообразования		
	геологические	технические	технологические
1	2	3	4
А Факторы, определяющие выход керна	Трещиноватость пород. Перемежаемость пород по твердости	Диаметр керна. Конструкция колонкового снаряда. Способ бурения	Вибрации буро-вого снаряда. Количество промывочной жидкости. Осевая нагрузка на инструмент.
В Факторы, влияющие на выход керна	Структура пород. Вторичные изменения пород. Текстура пород. Угол	Способ заклинивания керна. Способ удаления продуктов разрушения.	Углубка за рейс. Частота вращения бурового снаряда

Продолжение табл. 3.37

1	2	3	4
	встречи пластов с осью скважины.	Тип забойного инструмента. Качество бурового снаряда.	
С Факторы, оказывающие влияние на выход керна в специфических условиях	Категория пород по буримости. Глубина залегания пород. Абразивность пород.	Профиль промывочных каналов коронки и форма торца. Количество секторов в коронке. Качество и размер резцов в коронке	Состав промывочной жидкости: водоотдача, вязкость, плотность, химический состав

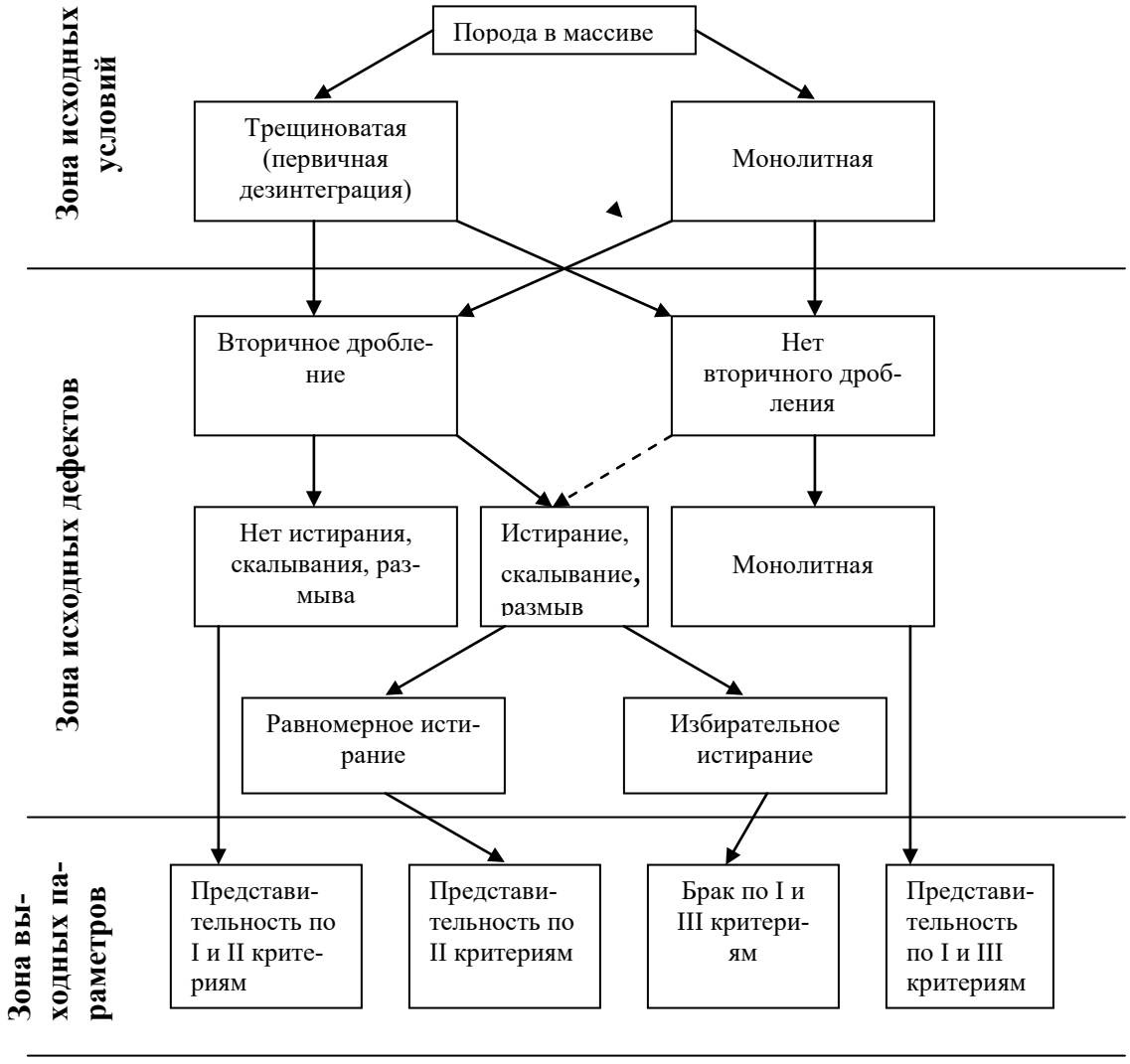


Рис. 3.50. Блок-схема получения кондиционного керна

Геолого-методические факторы

Многофакторный дисперсионный анализ выхода керна по результатам бурения нескольких десятков тысяч метров наклонных и восстающих скважин показал, что доля вли-

яния ориентации оси скважины составила 86 %, а остальные факторы (геологические, технические и технологические) – всего 14 % их общего воздействия. Поэтому из многих геолого-методических приемов улучшения качества керна при возможности выбора ориентации оси скважины основным является управление этим фактором.

Доказано, что в общем случае износ керна при бурении горизонтальной (ΔНг), наклонной (ΔНн) и восстающей скважины (ΔНв) в идентичных условиях определяется как ΔНг >ΔНн > ΔНв.

Однако максимальный износ керна происходит не в горизонтальном положении колонковой трубы, а при увеличении угла наклона ее по восстанию до критического значения $\alpha_{кр}$, которое определяется равновесием между осевой составляющей от веса плашки керна (за вычетом архимедовой силы) и противоположно направленными силами потока промывочной жидкости. При этом в колонковой трубе образуются условия истирания отдельных плашек и кусков керна, которые близки к режиму разрушения пород в мельницах самоизмельчения. С дальнейшим увеличением угла наклона восстающей скважины износ опустившихся к переходнику колонковой трубы плашек керна уменьшается по мере увеличения осевой составляющей их веса. Возникающие при этом подклинивания опустившихся плашек керна уменьшают их проскальзывание, способствуя снижению износа и увеличению сохранности.

При использовании одинарных колонковых труб критический угол наклона скважины определяется, исходя из условия равновесия веса плашки керна и силы потока промывочной жидкости, аналитической зависимостью

$$\alpha_{кр} = \arcsin\frac{\gamma_{ж}}{\gamma_{к}}\left(\frac{2V}{C^2 r_k} - \frac{C_x V_1^2}{2gl_k} + 1 -\right) k_g k_{\alpha}, \qquad (3.47)$$

где k_g коэффициент ослабления сил сцепления между керном и колонковой трубой за счет динамического воздействия последней, принимающий значения от 1 (колонковая труба неподвижна) до 0,5 (вращается и вибрирует);k_{α}- коэффициент учета антифрикционных свойств промывочной жидкости, принимающий значения от 0,6 (техническая вода) до 0,3 (полимерные эмульсии).

Критические углы наклона при использовании одинарных колонковых труб, определенные экспериментальным путем, находятся в пределах +6...+12 град.

Если керн от потока промывочной жидкости изолирован, то $\alpha_{кр}$ определяется из зависимости

$$\alpha_{кр} = \arcsin(\gamma_{ж}/\gamma_{к})k_g k_{\alpha} \qquad (3.48)$$

Критический угол наклона скважины при использовании двойных колонковых труб существенно уменьшается. Расчетами и экспериментальным путем определено, что в этом случае он составляет +3...+5 град.

Фактические данные по выходу керна при бурении скважин различной ориентации на многих месторождениях приведены в табл. 3.38.

Таблица 3.38. **Выход керна при бурении скважин различной ориентации**

Месторождение	Диаметр коронок, мм	Выход керна (Н) при бурении скважин, %			Отношение	
		горизонтальных	нисходящих,	восстающих,	Нв/Нг	Нв/Нн
1	2	3	4	5	6	7
Ртутное Кончоч	59 76	54,4 -	56,5 62,0	79,0 -	1,45 -	1,40 -

Продолжение табл. 3.38

1	2	3	4	5	6	7
Сурьмяно-ртутное Джижикрут	59 76	- -	70,6 77,5	83,8 85,3	- -	1,19 1,10
Золоторудное Тарор	46 59 76	34,5 56,1 56,5	- - 70,1	66,5 80,8 85,8	1,93 1,44 1,52	- - 1,22
Серебро-полиметаллическое Большой Канимансур	46 59	39,0 68,0	62,0 74,0	- 87,0	- 1,28	- 1,18
Полиметаллическое Октябрьское	59	54,2	58,9	68,6	1,27	1,16
Вольфрамовое Ктите-Бердинское	59	76,6	79,0	81,6	1,07	1,03
Полиметаллическое Боснинское	59	62,5	67,0	92,4	1,48	1,38
Вольфрамово-молибденовое Тырныаузское	59	77,3	79,3	-	-	-
Золоторудное (Забайкалье)	76 59 46	79,9 71,2 71,8	- - -	 - -	- - -	- - -
Полиметаллическое Каменское	59	17,9	51,5	-	-	-
Меднорудное Грунд (Индия)	59	74,7	87,5	94,7	1,27	1,08
Среднее значение увеличения Н					1,40	1,16

Анализ этих данных приводит к двум выводам:

1. На всех месторождениях самый низкий выход керна отмечается при бурении скважин, отнесенных к горизонтальным, а самый высокий – восстающих, независимо от характера, свойств пород различных объектов и диаметра коронок.

2. С уменьшением диаметра коронок выход керна снижается независимо от ориентации скважин.

Поскольку с увеличением угла наклона скважины в пределах $\alpha кр<\alpha\leq+90^{o}$, то проскальзывание плашек и износ керна уменьшаются, как и составляющая износа от подклинок, а выход его соответственно увеличивается. Выход керна существенно возрастает с увеличением угла наклона восстающей скважины в пределах $\alpha кр<\alpha\leq+30^{o}$. Затем в пределах $+30^{o}\leq\alpha\leq+90^{o}$ процесс формирования керна стабилизируется.

Данные по выходу керна при измерении ориентации скважины от горизонтального до восходящего на месторождении Кончоч в Таджикистане приведены в табл. 3.39 и подтверждают характер этих процессов.

Зависимость выхода керна пород, которые по классификации С.С. Сулакшина относятся ко второй группе по трудности получения образцов, от угла наклона восходящей скважины ($\alpha>\alpha кр$) выражается эмпирической зависимостью:

$$H_B=H_Г\ (1+k\ \sin\alpha), \qquad (3.49)$$

где $H_Г$ - выход керна при бурении скважины близкой к горизонтальной ($\alpha^{o}=O^{o}\ldots\alpha^{o}_{кр}$),%; k - коэффициент сложности получения керна (для трещиноватых и неоднород-

ных по твердости пород k =0,4…0,6, а для пород хрупких, сбрекчированных, сильно трещиноватых, со слабым цементом k=0,6...1,0).

Таблица 3.39. **Выход керна при различных углах наклона скважин**

Показатели бурения	Угол наклона скважин , градусы*			
	0	+30	+60	+90
Выход керна	54,4	75,0** 68,0	79,1 78,0	80,0 81,6
Средний коэффициент вариации выхода керна различных пород V , %	21,1	15,7	9,3	7,1

* Показатели величины угла наклона имеют отклонения ± 5 град.

** В числителе фактические данные, в знаменателе – расчетные

Одной из очень значимых характеристик качества керна пород, которые неоднородны по твердости и склонны к избирательному разрушению менее твердых и хрупких фракций, является коэффициент вариации его выхода. Использование его для оценки качества керна, полученного при бурении более 8 тыс. м скважин различной ориентации алмазными коронками 59 мм в различных по физико-механическим свойствам комплексах изверженных, осадочных и метаморфизованных пород 3 месторождений, позволяет сделать однозначный вывод о том, что условия его сохранения у восстающих скважин значительно лучше. Коэффициенты вариации выхода керна различных пород при бурении нисходящих и восстающих скважин на различных месторождениях приведены в табл. 3.40..

Таблица 3.40. **Качество керна при различных условиях бурения**

Месторождение	Коэффициент вариации (в %) выхода керна при бурении скважин	
	нисходящих	восстающих
Сурьмяно-ртутное Джижикрут	22,6	3,0
Золоторудное Тарор	20,0	4,6
Ртутное Кончоч	31,1	8,7

С количеством керна и сохранностью его природной структуры тесно связана достоверность опробования руд, особенно склонных к избирательному истиранию более слабых компонентов. Руды большей части цветных, редких и благородных металлов имеют меньшие прочностные характеристики, чем вмещающие их породы. Поэтому геологоразведочные скважины различной ориентации характеризуются различным качеством керна одних и тех же рудовмешающих пород, а следовательно и различными геологоразведочными возможностями. По ряду месторождений сделана сопоставительная оценка его качества путем прямой заверки сопряженными бороздовыми пробами сечением 10х3 см из контрольных горных выработок и валовыми пробами.

В табл. 3.41 приводятся результаты такой работы по золоторудному месторождению Апрелевка. Рудовмещающие породы представлены сильно трещиноватыми кварц-карбонатными жилами с неравномерным распределением золота. Применялись алмазные коронки диаметром 59 мм при частоте вращения 300 мин$^{-1}$. Заверялся керн, полученный с экспериментальных скважин различной ориентации на трех участках месторождения. Категория пород по буримости VIII - IX.

Результаты этого опыта подтверждают, что качество керна сильно трещиноватых

пород, полученного при бурении пологовосстающих скважин с углом наклона близким к критическому, значительно хуже, чем у нисходящих и восстающих. Лучшее качество имеет керн восстающих скважин, среднее содержание золота по которым занижено в сравнении с контрольными бороздовыми пробами всего на 16 %.

Таблица 3.41. **Показатели качества бурения скважин различной ориентации**

Показатели	Скважины		
	Пологовосста-ющие(α=+5град.)	нисходящие (α= 60град.)	восстающие (α=+50град.)
Объем бурения (опробовано), м	25,4	9,5	52,2
Количество сопряженных проб	25	10	52
Выход керна, %	56	67	73
Содержание золота, г/т:			
в керне	1,01	0,30	1,50
в бороздовых пробах	3,03	0,50	1,78
Отношение содержания в керновой пробе к бороздовой, %	0,33	0,6	0,85

Практические проявления процесса заклинивания керна

Работами ряда исследователей и др. доказано, что износ керна в колонковой трубе при бурении происходит в результате следующих четырех процессов: скалывания, истирания, размывания (растворения) горной породы, объемного дробления керна.

Скалывание как процесс износа керна имеет подчиненное значение и может развиваться только по краям открытых поверхностей (трещин) в керновой пробе. Степень износа керна при скалывании зависит, кроме того, от крупности фракций скола. Как установлено практикой, вынос и потеря кернового материала происходит только при крупности фракций кернового материала < 5 мм. В остальных случаях износ керна скалыванием приводит только к нарушению структурных характеристик керна, не приводя к потерям его массы и изменению соотношения содержаний полезного компонента в рудной керновой пробе**.**

Объемное дробление играет значительную роль в износе керна, вызывая ощутимые потери массы керновой пробы и приводя к существенному изменению структурных характеристик породы.

Объемное дробление вызывается в основном «эффектом бесшаровой мельницы». Керновый материал, поступивший в керноприемную трубу и имеющий первичное естественное деление трещинами на отдельные блоки (плашки), под воздействием вибраций бурового снаряда и вращающихся его частей при одновременном воздействии промывочной жидкости начинает перемещаться в пределах керноприемной трубы. Интенсивное перемещение вызывает существенный рост взаимных соударений плашек и столбиков керна и, как следствие, взаимное их дробление. При этом образуются фракции дробления различной крупности: от целого керна до фракции размерами < 5 мм.

Крупность фракций дробления определяется динамической прочностью горных пород, продолжительностью процесса дробления, первичной дезинтеграцией пород.

Количество мелкой фракции, которая может быть вынесена из керноприемной трубы, обратно пропорционально динамической прочности пород и прямо пропорционально продолжительности процесса и степени первичной дезинтеграции пород. В связи с этим

объемное дробление как фактор износа керна играет доминирующую роль при бурении мягких пород (аргиллит, алевролит) и имеет подчиненное значение при бурении в крепких монолитных породах.

Истирание горной породы является еще одним важным физическим процессом износа керна. В практике геологоразведочного бурения процесс истирания горных пород в чистом виде практически не встречается. В реальных условиях он совмещается с раздавливанием и перетиранием частиц мелкой фракции кернового материала, поступающего в зазоры между трущимися поверхностями отдельных блоков керна. При истирании наиболее интенсивно происходит процесс измельчения кернового материала до фракций размером менее 5 мм, причем доля этой фракции в общем объеме разрушенного при истирании материала может составлять почти 100%, что приводит к практически полному выносу и потерям разрушенного кернового материала.

Основной износ истиранием происходит при условиях отделенного от забоя и заклиненного в колонковой трубе керна. В этом случае развиваются максимальные прижимающие усилия и скорости истирания.

Растворение и размывание керновой пробы происходит только в специфических условиях при бурении растворяющихся (каменные соли) и размывающихся (глины, гипс, глинистые сланцы и т.д.) пород.

Величина собственно износа кернового материала в процессе заклинивания определяется двумя основными факторами - величиной усилия самозаклинивания и временем его существования.

Величина усилия самозаклинивания ($P_{ЗАКЛ.}$) находится в пределах

$$0 \le P_{ЗАКЛ.} \le P_{ОС}, \qquad (3.50)$$

где $P_{ОС}$ - осевая нагрузка на породоразрушающий инструмент.

Кроме того, усилие самозаклиниваяия не может превышать некоторой величины, определяемой пределом прочности конкретной горной породы на сжатие,

$$P_{ЗАКЛ} < F_{\alpha} [\sigma_{СЖ}], \qquad (3.51)$$

где $[\sigma_{СЖ}]$ - предел прочности горной породы на сжатие, МПа; α - коэффициент, учитывающий переменный характер нагрузок; F - площадь контакта заклиненного керна с керноприемной трубой, $м^2$.

Время существования самозаклинивания определяется скоростью линейного износа керна $V^{U}_{K,}$ механической скоростью бурения V_M, местом расположения самозаклинивания в керноприемной трубе, моментом возникновения самозаклинивания в течение рейсовой углубки.

Процесс самозаклинивания может быть прекращен вследствие собственной вибрации бурового снаряда, при резком изменении параметров режима бурения, при полном разрушении керна от забоя до места возникновения самозаклинивания и освобождении контакта заклинивания (на практике в данном случае рейс заблаговременно прекращается).

Для разработки рекомендаций по предупреждению и ликвидации самозаклиниваний керна необходимо разработать их классификацию. На наш взгляд наиболее приемлема классификация случаев самозаклинивания по величине усилия заклинивания, что визуально определяется на керне по величине площадок износа. В соответствии с этим выделяются три степени заклинивания керна: незначительная, средняя и максимальная. При незначительной степени на керне имеются лишь следы износа, при средней - размер площадки износа составляет половину диаметра керна, а при максимальной - полный диаметр.

При незначительной и средней степени заклинивания происходит частичный износ в результате истирания на контакте «оторванный столбик керна - забой скважины». При

этом происходит только частичная, приработка поверхностей керна, визуально определяемая по площадкам притирания на плоскостях соприкосновения.

При полном заклинивании керна с усилиями, сопоставимыми о осевой нагрузкой на породоразрушающий инструмент, происходит интенсивный износ керна объемным дроблением и истиранием со скоростями износа, сопоставимыми с механической скоростью бурения, особенно в мягких породах III-VI категорий по буримости.

Сам процесс самозаклинивания керна в колонковой трубе может быть представлен следующими фазами:

создание предпосылок подклинивания керна, характеризующихся попаданием частицы керна в керновый зазор;

процесс нарастания усилия подклинивания от нуля до максимального значения, происходящий в течение некоторого интервала времени, длительность которого определяется механической скоростью бурения (скоростью смещения колонковой трубы).

При этом величина $P_{ЗАКЛ\ max}$ может иметь три значения:

$$[\tau_{СК}]\,F_К < P_{max} < P_{ОС}\,f,$$
$$[\tau_{СК}]\,F_К < P_{max} = P_{ОС}\,f,$$
$$[\tau_{СК}]\,F_К > P_{max} = P_{ОС}\,f,$$

где $[\tau_{СК}]$ – допустимое напряжение горной породы на скалывание; f - коэффициент трения системы«порода-керноприемная труба»; $F_К$ - площадь поперечного сечения керна.

В первом случае нарастание усилия самозаклинивания прекращается при достижении предельного усилия разрушения породы, и износ керна идет одновременно с поступлением керновой пробы в керноприемную трубу. При малых предельных значениях $[\tau_{СК}]$ зачастую даже не наблюдается снижения механической скорости бурения.

Во втором случае идет достаточно интенсивный износ керна, сопровождаемый существенным снижением, механической скорости бурения.

В третьем случае износ керна незначителен, может практически отсутствовать, механическая скорость бурения снижается до скорости износа керна и практически приближается к нулю.

Классификация горных пород по трудности отбора керна

В соответствии с «Инструктивными указаниями …» в классификации горных пород по трудности отбора керна в качестве генерального признака процесса кернообразования использован линейный выход керна, который удовлетворяет двум основным условиям построения классификации:

он имеет точную количественную оценку (выход керна в %), что исключает субъективность в его определении;

охватывает максимально большое количество факторов, существенно влияющих на процесс формирования и дальнейшей сохранности керна в колонковой трубе, т.е. играет роль интегрального показателя оценки получения керна.

Действие данного признака при геологоразведочном бурении практически всеобъемлюще, так как получение керна в качестве источника геологической информации является конечным результатом всех буровых работ на твердые полезные ископаемые. На основе генерального признака, в классификации горных пород по трудности отбора керна все породы разделены по линейному выходу керна на пять групп с градацией каждой группы (шагом) в 20%.В качестве критериев оценки горных пород каждой группы приняты три показателя:

категория горных пород по буримости;

степень трещиноватости горных пород;

структурно-текстурная оценка.

Категория пород по буримости оценивается по объединенному показателю динамической прочности и абразивности горных пород $\rho_м$, который определяется по формуле

$$\rho_м = 3\, F_d^{\,0,8}\; К_{абр.}\,, \qquad (3.52)$$

где F_d – динамическая прочность; $К_{абр.}$ – абразивность горных пород.

Методика определения показателя $\rho_м$ утверждена бывшим техническим управлением Мингео СССР и принята к руководству и исполнению геолого-разведочными организациями отрасли (ОСТ41-89-74).

Объединенный показатель физико-механических свойств горных пород $\rho_м$ учитывает также характер и степень вторичных изменений пород перечисленных выше групп по структурно-текстурным признакам. Имеются в виду такие вторичные процессы, которые приводят лишь к частичному изменению исходной разновид-ности, не превращая ее в новый тип. Объединенный показатель $\rho_м$ непосредственно связан с категориями пород по буримости, что позволяет увязать эти показатели.

При построении эталонной схемы классификации горных пород по трудности отбора керна по показателю $\rho_м$ породы объединены в три группы:

1. $\rho_м$ = 2,0 ÷10,0 (III — VI категории по буримости), мягкие породы.

Эту группу составляют малопрочные, слабосвязные или сыпучие породы. При их бурении керн легко разрушается или вымывается потоком промывочной жидкости и его количество и качество определяются только техническими и технологическими условиями бурения. В эту группу входят также разновидности пород с крупными и весьма твердыми включениями, которые в еще большей степени осложняют сохранение столбика керна, вызывая явления самозаклинивания или эффект бесшаровой мельницы.

2. $\rho_м$=10,0÷22,5 (VII—VIII категории по буримости), породы средней твердости.

В этой группе пород большое значение имеет соотношение по твердости и по размерам различных компонентов. В породах, перемежающихся по твердости, с полосчатыми, пятнистыми, линзовидными и прочими текстурами, с крупными (>2 мм) и весьма твердыми включениями в основной более мелкозернистой и мягкой массе, в обломочных крупнозернистых породах со слабым цементом образование и сохранение столбика керна будет осложняться его самозаклиниванием, избирательным истиранием, эффектом бесшаровой мельницы. Образование и сохранение керна одновременно зависит как от всех геологических факторов, так и от технологических условий бурения горных пород.

3. $\rho_м$ >22,5 (IX-XII категории по буримости), твердые и весьма твердые породы.

В эту группу включены породы высокой динамической прочности и абразивности, в которых выход керна определяется в основном структурно-текстурными признаками и степенью трещиноватости разбуриваемых пород. Наиболее характерное влияние структурно-текстурных особенностей на выход керна проявляется на примере широко распространенной группы пород с полосчатым строением. В породах, состоящих из прослоев приблизительно одинаковых по твердости, но различного состава, связи на границе раздела двух поверхностей, как правило, слабее, чем внутри прослоев. Под действием различного рода динамических нагрузок, испытываемых керном при бурении, происходит смещение этих прослоев, что приводит к самозаклиниванию керна.

Трещиноватость горных пород является важнейшим определяю-щим геологическим фактором процесса кернообразования. Увеличение степени трещиноватости разбуриваемых пород создает дополнительные осложнения в процессе кернообразования и усиливает разрушающие воздействия на керн факторов, характеризующих физико-механические свойства.

Трещиноватость горных пород - рассеченность горной породы трещинами в различных направлениях, связанная с различными причинами: тектоническими, гравитационными, усыханием, замерзанием и оттаиванием, выветриванием и т. п.

За основу количественной оценки трещиноватости горных пород с достаточно высокой степенью достоверности может быть принята **удельная кусковатость керна** $К_{уд}$ —

количество кусков керна на один метр его длины. Для использования количественной оценки трещиноватости в схеме классификации пород по трудности отбора керна пять классов горных пород по трещиноватости объединены в три группы с учетом дополнительного фактора - характеристики степени нарушенности керна, выраженной отношением длины каждого куска керна l_K к диаметру керна d_K (l_K /d_K , где l_K средняя длина куска керна, см; d_K - диаметр керна, см). Данное отношение указывает на возможность или обязательное существование таких явлений, как самозаклинивание керна, его избирательное перетирание, возникновение эффекта бесшаровой мельницы.

Таким образом, по степени трещиноватости каждая группа пород подразделяется на следующие подгруппы:

1. Монолитные и слаботрещиноватые с удельной кусковатостью керна $К_{уд}$=1÷10 при l_K /d_K>2,5. Полученный керн, как правило, не нарушен или состоит из небольшого количества цилиндрической формы кусков. Явления самозаклинивания и эффект бесшаровой мельницы отсутствуют. Избирательное истирание не характерно, но возможно и в незначительной степени.

2. Среднетрещиноватые с $К_{уд}$=11÷30 при l_K /d_K = 0,6÷2,5. Керн представлен кусочками, длина которых в большинстве случаев больше диаметра керна. В таких условиях возможны явления избирательного истирания, самозаклинивания и эффекта бесшаровой мельницы, причем два последних менее характерны.

3. Сильнотрещиноватые с $К_{уд}$>31 при l_K /d_K < 0,6. Керн сильно нарушен, представлен кусочками, длина которых, как правило, меньше диаметра керна. Для таких условий характерны явления избирательного перетирания, самозаклинивания и эффекта бесшаровой мельницы.

Характеристика подгруппы горных пород по трещиноватости приводится в табл. 3.42.

Таблица 3.42. **Характеристика подгрупп пород по трещиноватости**

Подгруппа	$К_{уд}$, шт./м	Диаметр керна d_K, см	Средняя длина куска керна l_K, см	Отношение l_K /d_K	Характеристика степени нарушенности керна
1	1 - 10		2,0	> 2,5	Слабо нарушен (длина кусков существенно больше диаметра l_K >>d_K)
2	11 - 30	2,2 - 7,3	5,0	0,6 - 2,5	Нарушен (длина кусков в большинстве случаев больше диаметра $l_{Kк}$ > d_K)
3	≥ 31		< 1,5	< 0,6	Сильно нарушен (длина кусков существенно меньше диаметра l_K <<d_K)

Примечание. Данные по керну приведены для бурения коронками диаметром 46-93 мм.

Структурно-текстурная оценка горных пород производится по степени их однородности или неоднородности (по составу, строению, твердости).

Классификация горных пород по трудности отбора керна в различных группах горных пород приводится в табл. 3.43.

Таблица 3.43. **Классификация горных пород по трудности отбора керна**

Группа горных пород по классификации (ГОСТ Р 51776-2001)	Выход керна, %	Характеристика группы горных пород			Область применения двойных колонковых труб по диаметрам (ГОСТ Р 51776-2001)					
		Характеристика пород по структурно-текстурным признакам	Категория горных пород по буримости ($\rho_м$)	Удельная кусковатость керна, $К_{уд}$, шт/м	59	76	93	112	132	151
I	0-20	1. Несвязанные, рыхлые, размываемые (пески, слабые охры)	I-II (не определ.)	не определ.	-	-	+	+	+	+
		2. Слабые, сильнотрещиноватые на слабом цементе (песчаники на глинистом цементе, рыхлые породы, сцементированные льдом)	II-V (2,0-10,0)	>31	-	-	+	+	+	+
		3. Средней твердости, сильнотрещиноватые (сильнотрещиноватые аргиллиты и алевролиты, раздробленные угли)	VI-VIII (10,0-22,5)	>31	-	-	+	+	+	+
		4. Сильнотрещиноватые, мягкие, на однородном цементе (сильнотрещиноватые известняки, мергели, конгломераты)	II-V (2,0-10,0)	>31	-	-	+	+	+	+
II	20-40	5. Среднетрещиноватые, мягкие, неоднородные по строению, грубообломочные (среднетрещиноватые конгломераты, брекчии, песчаники слабые, крепкие угли)	II-V (2,0-10,0)	11-30	-	+	+	+	+	-
		6. Сильнотрещиноватые твердые породы, перемежающиеся по твердости (коры выветривания, скарны кавернозные, зоны переслаивания песчаников и аргиллитов)	IX-XII (>22,5)	>31	-	+	+	+	+	-
		7. Сильнотрещиноватые породы средней твердости, неоднородные по строению (крепкие угли сложного строения, грубообломочные туфы)	VI-VIII (10,0-22,5)	>31	-	+	+	+	+	-
		8. Сильнотрещиноватые породы высокой твердости, неоднородные по строению (рудные зоны гидротермальных месторождений)	IX-XII (>22,5)	>31	-	+	+	+	+	-

Продолжение табл. 3.43

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
		9. Сильнотрещиноватые породы средней твердости, однородные по строению и твердости (тонкозернистые песчаники, слабые граниты и сиениты)	VI-VIII (2,0-10,0)	>31	-	+	+	+	+	-
III	40-60	10. Мягкие монолитные породы, неоднородные по строению (плотные глины, песчаники, крепкие угли)	II-V (2,0-10,0)	1-10	+	+	+	+	-	-
		11. Среднетрещиноватые твердые породы неоднородные по твердости и строению (среднетрещиноватые кремнистые сланцы, роговики, граниты, сиениты)	VIII-XII (>22,5)	11-30	+	+	+	+	-	-
		12. Среднетрещиноватые породы средней твердости, однородные по строению (граниты, аргиллиты, алевролиты, крепкие песчаники)	VI-VIII (10,0-22,5)	11-30	+	+	+	+	-	-
		13. Среднетрещиноватые мягкие породы, однородные по строению (мраморы, доломиты, известняки)	II-V (2,0-10,0)	11-30	+	+	+	+	-	-
		14. Сильнотрещиноватые твердые породы однородные по строению (сильнотрещиноватые кварциты, порфириты, роговики, базальты)	VIII-XII (>22,5)	>31	+	+	+	+	-	-
IV	60-80	15. Монолитные твердые породы, неоднородные по строению (серпентиниты, гнейсы, граниты)	VIII-XII (>22,5)	1-10	+	+	+	+	-	-
		16. Монолитные и слаботрещиноватые породы средней твердости неоднородные по строению (трещиноватые граниты, пегматиты, порфириты. крепкие песчаники)	VI-VIII (10,0-22,5)	1-10	+	+	+	+	-	-
		17. Монолитные мягкие породы, однородные по строению (плотные песчаники, мергели, известняки)	II-V (2,0-10,0)	1-10	+	+	+	+	-	-
		18. Среднетрещиноватые твердые породы, однородные по строению (мигматиты, кварциты, гранодиориты, роговики)	VIII-XII (>22,5)	11-30	+	+	+	+	-	-
		19. Среднетрещиноватые породы средней твердости однородные по строению (скарны, гнейсы. порфириты, базальты, диабазы)	VI-VIII (10,0-22,5)	11-30	+	+	+	+	-	-

Продолжение табл. 3.43

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
V	80-100	20. Монолитные твердые породы, однородные по составу и строению (яшмы, джеспилиты, кварциты, неизмененные граниты, базальты)	IX- XII (>22,5)	1-10	+	+	+	-	-	-
		21. Монолитные породы средней твердости однородные по составу и строению	VI-VIII (10,0-22,5)	1-10	+	+	+	-	-	-

В классификации приводятся также рекомендации по оптимальным диаметрам бурения для каждой группы пород (см. ГОСТ Р 51776-2001). При этом следует учитывать, что рекомендуемые диаметры являются минимальными для обеспечения получения керновой пробы высокого качества, а увеличение диаметра бурения с одного размера на другой больший повышает выход керна от 7 до 10%.

Классификация технических средств и способов отбора керна

Выделение в классификации по трудности отбора керна пяти групп пород позволяет более строго и дифференцировано выбирать технические средства и технологические приемы бурения для повышения выхода керна. Очевидно, что каждая из выделенных в классификации групп пород требует совершенно различных технических средств и технологий бурения.

Для решения вопроса о перспективности применения того или иного технического средства или технологического метода получения керна необходим детальный анализ существующих средств и способов обеспечения кондиционного выхода керна при бурении скважин на твердые полезные ископаемые. В целом все многообразие существующих средств и способов получения керна можно разделить на два основных класса

I. Специальные технические средства получения представительной керновой пробы при бурении геологоразведочных скважин.

II. Технологические методы и приемы, обеспечивающие получение представительной керновой пробы без использования специальных технических средств отбора керна.

В свою очередь существующие технические средства для получения керновых проб при бурении скважин подразделяются на две большие группы.

А. Специальные технические средства для отбора образцов горных пород из скважины в процессе бурения.

Б. Специальные технические средства для отбора образцов горных пород из стенок пробуренных скважин после окончания бурения.

Современный арсенал технических средств отбора керна включает в себя множество устройств и конструкций колонковых снарядов, позволяющих получать кондиционный выход керна в различных горно-геологических условиях.

Рассматривая эти средства, можно отметить, что одни из них нашли широкое применение в практике работ, другие применяются в узких специфических условиях, третьи пока не находят применения из-за сложности и громоздкости конструкций или трудности реализации принципа их работы.

Известно, что основной задачей средств отбора керна является ограждение последнего от разрушающих воздействий промывочной жидкости и вибраций бурового инструмента, а также обеспечение надежного отрыва керна и удержание его при подъеме инструмента. Таким образом, на выход керна оказывают влияние конструктивные особенности колонковых снарядов., и тип применяемого породоразрушающего инструмента.

К конструктивным особенностям колонковых снарядов относятся: система промывки в керноприемной части снаряда, конструкция керноприемной трубы и ее соединений, способ заклинивания керна, конструкция породоразрушающего инструмента и диаметр применяемых средств.

Большое разнообразие средств отбора керна выдвинуло проблему их классификации по одному из основных признаков, например по конструктивным особенностям для двойных, колонковых труб или типу промывки в скважине для средств с обратной промывкой и по другим признакам.

Известны классификации А.К. Атякина, Б.И.Воздвиженского, С.А. Волкова, В.Т. Воротынцева, С.С. Сулакшина. Последняя (табл. 3.44) представляется наиболее полной, так как охватывает все средства отбора керна независимо от их конструктивных особенностей.

Таблица 3.44. **Схема классификации специальных технических средств для отбора керна (по С.С. Сулакшину)**

Группа	Способ отбора керна	Средства отбора керна
I	Снарядами, работающими с промывкой и продувкой при полной циркуляции жидкости или воздуха в скважине	1.Одинарные колонковые снаряды (ОКС) 2. Двойные колонковые снаряды (ДКС): а) ДКС с вращающейся внутренней трубой; б) ДКС с невращающейся внутренней трубой; в) ДКС комбинированного типа (с вращающейся и невращающейся при бурении внутренними трубами) 3. Двойные колонковые снаряды со съемным керноприемником (ССК) (ССК с невращающейся керноприемной трубой) 4 Двойные колонковые снаряды с герметизирующейся керноприемной трубой.
II	Снарядами, работающими при неполной (местной) циркуляции жидкости	1. Снаряды с местной циркуляцией жидкости с шариковым клапаном для безнасосного бурения 2. Снаряды с местной циркуляцией жидкости с поршнем
III	Снарядами, работающими с комбинированной циркуляцией жидкости	1. Снаряды с местной циркуляцией жидкости, осуществляемой при помощи забойного насоса, приводимого в действие потоком жидкости, подаваемой с поверхности 2. Снаряды с местной циркуляцией жидкости водоструйного типа, работающие с применением насоса на поверхности 3. Снаряды с местной циркуляцией жидкости, осуществляемой за счет периодического вытеснения жидкости сжатым воздухом (с пульсирующей промывкой) 4. Снаряды с эрлифтной промывкой
IV	Снарядами, работающими без промывки или продувки	1. Снаряды вращательного действия: а) Ложки, змеевики, шнеки; б) Шнекоколонковые снаряды; в) Снаряды вращательного действия 2. Снаряды ударного (забивного), вибрационного и сплавного действия: а) Желонки, стаканы; б) Снаряды забивного действия; в) Виброснаряды; г) Снаряды задавливаемого и комбинированного действия.

В основу классификации положены системы промывки в скважине, по которым все технические средства подразделяются на следующие группы:

- снаряды, работающие с прямой промывкой (продувкой), нагнетаемой с поверхности насосом или компрессором;

- снаряды с местной (призабойной) обратной или прямой промывкой;
- снаряды, работающие с комбинированной циркуляцией жидкости;
- снаряды для бурения без промывки («всухую»).

Геолого-технические критерии выбора технических средств для отбора керна. Выбор технических средств отбора керна в первую очередь диктуется типом горной породы и ее физико-механическими, структурными и текстурными особенностями. Кроме того, керн необходим для минералогических, петрографических, структурных, петрохимических и других видов геологических исследований. Достоверность этой информации определяется кондиционным выходом керна, принимаемым конкретно для каждого типа месторождений (золоторудного, железорудного, бокситового, угольного и т. п.) и для вида геологических исследований (съемка, поиски, разведка, инженерно-геологические работы и т. п.). Следовательно, выбор средств отбора керна зависит и от поставленных геологических задач, и от кондиций по выходу керна на данных месторождениях.

С точки зрения конструктивных особенностей средств отбора керна на их выбор будут оказывать влияние следующие основные положения: степень защиты керна от разрушающих факторов, простота и надежность устройства и его эксплуатации, серийность выпускаемых средств и технико-экономические показатели бурения данными средствами. Следует учитывать, что чем выше степень защиты керна от разрушающих факторов, тем более сложно само средство, поэтому его использование может быть рациональным только в специфических условиях, для которых оно предназначено. Например, достаточно сложная по конструкции труба ДТА-2 хорошо зарекомендовала себя на угольных месторождениях, но в других условиях (силикатно-никелевые и бокситовые месторождения, опоки, пески) кондиционный выход керна получают, используя более простые средства отбора керна.

Простота конструкции имеет значение при выборе средств отбора керна, имеющих одинаковые области применения и используемых в одинаковых горно-геологических условиях.

Из вышеизложенного следует, что выбор специальных технических средств для отбора керна должен осуществляться в зависимости от следующих основных требований:

- обеспечения получения необходимой геологической информации (требования к выходу керна и его качеству);
- горно-технических условий применения специальных технических средств;
- экономической эффективности применения технических средств.

Требования к выходу керна при бурении рудных тел для получения необходимого уровня геологической информации при разведке месторождений полезных ископаемых различного генезиса приводится в таблице 3.45.

После уточнения основного требования по получению необходимого уровня геологической информативности выбор технических средств осуществляется по геолого-техническим критериям (табл. 3.46.)

Субъективные управляемые критерии применяются только при оценке местных конструкций технических средств в том случае, если данные конструкции удовлетворяют первым разделам критериев.

Отбор керна в различных группах горных пород

В практике геологоразведочных работ в настоящее время применяются более пятидесяти типов конструкций специальных колонковых снарядов, предназначенных для повышения выхода керна. Это только те конструкции, описание которых приводится в общедоступной литературе.

Таблица 3.45. **Требования к выходу керна рудовмещающих пород**

Типы месторождений	Степень изменчивости полезных компонентов	Коэффициент вариации содержания полезного ископаемого, %	Выход керна, %
Гидротермальные и контактовые: медь, олово, молибден и т. д.	Весьма неравномерные и неравномерные	40—150	75—80
Магматические: медно-никелевые, титано-ниобиевые и т. д.	Равномерные и весьма равномерные	<40	70
Метаморфические: железные руды КМА, Кривого Рога, кварциты и т. д.	То же	<40	70
Осадочные: угольные, горючие сланцы, стройматериалы, каменная и калийная соли, железные и марганцевые руды	»	<40	70

Таблица 3.46. **Геолого-технические критерии выбора специальных технических средств для отбора керна**

Группа	Критерий	Оценка
I. Объективные неуправляемые критерии	Трещиноватость горных пород	Удельная кусковатость керна $К_{уд}$, шт./м
	Динамическая прочность и абразивность	Объединенный показатель $р_м$ категории пород по буримости
	Дополнительные геологические задачи (отбор шлама, газа и т. д.)	Вид полезного ископаемого и стадия разведки
II. Объективные управляемые критерии	Степень защиты керна от разрушающего воздействия промывочной жидкости и вибрации	Степень защиты (слабая, достаточная, полная)
	Конструктивные особенности породоразрушающего инструмента	Возможность применения с тем или иным колонковым снарядом
	Степень надежности получения, захвата и удержания керна	Процент потери керна рейсовой углубки
III. Субъективные управляемые критерии	Серийность производства технических средств	Серийные, малая серия, опытные образцы, макеты
	Технологичность применения	Время сборки и регулировки, мин
	Простота эксплуатации и ремонта	Качественная оценка

Однако кроме большого количества технических средств, созданных специально для повышения выхода керна (двойные колонковые трубы, эжекторные снаряды, эрлифтный способ бурения и т. д.), необходимо учитывать и использовать чисто технологические приемы, позволяющие существенно повысить выход керна при геологоразведочном бурении.

Общеизвестны такие технологические приемы повышения выхода керна при бурении конкретного комплекса пород, как безнасосное бурение и бурение всухую, укорачивание рейса, применение больших диаметров бурения и др. Все они обеспечивают повышение выхода керна до кондиционного даже в весьма сложных геологических условиях. Однако практически все вышеперечисленные технологические способы приводят к снижению технико-экономических показателей бурения.

Решающее влияние на качество буровых работ оказывает правильный выбор и применение специальных технических средств и технологических методов отбора керна.

Наиболее эффективные способы бурения, конструкции специальных технических средств для отбора керна и типоразмеры породоразрушающего инструмента выбираются исходя из конкретных горно-геологических условий в соответствии с классификацией горных пород по трудности отбора керна и с критериями выбора специальных технических средств для отбора керна.

Оптимальные режимы бурения выбираются в соответствии с горно-геологическими условиями и применяемыми типами специальных технических средств. Существенно важным моментом при этом являются организационные факторы: высокая квалификация рабочих буровых бригад, соблюдение требований геолого-технического наряда и указаний работников технологической службы.

Ниже приводятся рекомендации по выбору и применению специальных технических средств и технологических способов отбора керновых проб в различных группах горных пород.

Отбор керна в горных породах первой группы. Горные породы первой группы характеризуются наиболее низким выходом керна (0-20 %). Состав и строение этих пород отличаются крайней неоднородностью. Они имеют различное генетическое происхождение и требуют использования специальных технологических методов и технических средств для обеспечения получения кондиционного выхода керна.

Породы I группы имеют, как правило, нарушенную структуру и, вследствие этого, речь идет, в основном, об обеспечении качественной массы керна и, по возможности, требуется избежать избирательного истирания пород и потери привязки продуктивных горизонтов к пробуренному интервалу скважины (россыпи).

В неоднородных, перемежающихся по твердости слабосвязных и сильнотрещиноватых горных породах III-VIII категорий по буримости, слагающих ряд гидротермальных, осадочных и инфильтрационных месторождений, а также месторождений коры выветривания, успешно применяются эжекторные колонковые снаряды в комплекте с высокочастотными гидроударными машинами и безнасосное бурение.

Специальные комплексы (гидроударный реверсивно-эжекторный снаряд, ГРЭС) конструкции СКБ МПР РФ обеспечивают в породах первой группы выход керношламового материала в размере 80-100%, причем доля шлама в пробе возрастает в рыхлых и несвязных горных породах, а также при увеличении степени их неоднородности и трещиноватости.

Снаряд ГРЭС-59 (рис. 3.51) предназначен для использования в комплекте с гидроударными машинами типа ГВ – 6, Г – 59В. В состав гидроударного снаряда ГРЭС – 59 входят эжектор, закрытая шламовая труба, колонковая труба с кернорвателем. Сверху к снаряду присоединяют гидроударную машину, а к нижнему концу колонковой трубы – серийную алмазную коронку.

В отличие от одинарных эжекторных снарядов (ОЭС) с помощью снаряда ГРЭС – 59 можно промывать скважину прямым потоком промывочной жидкости, что позволяет предупредить попадание в колонковую трубу породы со стенок скважины и шлама от предыдущего рейса.

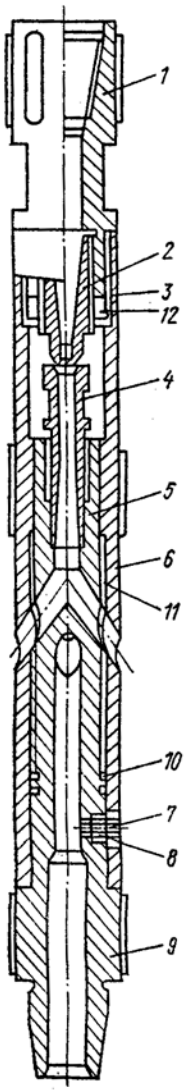


Рис. 3.51. Гидроударный реверсивно-эжекторный снаряд ГРЭС-59

1 – верхний переходник; 2 – насадка; 3 – фигурная шайба; 4 – диффузор; 5 – центральная втулка; 6 – корпус; 7 – палец-фиксатор; 8 – стопор; 9 – нижний переходник; 10 – резиновая манжета; 11 – втулка; 12 – гайка

Техническая характеристика ГРЭС-59

Диаметр скважины, мм	59
Диаметр корпуса по наплавкам, мм	58
Диаметр колонковой трубы, мм	56 х 5,5
Длина эжектора, мм	не более 620
Длина снаряда, мм	не более 4500
Масса эжектора, кг	8,4
Очистной агент	Вода и глинистый раствор
Расход промывочной жидкости, $дм^3$ / мин	80-100
Перепад давления в снаряде, МПа	0,5
Расход эжектируемой жидкости, $дм^3$ / мин	30-35
Ресурс снаряда, ч	150

В сходных горно-геологических условиях успешно применяются эжекторные колонковые снаряды типа ОЭС и бурение с эрлифтом. Комплект оборудования эрлифтного насоса КОЭН 9 (рис. 3.52) рекомендуется использовать при наличии в скважине грунтовых вод и затруднениях с водоснабжением буровых установок.

В этом комплекте движение жидкости создается за счет энергии сжатого воздуха, нагнетаемого в водоподъемную колонну 4 по буровому снаряду 1 и полиэтиленовой трубке 3. Выходя из смесителя 5, сжатый воздух, участвуя в адиабатическом процессе расширения, захватывает частицы воды и через переходник 2 изливает ее в скважину. Возникающая при этом обратная промывка обусловлена разницей между весом столба жидкости в скважине до уровня погружения смесителя 5 и весом водовоздушной смеси в водоподъемной колонне 4. С увеличением глубины погружения смесителя 5 эффективность обратной промывки возрастает. В практике глубина погружения смесителя составляет 30 – 50 м. Сливной переходник 2 при этом должен находиться выше динамического уровня жидкости в скважине.

Ниже эрлифтного насоса располагается шламовое устройство 7 и керноприемное устройство 8 с буровой коронкой. Для размещения эрлифтного насоса и создания необходимого напора промывочной жидкости необходимо предварительно забурить скважину на глубину 20 – 30 м под статический уровень грунтовых вод. При обратной всасывающей промывке в призабойной зоне способ обеспечивает получение 80 – 100% выхода керна.

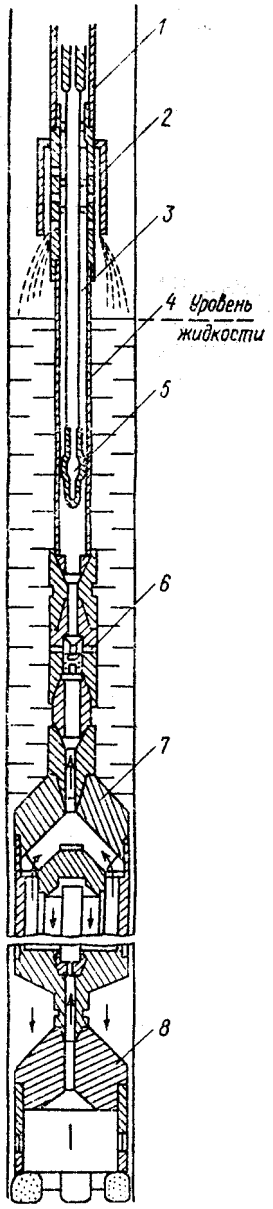


Рис. 3.52 Комплект оборудования эрлифтного насоса КОЭН

1 – буровой снаряд; 2 – сливной переходник; 3 – полиэтиленовая трубка; 4 -- водоподъемная колонна; 5 – смеситель; 6 – обратный клапан; 7 – шламовое устройство; 8 – керноприемное устройство

Кроме того, при бурении связных сильно-трещиноватых пород первой группы в ряде случаев возможно применение двойных колонковых труб, конструкции которых обеспечивают защиту керна от разрушения в сложных геологических условиях:применением невращающихся внутренних керноприемных труб; использованием схем промывки с полной изоляцией керна от потока промывочной жидкости (трубы ДТА-2, керногазонаборник КГНМ-76) или с обеспечением обратной промывки вдоль оси керна (ТДН-2/0, ДЭС).

Керногазонаборник герметический КГНМ-76 (ТулНИГП) предназначен для отбора керна угля и породно-газовых проб с сохранением в пробе природной газонасыщенности и давления в вертикальных и наклонных скважинах, в сложных геологических условиях, включая поглощение промывочной жидкости.

Техническая характеристика

Возможная глубина отбора проб, м	До 2000
Диаметр, мм:	
скважины	76 и более
корпуса (наружный)	73
керна	36
Длина, мм:	
керногазонаборника	1400
керноприемника	500
Масса, кг:	
керногазонаборника	40
керноприемника	15

Двойной эжекторный колонковый снаряд ДЭС (рис. 3.53) представляет собой двойную колонковую трубу, в которую встроен струйный насос. Двойная колонковая труба может иметь вращающееся или невращающееся керноприемное устройство. Наиболее совершенными снарядами ДЭС являются снаряды, разработанные ЦНИГРИ и выпускающиеся серийно. В целях повышения технико – экономических показателей бурения двойные эжекторные снаряды типа ДЭС часто применяются в комплекте с гидроударными машинами типа ГВ.

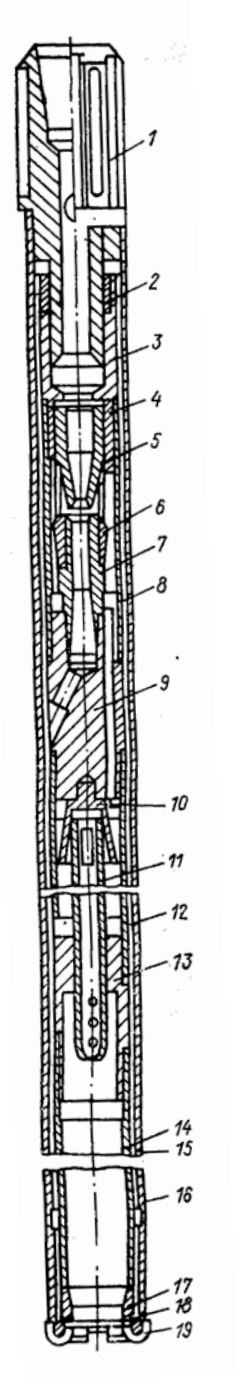


Рис. 3.53. Двойной эжекторный снаряд ДЭС конструкции ЦНИГРИ

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

Техническая характеристика двойных эжекторных снарядов ДЭС

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

Рабочие параметры режимов бурения с двойными колонковыми трубами подбираются в каждом конкретном случае в зависимости от геолого-технических условий» бурения и типа применяемой трубы. Для всех указанных двойных колонковых труб осевая нагрузка на инструмент увеличивается в 1,3-1,5 раза по сравнению с рекомендуемой для бурения одинарными колонковыми снарядами в связи с существенным увеличением площади разрушения горной породы под торцами утолщенных специальных твердосплавных и алмазных коронок.

При бурении пород первой группы большое влияние на выход керна оказывает режим промывки скважины. Для предупреждения размыва стенок скважины и керна необходимо обеспечить рациональную скорость потока промывочной жидкости в межтрубном и в затрубном зазорах.

Легкорастворимые минеральные соли и сцементированные льдом многолетнемерзлые породы, входящие в первую группу, под воздействием промывочной жидкости легко разрушаются. Для предохранения керна и стенок скважины от разрушения необходимо применять промывочные жидкости, сходные по химическому составу с полезным ископаемым. При бурении растепляемых пород следует применять охлажденные солевые растворы или охлажденный сжатый воздух.

Отбор керна в горных породах второй группы. Горные породы второй группы характеризуются низким выходом керна (20-40%). Породы связные, в основном неоднородные по строению, средне- и сильнотрещиноватые. Генетическое происхождение самое разнообразное. Для получения кондиционного выхода керна необходимо применять специальные технические средства и технологические методы. Ввиду большого разнообразия

пород второй группы для отбора керна используется широкий диапазон специальных технических средств.

Для пород с выходом керна 20-30%:
гидротранспорт керна (КГК-10О);
эжекторные снаряды ОЭС и ДЭС;
двойные колонковые трубы ТДН-2, ТДН-2/0, ТДН-РК, ТДН-0.
Для пород с выходом керна 30-40%:
двойные трубы с комбинированной промывкой (ТДН-2/0, ТДН-РК);
снаряды со съемными керноприемниками (ССК и КССК);
специальные эжекторные снаряды (ГРЭС)

Двойная колонковая труба ТДН-0 (рис. 3.54) предназначена для бурения в сильнотрещиноватых и разрушенных породах. Имеет подшипниковый узел открытого типа и керноприемное устройство со специальной алмазной коронкой.

Принципиальная схема трубы ТДН-0 представлена на рис. 3.52. Подшипниковый узел состоит из верхнего переходника 3, соединенного резьбами с наружной трубой 1 и стволом 8, на котором разме-щается сигнализатор самоподклинивания керна 4, упорный подшипник 5 и муфта 7. К муфте 7 на резьбе присоединяется внутренняя керноприемная труба 2, в нижней части соединенная с рвательным устройством. К наружной трубе через твердосплавный расширитель крепится специальная алмазная коронка 10, снаб женная пакерным поясом, ниже которого распола-гаются 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.

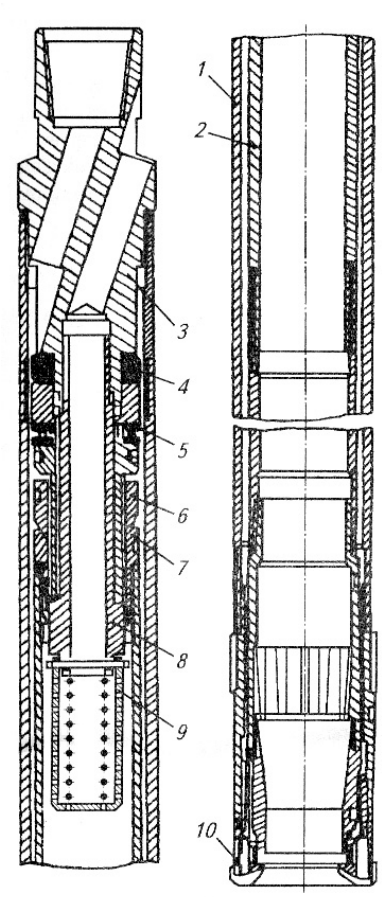


Рис. 3.54. Двойная колонковая труба типа ТДН-0

1 – наружная труба; 2 – внутренняя труба; 3 – износостойкий переходник; 4 – сигнализатор самозаклинивания керна; 5 – упорный подшипник; 6 – контргайка; 7 – муфта; 8 – ствол; 9 – фильтр; 10 – алмазная коронка

Из керноприемной трубы 2 жидкость попадает скважину по сверлению в переходнике 3.

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.

Трубы ТДН-2 (рис. 3.55) комплектуются 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. Техническая характеристика двойных колонковых труб ТДН-2 приводится в табл. 3.47.

Техническая характеристика двойных колонковых труб ТДН-0

	ТДН-0-59	ТДН-0-76	ТДН-0-93
Диаметр бурения	59	76	93
Диаметр 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

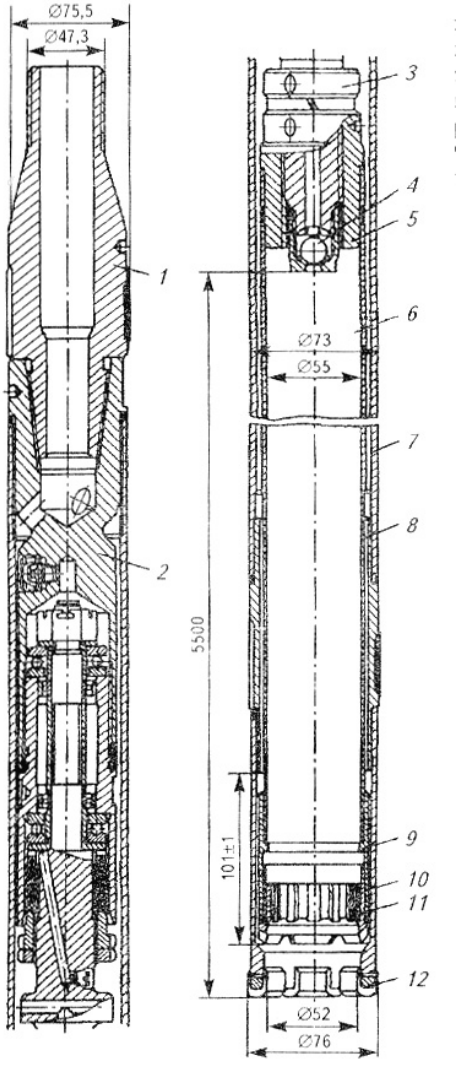


Рис. 3.55. Двойная колонковая труба типа ТДН-2

1 - износостойкий переходник; 2 - подшипниковый узел; 3 - регулировочная гайка; 4 - шарик обратного клапана; 5 - втулка коническая; 6 - керноприемная труба; 7 - труба наружная; *8* - расширитель алмазный; 9 - кольцевая проточка; 10 - корпус рвателя; 11 – кернорва-ельное кольцо; 12 - коронка алмазная

Таблица 3.47. **Техническая характеристика двойных колонковых труб ТДН-2**

Параметр	Диаметр снаряда, мм	
	59	76
Диаметр коронки, мм:		
наружный	59,0	76,0
внутренний	38,0	52,0
Размеры труб, мм:		
наружной		
наружный	57,0	75,0
внутренний	50,0	68,0
внутренней		
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		

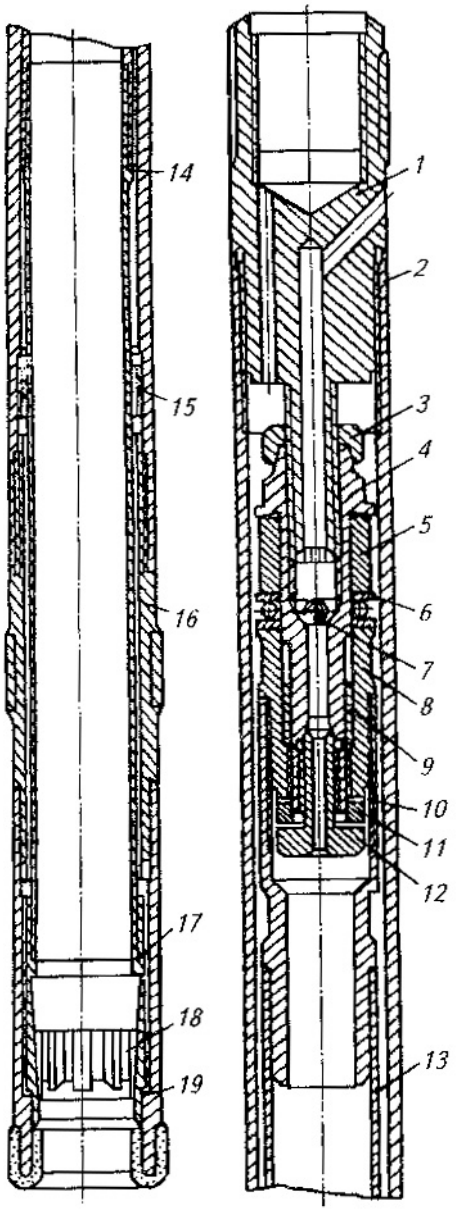
Двойная колонковая труба ТДН-2 состоит из подшипникового узла *2*, к которому с помощью резьбового соединения крепится наружная труба 7. На стволе подшипникового

узла закрепляется внутренняя керноприемная труба 6, имеющая возможность продольного перемещения для регулировки зазора между корпусом рвателя 10 и алмазной коронкой. Регулирование зазора производится 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, удерживающий керн от падения при извлечении трубы из скважины.

Специальная алмазная коронка присоединяется к наружной трубе 7 с помощью удлинителя. Верхняя часть трубы ТДН-2 фиксируется в скважине от поперечных перемещений износостойким переходником 1.

Промывочная жидкость поступает к забою скважины из бурового снаряда по каналу в подшипниковом узле *2* и кольцевому зазору между наружной трубы 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. 3.56).



Межтрубный зазор рассчитан на пропуск густых промывочных жидкостей. Жидкость контактирует с керном только на коротком участке ниже кернорвательного кольца. Предусмотрено бурение как с прямой промывкой (при наличии резьбовой пробки в боковом канале верхнего переходника), так и с разделением потока под торцом коронки (без пробки в боковом канале) за счет увеличения гидравлического сопротивления в затрубном кольцевом зазоре. При этом часть потока направляется вместе с раздробленным керном в керноприемную трубу и выходит через боковой канал верхнего переходника.

Подшипниковый узел состоит из верхнего переходника 1, соединенного резьбами с наружной трубой *2* и корпусом 4, в котором размещается сигнализатор самоподклинивания керна, упорный подшипник 6 и соединительная муфта. К муфте на резьбе присоединяется внутренняя керноприемная труба13, в нижней части соединенная с рвательным устройством. К наружной трубе через алмазный или твердосплавный расширитель 16 крепится специальная алмазная коронка 19, снабженная пакерным поясом.

Рис. 3.56. Двойная колонковая труба типа ТДН-0 (ТДН-2/0) конструкции ВИТР

1 - износостойкий переходник; 2 – наружная труба; 3 - гайка; *4* - корпус; 5, 8, 9 - втулки; *6* – подшипник; 7 - шарик; 10, 11 – шайбы; 12 - пробка; 13 - керноприемная труба; 14 - кольцо; 15 - наконечник; 16 – алмазный расширитель; 17 – корпус рвателя; 18 - кольцо рвательное; 19 – алмазная коронка

Промывочная жидкость по сверлению в переходнике 1 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 пакер-

ного 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 13 жидкость попадает в скважину по сверлению в переходнике 1.

При самозаклиниваниях керна на керноприемную трубу 13 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.

Техническая характеристика двойных колонковых труб ТНД – 2/0

	ТНД-2/0-59	**ТНД-2/0-76**	**ТНД-2/0-93**
Диаметр алмазной коронки, мм:			
наружный/внутренний	59/34,5	76/46	93/60
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

Выполненный в ВИТРе комплекс теоретических и экспериментальных исследований по изучению процесса образования керна и технологии его отбора при бурении позволил выявить основные принципы защиты керна от воздействия отрицательных факторов кернообразования. На основе этих принципов разработаны новые двойные колонковые снаряды ТДН-ССК (труба двойная с неподвижной внутренней трубой на базе ССК), ТДН-РК (труба двойная с неподвижной внутренней керноприемной трубой, керноприемная труба разрезная) и ТДН-93/76-СК (труба двойная с неподвижной керноприемной трубой, керноприемная труба разрезная и съемная), обеспечивающие максимальную защиту керна и соответственно получение кондиционного его выхода в особо сложных геологических условиях (табл. 3.48)

Унифицированная двойная колонковая труба ТДН-59(76)-ССК (рис. 3.57) разработана на базе снаряда со съемным керноприемником ССК-59(76) и предназначена для применения при колонковом алмазном бурении скважин коронками диаметром 59(76) мм. Областью применения двойной колонковой трубы ТДН-59(76)-ССК является бурение монолитных, слабо- и среднетрещиноватых горных пород VIII-IX категорий по буримости.

Двойная колонковая труба ТДН-59(76)-РК (рис. 3.58) создана на базе проведенных теоретических и экспериментальных исследований и с учетом принципов, заложенных в конструкции двойных колонковых труб типа ТДГР-76, которые разработаны в НРБ. Областью применения двойных колонковых труб ТДН-59(76)-РК является бурение сильнотрещиноватых, раздробленных горных пород VIII-XII категорий по буримости. Отличительной конструктивной особенностью указанных труб является наличие в составе снаряда разрезной керноприемной трубы, что позволяет существенно снизить число и значения усилий самозаклиниваний керна в процессе бурения.

Таблица 3.48. **Техническая характеристика двойных колонковых снарядов**

Параметр	Тип и диаметр снаряда, мм				
	ТДН-59-РК	ТДН-76-РК	ТДН-59-ССК	ТДН-76-ССК	ТДН-93/76-СК
Диаметр коронки, мм:					
наружный	59,0	76,0	59,0	76,0	93,0
внутренний *	35,4	48,0	35,4	48,0	54,0
Диаметр наружной трубы, мм:					
наружный	57,0	73,0	56,0	73	89,0
внутренний	49,5	65,5	45,0	60	81,5
Диаметр внутренней трубы, мм:					
наружный	45,0	57,0	42,0	56	73,0
внутренний	39,0	49,5	37,0	50,4	65,5
Диаметр керноприемной трубы**, мм:					
наружный	-	-	-		60,0
внутренний	-	-	-		55,0
Толщина стенки трубы, мм:					
наружной	3,75	3,75	5,5	6,5	3,75
внутренней	3,0	3,75	2,5	2,8	3,75
керноприемной		-	-		2,50
Общая длина трубы, мм	3500	3200	3840	3920	2498
Длина керноприемной части, мм	2900	2750	3195	3235	2055
Масса трубы, кг	35	40	37,1	60	40
Присоединительная резьба к колонне бурильных труб	3 – 50 ГОСТ 7918-75	3 – 50	3 – 42	3 – 42 ГОСТ 7918-75	3 – 50

* Внутренний диаметр указан для второй керноформирующей коронки, т.е. диаметр керна.

** В двойных колонковых трубах ТДН-76-РК и ТДН-59-ССК в качестве керноприемной служит внутренняя труба.

Двойная колонковая труба ТДН-93/76-СК (рис. 3.58) является специфической модификацией двойной колонковой трубы типа ТДН-93-2/0. Областью применения ТДН-93/76-СК является бурение перемежающихся сильнотрещиноватых, раздробленных и слабых, склонных к размыванию горных пород V-IX категорий по буримости. Отличительной особенностью трубы ТДН-93/76-СК является наличие свободно извлекаемой невращающейся в процессе бурения разрезной керноприемной трубы и двух ступенчато расположенных алмазных коронок. Благодаря этому керн не имеет прямого контакта с промывочной жидкостью при бурении и при подъеме на поверхность, извлекается путем прямого раскрытия керноприемной части без ударов, что позволяет максимально сохранить его структуру.

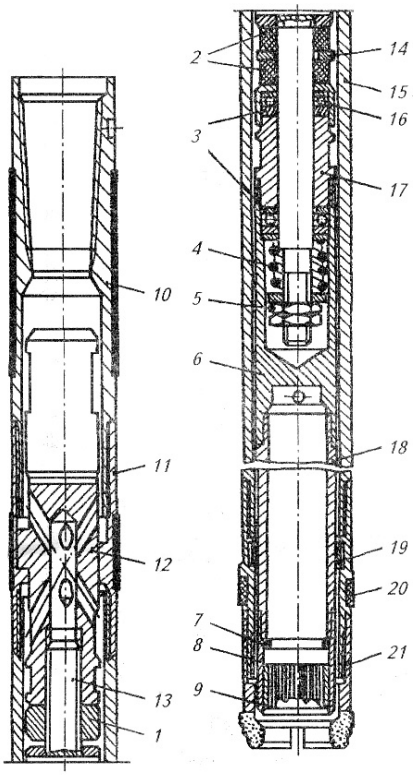
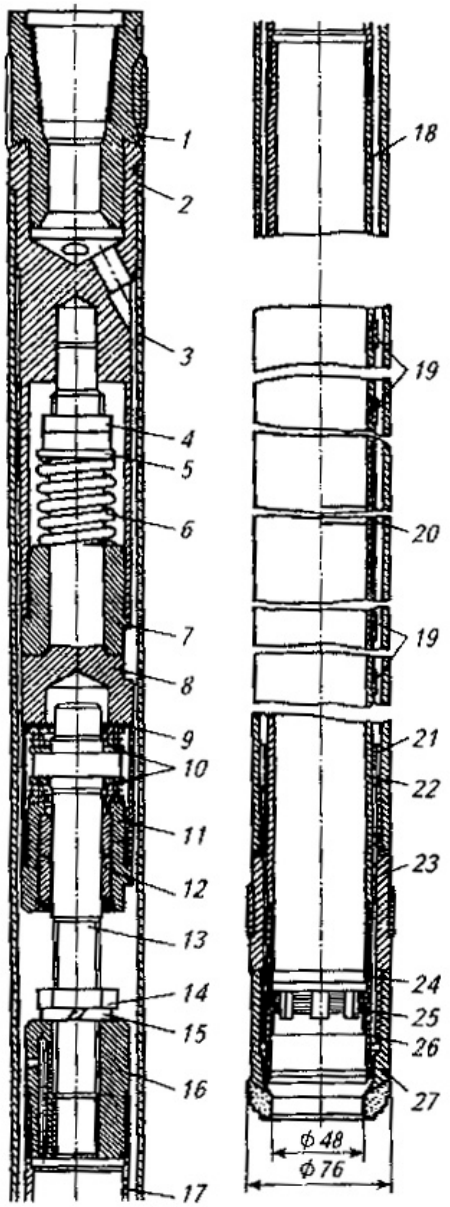


Рис. 3.57. Двойная колонковая труба типа ТДН-59-ССК

1, 17 - муфты; 2 – манжеты; 3 – упорный подшипник; 4 – пружина; 5 – регулировочная гайка; 6 – головка; 7 – упорное кольцо; 8 – рватель; 9 – рвательное кольцо; 10, 11 – переходники, армированные твердым сплавом; 12 – втулка; 13 – вал; 14 – шайба; 15– наружная труба; 16 – обойма; 18 - керноприемная труба; 19 – стабилизатор; 20 – алмазный расширитель; 21 – алмазная коронка

Снаряды со съемными керноприемниками ССК и КССК позволяют извлекать керн без подъема бурового инструмента. Они комплектуются специальными твердосплавными и алмазными коронками. Съемный керноприемник поднимают на поверхность овершотом. При спуске керноприемника его посадка на опорное кольцо колонкового набора фиксируется характерным щелчком, который передается по буровой колонне с глубины 200 м; для уверенной посадки керноприемника рекомендуется досылать его к забою потоком промывочной жидкости. Момент посадки фиксируется по увеличению давления на манометре насоса.



Снаряд ССК (рис. 3.60) имеет сигнализатор самозаклинивания керна, составленный из набора резиновых манжет и стальных шайб. В зависимости от типа горных пород усилие срабатывания сигнализатора устанавливается в пределах от 250 до 400 даН изменением набора манжет и шайб. Нижний предел срабатывания - для слабых и разрушенных горных пород, верхний - для твердых трещиноватых. Техническая характеристика снарядов со съемными керноприемниками ССК и КССК приводится в табл. 3.49.

Режимы бурения снарядами со съемными керноприемниками рекомендуется выбирать на основе соответствующих инструктивных указаний по технологии бурения скважин снарядами со съемными керноприемниками.

При бурении в породах второй группы с успехом могут применяться двойные колонковые трубы и эжекторные снаряды, рекомендуемые для бурения пород первой группы. Для повышения технико-экономических показателей бурения в породах второй группы и повышения выхода керна в комплект колонкового набора наряду с двойными трубами и эжекторными снарядами могут вводиться высокочастотные гидроударные машины типа ГВ конструкции СКБ МПР РФ.

Рис. 3.58. Двойная колонковая труба типа ТДН-76-РК
1 – переходник износостойкий; 2 – переходник; 3 – труба наружная; 4, 14 –гайки; 5 – шайба; 6 – пружина; 7, 16 – муфты; 8 – корпус; 9 – прокладка; 10 – шарико-подшипники упорные; 11 – обойма; 12 – подшипник скольжения; 13 – вал; 15 – шайба пружинная; 17, 20 – муфты соединительные; 18, 22 – труба керноприемная; 19 – полукольцо пружинное; 21 – стабилизатор; 23 – удлинитель; 24 – кольцо упорное; 25 – кольцо рвательное; 26 – корпус рвателя; 27 – коронка алмазная

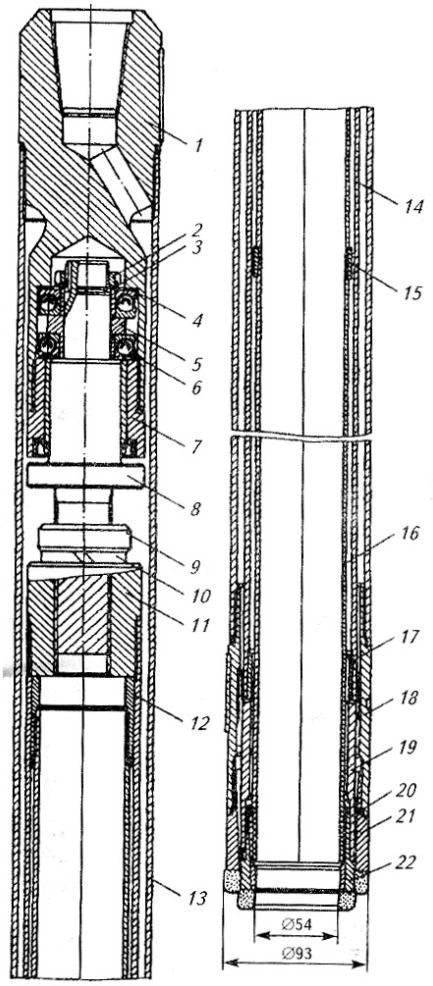


Рис. 3.59. Двойная колонковая труба типа ТДН-93/76-СК
1 - переходник; 2 , 9 – гайка; 3 – шайба стопорная; 4 – прокладка; 5, 19 – втулка; 6 – шарикоподшипник упорный; 7 – подшипник скольже- ния; 8 – вал; 10 – шайба пружинная; 11 – муфта; 12 – муфта верхняя; 13, 14, 16 – трубы; 13– наружная; 14 – внутренняя; 16 – керно- приемная; 15 – кольцо пру- жинное; 17 – стабилизатор; 18 – расширитель твердо- сплавный; 20 – муфта ко- ническая; 21, 22 – алмазные коронки

Таблица 3.49. **Техническая характеристика снарядов со съемными керно-приемниками**

Параметр	Тип и диаметр снаряда				
	КССК-76-1200	КССК-76-2000	ССК-46	ССК-59	ССК-76
1	2	3	4	5	6
Глубина бурения, м	1200	2000	1000	1200	1200
Категория пород по буримости	V— IX	V— IX	VII— X	VII— X	VII— X
Наружный диаметр коронки, мм	76	76	46	59	76
Диаметр керна, мм	40	40	24	35,4	48
Диаметр бурильной колонны, мм:					
наружный	70	70	43	55	70
внутренний	60	60	33,4	45,4	60,4
Соединение бурильных труб	Муфтовое		Труба в трубу		
Общая длина колонкового набора, мм	6845	6845	2350 3850 5760*	2450 3950 5450	2700 4200 —
Ресурс, тыс. м.	—	—	10,0	8,0	7,5
* Сращивание двух труб					

Бурение пород второй группы производят на пониженных частотах вращения (до 700 мин$^{-1}$) бурового снаряда. При этом обязательно применение антивибрационных средств и соосных калиброванных снарядов. Промывка может осуществляться глинистыми растворами нормальной и повышенной вязкости и технической водой. При бурении растворимых и растепляемых пород применяются промывочные жидкости специального состава. Срыв керна в породах данной группы осуществляется кернорвателями специальных конструкций, обеспечивающими надежный захват и удержание керна при подъеме из скважины.

Отбор керна в горных породах третьей группы. Горные породы третьей группы характеризуются средним выходом керна (40 - 60 %), крайним разнообразием как по своим геологическим характеристикам (состав, строение, генезис), так и по физико-механическим свойствам (твердость, абразивность, трещиноватость и т. д.). Разнообразное сочетание перечисленных признаков определяет выход керна около 40 - 60 % при бурении одинарными колонковыми снарядами диаметром 59 мм.

Для обеспечения получения кондиционного выхода керна пород третьей группы рекомендуется использовать специальные технические средства:

двойные колонковые трубы (ТДН-0, ТДН-2, ТДН-РК);

снаряды со съемными керноприемниками (ССК и КССК);

эжекторные снаряды (ОЭС и ДЭС);

специальные эжекторные снаряды (ГРЭС).

В исключительных случаях, при решении второстепенных геологических задач, в монолитных и слаботрещиноватых комплексах вмещающих пород допускается применение одинарных колонковых снарядов. При использовании одинарных колонковых снарядов внутреннюю поверхность колонковой трубы в целях снижения коэффициента трения при продвижении кернового материала рекомендуется покрывать смазывающими добавками, не влияющими на достоверность опробования полезного ископаемого.

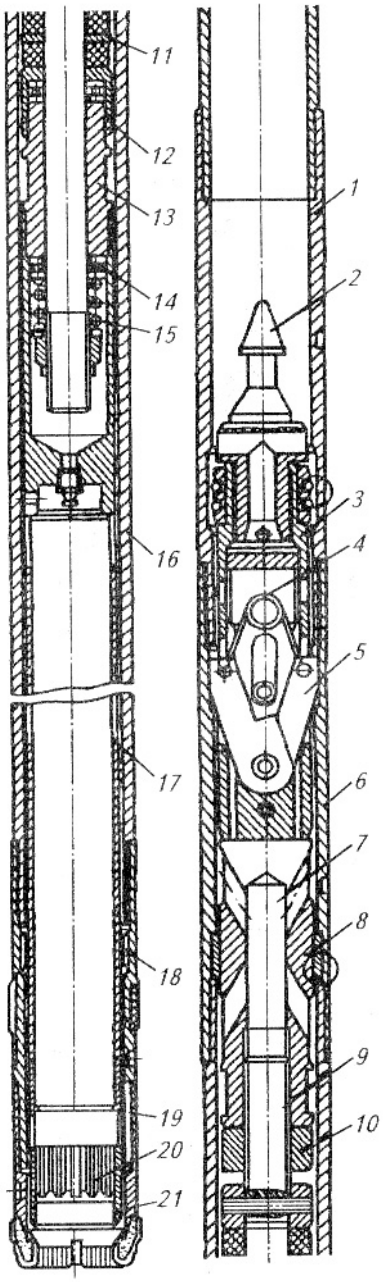


Рис. 3.60. Снаряд со съемным керноприемником ССК
1 — релитовый переходник; *2* — головка подшипникового *узла; 3* — возвратная втулка; *4* — пружина; *5* — стопоры; *6* — переходник наружной колонковой трубы; 7 — подшипниковый узел; *В* — опорное кольцо; 9 —вал; *10* — контргайка; 11— резиновые манжеты; *12* — резиновое кольцо; *13* — направляющая втулка; *14* — упорный шарикоподшипник; *15* — пружина; *16* — наружная колонковая труба; *17* — керноприемная труба; *18* — стаби-лизатор; *19* — упорное кольцо; *20* — керно-рвательное кольцо; *21* — корпус кернорвателя

При бурении одинарными колонковыми снарядами в породах этой группы допускаются следующие минимальные диаметры бурения, мм: при алмазном способе - 59, при твердосплавном - 76.

Существенное значение для сохранения керна имеет количество и состав промывочной жидкости, в качестве которой используются техническая вода, глинистые растворы нормальной вязкости и пониженной водоотдачи, безглинистые и специальные растворы. Обязательно применение антивибрационных средств (антивибрационные смазки, эмульсолы).

Для повышения выхода керна при бурении горных пород третьей группы (за исключением разведки на стройматериалы и для инженерных изысканий) в комплекте с двойными и эжекторными колонковыми снарядами некоторыми исследователями рекомендуется применять высокочастотные гидроударные машины типа ГВ. Однако следует иметь в виду, что при разведке месторождений стройматериалов, при инженерно-геологических изысканиях и ряде других работ при алмазном способе бурения введение в комплект колонкового снаряда гидроударных машин нецелесообразно, так как наложенные высокочастотные ударные импульсы, в целом увеличивая выход керна, резко ухудшают его качество.

Согласно инструкции при бурении двойными колонковыми снарядами и снарядами со съемными керноприемниками рекомендуется применять оптимальные частоты вращения, при бурении одинарными колонковыми снарядами следует применять пониженные частоты (до 500 мин$^{-1}$). Заклинивание керна производится только специальными кернорвателями.

Отбор керна в горных породах четвертой группы. Горные породы четвертой группы хотя и отличаются разнообразием по составу и строению, но физико-механические свойства, особенно слабая степень трещиноватости, позволяют получать кондиционный выход керна (60—80%) в большинстве случаев без применения специальных технических средств.

В связи с этим для бурения монолитных и слаботрещиноватых пород четвертой группы в большинстве случаев применяются одинарные колонковые снаряды. И только для бурения неоднородных по составу и строению, слабосвязных пород средней трещиноватости необходимо применение специальных технических средств:

двойных колонковых труб ТДН-2, ТДН-РК; комплексов ССК в породах VII-XII категорий (ТДН-2 и ТДН-РК при промывке глинистым раствором, ССК - водой);

снарядов со съемными керноприемниками ССК и К.ССК в породах IV-IX категорий по буримости.

При бурении двойными колонковыми трубами и снарядами со съемными керноприемниками технологические параметры режима бурения выбираются оптимальными для данного технического средства. Ограничение частоты вращения по геологическим характеристикам пород четвертой группы не вызывается необходимостью. В качестве промывочной жидкости при бурении твердых горных пород данной группы обычно применяется техническая вода, а при бурении мягких пород - глинистые растворы нормальной вязкости, безглинистые и специальные растворы.

При бурении одинарными колонковыми снарядами однородных пород средней и высокой твердости принимаются меры по снижению уровня поперечных вибраций бурового снаряда (соосные снаряды, антивибрационные средства и т. д.), так как данный вид вибраций является определяющим.

При бурении перемежающихся по твердости и мягких пород существенно важным фактором является режим промывки, поэтому следует постоянно контролировать расход промывочной жидкости по показаниям расходомера или по выходящей струе из скважины. Излишний расход промывочной жидкости приводит к повышенному износу керна, недостаток промывочной жидкости может привести к прижогу породоразрушающего инструмента.

Для высоких рейсовых скоростей при бурении монолитных и слабо-трещиноватых пород длина колонковой трубы может быть равна 7 - 9 м, что достигается применением спаренных колонковых труб. При этом внутренний диаметр соединительного ниппеля должен обеспечивать свободный проход керна.

При возникновении самозаклиниваний керна при бурении Пород этой группы ликвидация самозаклиниваний возможна сменой частоты вращения и осевой нагрузки на инструмент без отрыва колонкового снаряда от забоя.

Для повышения технико-экономических показателей бурения и выхода керна в ряде случаев при бурении пород четвертой группы допускается применение гидроударных машин типа ГВ (гидроударник высокочастотный) для алмазного бурения и унифицированных гидроударных машин типа Г.

Отбор керна в горных породах пятой группы. Для горных пород пятой группы характерен высокий выход керна (80 - 100%). Данная группа представлена в основном однородными по составу и строению, монолитными или среднетрещиноватыми горными породами различного генезиса. Как исключение, в группу включены монолитные неоднородные по составу мелко- и тонкозернистые породы на слабом цементе. По геологическим и физико-механическим свойствам для бурения пород пятой группы применение специальных технических средств не требуется.

Для повышения технико-экономических показателей бурения в среднетрещиноватых горных породах, склонных к самозаклиниванию, применяются снаряды со съемными керноприемниками (ССК).

При бурении снарядами ССК горных пород пятой группы частоту вращения бурового снаряда допускается применять максимально возможную при данной мощности привода. Осевая нагрузка на инструмент принимается оптимальной для данного типа применяемых средств, обеспечивающих получение максимальных технико-экономических показателей.

Одинарные колонковые снаряды обеспечивают кондиционный выход керна практически во всех геологических комплексах пород, входящих в данную группу. При бурении одинарными колонковыми снарядами твердых и весьма твердых пород основным разрушающим фактором кернообразования является вибрация бурового снаряда. В связи с этим обязательно применение антивибрационных средств и соосных компоновок колонковых снарядов. Частота вращения бурового снаряда не ограничивается.

В качестве промывочной жидкости применяют техническую воду или спецрастворы с эмульгирующими добавками и при этом четко контролируют их расход во избежание перегрева и прижога алмазного породоразрушающего инструмента и керна.

Для обеспечения высоких технико-экономических показателей при кондиционном выходе керна весьма эффективно применение алмазных коронок с уменьшенной толщиной матрицы и торцом полукруглой формы. При бурении твердых пород средней степени трещиноватости частота вращения одинарного колонкового снаряда с алмазной коронкой ограничивается 700-1000 мин$^{-1}$. При бурении мягких пород во избежание размывания керна особое внимание уделяется расходу промывочной жидкости, который в этом случае поддерживается на минимальном уровне, обеспечивающем нормальную очистку забоя от шлама. Обязательно применение антивибрационных средств.

Комплекс унифицированных двойных колонковых труб для алмазного и твердосплавного бурения ТДН-РУ предназначен для алмазного и твердосплавного бурения коронками диаметром 93 и 112 мм геологоразведочных, картировочных и инженерно-геологических скважин в породах III-IX категорий буримости.

Основные параметры двойных колонковых труб

Диаметр, мм:		
коронки	93	112
керна	59	76
колонковой трубы	89	108
Длина, мм:		
колонковой трубы	не более 4000	
керноприемной трубы	не менее 2000	
Масса, кг	75	85

Основным преимуществом перед существующими является обеспечение _кондиционного отбора керна в различных условиях:

Породы	**Выход керна**
Мягкие породы :	
связные	85-100%
несвязные	70-85%
Породы средней твердости:	
плотные	75-100%
трещиноватые	70-85%
раздробленные	70-75%
Твердые породы:	
монолитные	90-100%
трещиноватые	75-95%
сильнотрещиноватые	70-85%
раздробленные	70-75%

В конструкции новых колонковых наборов предусмотрены следующие отличия:

обеспечение равномерного расширения зазора по всей длине разреза керноприемника, способствующего уменьшению подклинивания трещиноватого керна в верхней части керноприемной трубы;

наличие скрытого кернорвательного устройства, сокращающего вероятность подклинивания керна в зоне кернорвателя;

разработка специальных твердосплавных или алмазных коронок с опережающим армированным пилотом, каналы которого обеспечивают выход промывочной жидкости к забою без контакта с керном.

Общая схема двойной колонковой трубы ТДН-РУ приводится на рис. 3.61. Экспериментальные образцы двойных колонковых труб успешно прошли испытания на месторождениях южной Якутии, где была отработана и технология работы с ними. Двойные колонковые трубы типа ТДН-РУ могут быть изготовлены разработчиком по отдельным заказам потребителя.

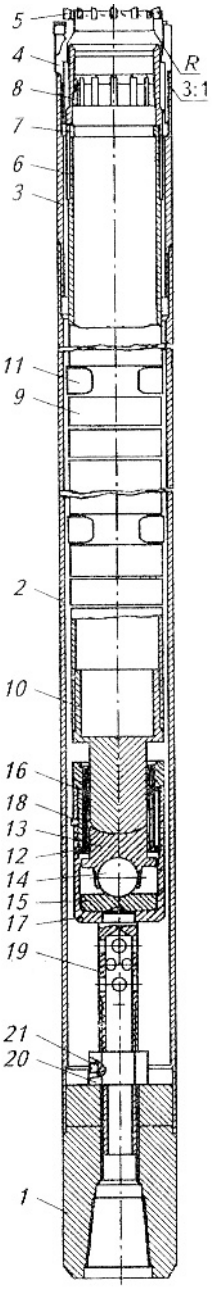


Рис. 3.61. Унифицированная двойная колонковая труба типа ТДН-РУ

1 – переходник; 2 – наружная труба; 3 – удлинитель; 4 – коронка; 5 – пилот; 6 – корпус рвателя; \7 – упорное кольцо; 8 – рвательное кольцо; 9- полутруба; 10 – полусфера; 11 – полукольцо; 12 – втулка; 13 – корпус шарнира; 14 – шарик; 15 – пята; 16 – втулка; 17 – втулка; 18 – винт; 19 - штанга; 20 – гайка; 21 – винт.

Универсальные двойные колонковые трубы ТУДК (в дальнейшем трубы ТУДК) предназначены для бурения картировочных, структурных, инженерно-геологических скважин, а также для бурения техногенных месторождений, территорий ликвидных предприятий и в лдругих случаях, когда необходимо получить кондиционный керн.

Трубы ТУДК имеют следующие исполнения: ТУДК-112, ТУДК-132, ТУДК-151 (Т-труба, У – универсальная, Д – двойная, К - колонковая с невращающейся в процессе бурения керноприемной трубой, 112, 132 или 151 - наружный диаметр бурения, мм). Трубы ТУДК выпускаются по техническим условиям -ТУ 3664-119-01423255-99. Защищены авторским свидетельством а.с. № 1490250 "Двойной колонковый снаряд".

Область применения труб ТУДК - бурение в сложных горногеологических условиях пород III-X категорий по буримости ($р_м$ от 10,1 до 51,2 по ОСТ 41-89-74) с использованием в качестве промывочной жидкости технической воды, глинистых и безглинистых растворов. С трубами ТУДК применяется породоразрушающий инструмент (алмазные или твердосплавные коронки) по ГОСТ 19527-74, ГОСТ 11108-79, а также по ТУ 41-61-289-77 и ТУ 41-01-348-78.

Основные узлы трубы ТУДК (рис. 3.62): труба наружная, подшипниковый узел, керноприемная труба, верхний переходник, расширитель, породоразрушающий инструмент, специальная насадка (для ступенчатого подсоединения твердосплавных или алмазных коронок).

В комплекте поставки предусмотрены три вида труб: цельная труба, щелевая и разрезная, состоящая из двух частей (двух полутруб) и при сборке образующая трубу цилиндрической формы. Подшипниковый узел унифицирован для всего ряда труб ТУДК. самоцентрирующийся, высокоресурсный, не требует специальной смазки в течении всего срока службы. Ресурс работы в 5-10 раз превышает

срок службы подшипниковых узлов любых известных типов двойных колонковых труб. Подшипниковый узел труб ТУДК (как и труб ТДН-59-РК и ТДН-76-РК) снабжен механизмом предотвращающим заклинки керна и устройством снимающего пиковые разрушающие нагрузки разного характера.

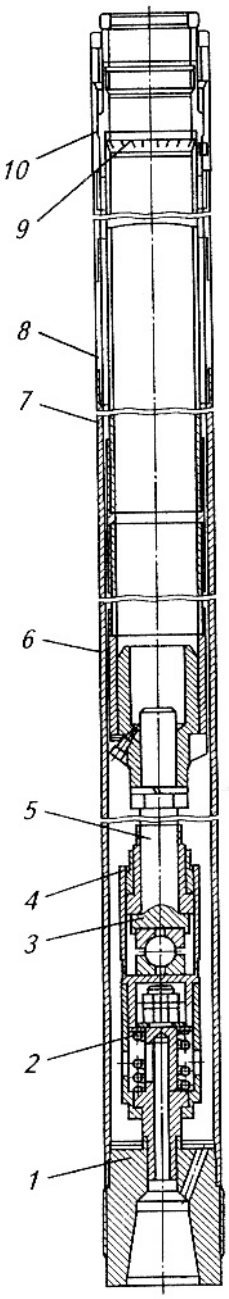


Рис. 3.62. Универсальная двойная колонковая труба типа ТУДК

1 - переходник; 2 - амортизатор; 3 - подшипниковый узел; 4 - кожух; 5 - вал; 6 - труба наружная; 7 - труба керноприемная; 8 - центратор; 9 - элемент керноудерживающий; 10 - насадка

В трубах ТУДК породоразрушающий инструмент подсоединяется через специальное устройство - насадку (в торце трубы), которая обеспечивает ступенчатое размещение двух серийных коронок, одна из которых (верхняя) по наружному диаметру соответствует диаметру скважины, вторая (нижняя), опережая коронку большего диаметра, выполняет роль «пилота» - коронки меньшего диаметра и обеспечивает формирование керна. Ступенчатое размещение коронок обеспечивает при работе труб ТУДК проход промывочной жидкости через межкороночное пространство, тем самым предотвращает гидромониторный эффект разрушения потоком промывочного агента на забое скважины слаботрещиноватых, слабосцементированных, склонных к размыву некрепких горных пород (в зоне контакта матрицы нижней коронки с породой на забое скважины).

Трубы с гибким керноприемным элементом типа НТН-76.

Целью разработки являлось создание колонкового набора, обеспечивающего кондиционный отбор керна в разрушенных породах за счет наличия третьего эластичного керноприемного элемента.

Набор является модификацией серийного колонкового набора ТДН-76-ССК и отличается наличием дополнительного узла с гибким керноприемным элементом в виде плетеной оболочки (сетки), которая в сжатом (собранном) виде располагается в наружной проточке нижнего конца внутренней трубы над коронкой. При бурении керн упирается в конец (торец) оболочки и вытягивает ее из сжатого положения. Керн оказывается обжатым оболочкой, что снижает возможность его подклинки (рис. 3.63).

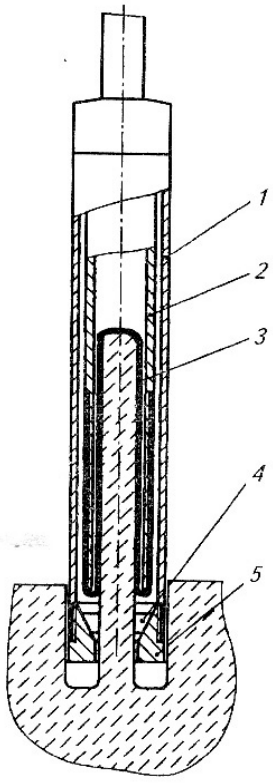


Рис. 3.63. Колонковый набор с эластичным керноприемным элементом типа НТН-76

1 - наружная колонковая труба; 2 - внутренняя труба;
3 - эластичный керноприемный элемент;
4 - кернорватель; 5 - буровая коронка

Основные параметры и размеры колонкового набора НТН-76

Наружная труба, мм	
- наружный диаметр	73
- толщина стенки	6,5
Внутренняя труба, мм	
- наружный диаметр	56
- толщина стенки	2,8
Эластичный элемент (плетеный элемент) диаметр в сжатом положении, мм	56
Длина керноприемной части трубы, мм	2000
Масса, кг	42,0
Алмазная коронка РАСК-76, мм	
- наружный диаметр	76
- внутренний диаметр	48

В ТулНИГП разработан двойной колонковый снаряд (ДКС) конструкции Н.Г. Егорова. Он содержит (рис. 3.64) наружную колонковую трубу с подкоронником и двумя коронками (могут применяться специальные твердосплавные или алмазные коронки без подкоронника), внутреннюю кетаоприемную трубу с кернозахватным элементом (кернодержателем), поршневой узел, распределительный узел, шламоприемное устройство и фиксирующее устройство.

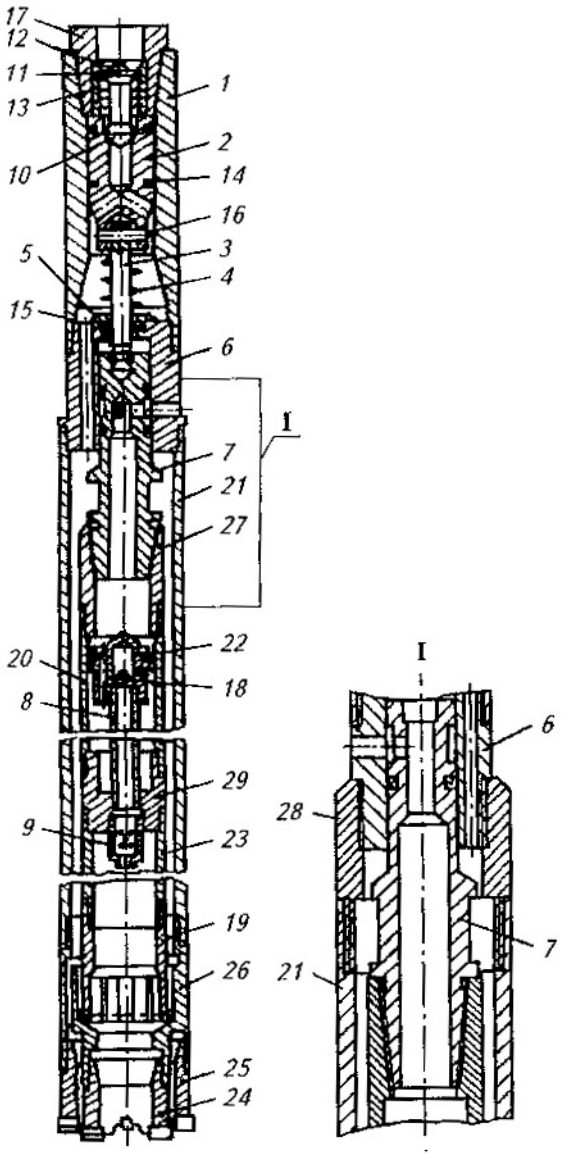


Рис. 3.64. Двойной колонковый снаряд с принудительным зажимом керна

1, 6- корпус; 2 - поршень; 3 - шток; 4 - пружина; 5, 14 -кольцо; 7 - затвор; 8 - шламопроводящая трубка; 9 -фильтр; 10 - клапан-фиксатор; 11 - пластинчатая пружина; 12 - винт; 13 - втулка; 15 -манжета; 16 - ось; 17 - конус; 18 - шаровой клапан; 19 - кернодержатель; 20 - шламоприемная труба; 21 - наружная колонковая труба; 22 - шламоотводная головка; 23 внутренняя керноприемная труба; 24-25 - коронка; 26 -промежуточная труба; 27, 28, 29 - переходник

Часть снаряда, включающая поршневой и распределительный узлы и фиксирующая устройство, имеет диаметр 73 мм и может применяться с разными наборами колонковых и керноприемных труб. Так, в случае применения варианта ДКС 89/73 используются переходник 26 диаметром 73 мм и специальный переходник 31 диаметром 73 мм на трубы 23 диаметром 89 м.

С целью использования ДКС с серийными твердосплавными или алмазными коронками в нем применен специальный подкоронник, устанавливаемый на наружной колонковой трубе 23. Во внутренней части корпуса имеется проточка под кернодержатель

21. Кернодержатель (рис. 3.65) представляет собой патрубок с лепестками, образованными посредством узких (0,3...0,8 мм) вертикальных разрезов, которые выполнены в нижней тонкостенной части патрубка. Разрезы сделаны по касательной к внутренней проточке патрубка. В приторцевой части внутренние лепестки снаружи имеют полусферические приливы в виде заклепок, контактирующие с внутренней поверхностью промежуточной трубы 30 (см. рис. 64).

Поршневой узел (см. рис. 3.64) состоит из поршня 2, размещенного в корпусе. В кольцевых проточках поршня установлены резиновые кольца 16. Шток 3 с поршнем соединен посредством оси 18 и опирается на пружину 4. Поршень имеет центральный и боковые каналы, гидравлически связывающие полость бурильных труб с межтрубным кольцевым зазором.

Распределительный узел (см. рис. 3.64) включает в себя корпус с системой вертикальных и радиальных каналов, во внутренней полости которого размещен гидравлический затвор 7 с центральным и радиальными каналами, выходящими к наружной кольцевой проточке. Гидравлический затвор скреплен со штоком 3 поршня 2 посредством оригинального шарнирного соединения. В полости корпуса 6 гидравлический затвор герметизирован резиновыми кольцами, а шток - манжетой 17, прикрытой сверху кольцом 5, на которое опирается пружина 4.

Шламоприемное устройство состоит из шламоприемной трубы 22, которая посредством переходника 25 соединяется с внутренней керно-приемной трубой 27, а с помощью верхнего переходника 26 - с гидравлическим затвором 7. Ниже шламопроводящей трубки 8 в переходнике 29 установлен фильтр 9; верхняя часть шламопроводящей трубки 8 оснащена шламоотводной головкой 28 с шаровым клапаном 20.

Фиксирующее устройство представляет собой клапан-фиксатор 10 в виде сферы на цилиндрическом стрежне. На другом конце стержня имеется конусный хвостовик с прикрепленной к нему винтом 12 пластинчатой пружиной И. В нижней части конуса замка 19 бурильной колонны в проточке установлена втулка 15с насечкой.

ДКС работает следующим образом. В процессе бурения промывочная жидкость, подаваемая с поверхности от бурового насоса по колонне бурильных труб, поступает по центральному и боковым каналам поршня 2, через вертикальные каналы в корпусе затвора 6 в кольцевой зазор между наружной и внутренней трубами снаряда и далее через каналы в подкоронник 30 к забою скважины. В призабойной части поток раздваивается. Часть жидкости поднимается по кольцевому зазору между наружной трубой и стенками скважины, где на пути движения ее имеется местное пакерующее сопротивление в виде твердосплавного пояска диаметром 75 мм на корпусе 6 ниже радиальных выпускных каналов. Другая часть жидкости поднимается по кольцевому зазору между керном и внутренними сетками керноприемной трубы, через фильтр 9, по шламопроводящей трубе 8, через окна в специальной головке 24, по центральному каналу затвора 7 и через его радиальные каналы выходит в кольцевой зазор между наружной трубой и стенками скважины.

После окончания бурения внутрь бурильных труб забрасывается клапан-фиксатор 10; последний ложится в гнездо поршня 2, перекрывая центральный осевой канал. Включается буровой насос, под давлением промывочной жидкости поршень со штоком, затвором 7, переходником 26 и внутренней трубой с кернодержателем перемещается вниз. При этом лепестки кернодсржателя, контактируя с внутренней поверхностью подкоронника, сжимаются к центру, плотно зажимая керновый материал. Обратному перемещению вверх препятствует хвостовик клапана-фиксатора, упирающийся в насечку втулки 15.

Удерживанию керна от выпадения при подъеме снаряда способствует также наличие шарового клапана 20, перекрывающего канал шламопроводящей трубки 8, благодаря чему внутри керноприемной трубы 27 создается удерживающее усилие за счет разряжения.

Оперативный выбор технических средств отбора керна. Обилие сведений о специальных технических средствах и технологических методах несколько затрудняет выбор

конкретного технического средства для отбора керна в конкретных горно-геологических условиях.

Для оперативного выбора технических средств и технологических методов, обеспечивающих кондиционный выход керна в различных группах горных пород, предлагается использовать общие рекомендации по их выбору, изложенные в табл. 3.50.

Таблица 3.50. ***Рекомендации по выбору рациональных технических средств для получения керна высокого качества***

Группа горных пород по классификации по ГОСТ Р 51776-2001	Выход керна, %	Категория пород по буримости	Характеристика горных пород	Рекомендуемые технические средства и методы
1	2	3	4	5
1	0-20	I-III	Несвязные, рыхлые, размываемые	Вибробурение, шнековое бурение, пневмопробойники, безнасосное бурение, КПР, кассетный бур БКУ
		III-VIII	Неоднородные, перемежаю-щиеся по твердости и однородные слабосвязные, сильнотрещиноватые	ГРЭС, ТДН-РУ, ДТА-2, безнасосное бурение, гидротранспорт керна (КГК) (до V категории по буримости), ДКС
		III-VI	Связные и слабосвязные, одно-родные и неоднородные по строению, сильнотрещиноватые	ГРЭС, ДТА-2, КГК, съемный керноприемник (КССК), ТДН-РУ, ДКС
2	20-40	III-IV	Неоднородные, перемежаю-щиеся по твердости, слабо связные, среднетрещиноватые	КССК, ТДН-2/0, КГК, ТДН-0
		IX-XII	Неоднородные, перемежаю-щиеся по твердости, слабо связные, среднетрещиноватые	ТДН-2/0, ТДН-2, ТДН-РК, съемный керноприемник (ССК), ДКС, ТДН-РУ
		VII-VIII	Связные, неоднородные и однородные по строению, сильнотрещиноватые	ГРЭС, ТДН-2, ТДН-РК, ССК
3	40-60	III-VI	Неоднородные, перемежаю-щиеся по твердости,	ТДН-2/0, КССК , ССК, КГК, ТДН-РК, ТДН-РУ,

Продолжение табл. 3.50

1	2	3	4	5

			слабосвязные, монолитные и слабо трещиноватые	ДКС
		III-VIII	Неоднородные, перемежающиеся по твердости и строению, связные, среднетрещиноватые	ТДН-2/0, ССК, ГРЭС, ТДН-РК, ТДН-РУ, ДКС
		III-VIII	Однородные, слабо трещиноватые, как исключение средне трещиноватые	ТДН-2/0, ССК, ТДН-2, ГРЭС, ТДН-РК
		IX-XII	Однородные, слабосвязные, среднетрещиноватые	ТДН-2/0, ГРЭС, ТДН-РК, ТДН-ССК
		IX-XII	Однородные, связные, сильнотрещиноватые	ТДН-2/0, ГРЭС, ТДН-РК, ССК
4	60-80	VII-XII	Неоднородные, перемежаю-щиеся по твердости и массивные, слабосвязные, монолитные и слабо-рещиноватые	ТДН-2/0, ССК, ТДН-РК, одинарный колонковый снаряд (ОКС), ТДН-РУ, ДКС
		III-VIII	Однородные и неоднородные по строению, связные, моно-литные и слаботрещиноватые	КССК,ССК, ОКС
		VII-XII	Неоднородные и однородные по строению, связные, среднетрещиноватые	ССК, ТДН-РК, ОКС
		III-VI	Однородные, связные, среднетрещиноватые	КССК, ОКС
5	80-100	IX-XII	Неоднородные и однородные по строению, связные, монолитные слаботрещиноватые	ССК, ОКС
		III-VIII	Однородные, связные, монолитные и слабо-трещиноватые	ССК, КССК, ОКС

3.2.9. Практические результаты применения технических средств отбора керна в различных комплексах горных пород

Широкий арсенал специальных технических средств для отбора керна, применяемых в настоящее время при геологоразведочном бурении на различных месторождениях, позволяет в той или иной мере решать вопросы обеспечения кондиционного выхода керна. При этом технико-экономические показатели применения технических средств весьма

различны при использовании их в конкретных горно-геологических условиях геологических формаций.

В настоящем разделе приведены наиболее характерные примеры практического применения специальных технических средств для отбора керна при разведке отдельных месторождений России и ближнего Зарубежья.

Криворожский железорудный бассейн. К особенностям геологического строения Криворожского бассейна, обусловливающим трудности получения кондиционного выхода керна при перебуривании рудных зон, можно отнести широкое распространение очень крепких пород XI-XII категорий по буримости, наличие в породах сложной, неравномерно развитой системы трещин, особенно в породах верхней и средней свит; частую перемежаемость пород по твердости, крутое падение пластов, наличие зон поглощения промывочной жидкости, наблюдаемых на всех глубинах, и т. д.

Для обеспечения кондиционного выхода керна при бурении скважин, особенно глубоких (свыше 1500 м), в Кривбассе использовался комплекс специальных технических средств как серийного выпуска, так и экспериментальных конструкций, и в том числе двойные колонковые снаряды типа ТДН-59-ССК и ТДН-76-РК. В табл. 3.51 представлены результаты отработки этих средств для отбора керна при бурении скважин по рудным зонам коронками диаметром 59 и 76 мм.

Анализ данных этой таблицы показывает, что при бурении рудных и предрудных зон, представленных сильно- и среднетрещиноватыми перемежающимися породами высокой твердости и рыхлыми мягкими породами, наилучшие результаты получены при применении двойных колонковых труб новых типов ТДН-59-ССК и ТДН-76-РК, которые при стабильно высоком выходе керна (свыше 80%) обеспечивают высокую механическую скорость бурения за счет применения алмазных коронок со ступенчатым торцом матрицы, армированных алмазами высокого качества. Достигнутые результаты позволяют рекомендовать указанные трубы для широкого применения в Криворожском железорудном бассейне.

Таблица 3.51. **Выход керна по скважинам Криворожского железорудного бассейна**

Типоразмер колонкового снаряда	Объем бурения, м	Горные породы		Выход керна,%	Средняя проходка за рейс, м	Средняя механич. скорость бурения, м
		Наименование	Категория по буримости			
1. При бурении рудных и предрудных зон						
Двойные колонковые снаряды новых конструкций:						
ТДН-59-ССК	368,70	Руда	IX-VIII	84,33	1,55	0,81
ТДН-76-РК	256,05	Кварциты трещиноватые	XI	82,20	1,79	0,75
Двойные колонковые снаряды серийные и местных конструкций:						
ТДН-К-1-76	45,2	Кварциты	X-XI	76,1	1,74	0,65
ТДН-К-1-59	425,3	Руда	IX-VIII	68,8	0,95	0,40
ТДН-2-59	129,5	Руда, кварциты	X-XI	83,2	1,16	0,37
ТДН-УТ-59	183,3	Руда, кварциты	«	74,1	1,15	0,48
Пастернак-59	84,7	Руда	VIII-IX	77,0	0,55	0,20

Продолжение табл. 3.51

1	2	3	4	5	6	7
Пастернак-76	42,0	Руда	VIII-IX	71,0	0,42	0,29
УКН	58,4	Кварциты	X-XI	75,0	2,00	0,40
Одинарные колонковые снаряды с коронками диаметром:						
76 мм	56,2	Руда	IX-XI	49,0	1,20	0,40
59 мм	100,05	Кварциты	«	37,0	2,30	0,62
2. При бурении пород V, VI и VII железистых горизонтов						
Двойные колонковые снаряды серийные и местных конструкций:						
ТДН-4-76	562	Сильнотрещиноватые, раздробленные роговики и джеспилиты	XI-XII	80	1,2	0,56
ТДН-Э-76	278			80	1,0	0,55
ТДН-2-76	344			72	1,1	0,65
ТДН-К-1-76	423			80	1,0	0,35
ТДН-К-1-59	178			64	1,1	0,32
Одинарные снаряды 59, 76	158			52	1,5	0,25
3. При бурении двойными трубами зарубежных фирм						
Двойная труба фирмы «Лонгир» ∅76 мм	11	Сильнотрещиноватые, раздробленные гематитовые, гематит-мартитовые и мартит-гематитовые роговики и джеспилиты	XI-XII	96	0,4	0,62
Двойная труба фирмы «Ничимен» ∅76 мм	97			98	1,2	0,64
Двойная труба отечественной конструкции ТДН-2-76	88			98	1,1	0,85
Одинарный колонковый снаряд	112			52	1,5	0,25

При бурении пород V, VI, VII железистых горизонтов, особенно на глубоких интервалах скважин все типы двойных колонковых труб по сравнению с одинарными снарядами обеспечивают в сложных условиях бассейна увеличение выхода керна почти в два раза. При этом работоспособность инструмента зарубежного производства оказывается на уровне работоспособности инструмента отечественных конструкций.

Приведенные фактические данные о работе двойных колонковых труб в сложных горно-геологических условиях Криворожского бассейна позволяют руководствоваться ими при выборе технических средств отбора керна для аналогичных комплексов горных пород и условий бурения на других железорудных месторождениях России.

Медно-молибденовые месторождения Армении. Геологическое строение медно-молибденовых месторождений Армении характеризуется совокупностью складчатых форм и разрывных нарушении, сопровождающихся мощными зонами трещиноватости. Все это указывает на сложность горно-геологических условий геологоразведочных работ. Особую сложность создают зоны дробления разного состава гидротермалитов и трещиноватость горных пород, вызывающие поглощение промывочной жидкости, необходимость применения специальных растворов, самозаклинивание, истирание и размыв керна, повышенную вибрацию бурового снаряда и др. Особенно сложными условиями в этом районе отличаются участки распространения медно-молибденовых порфировых руд в кварцевых диоритах и гранодиоритах. Это в первую очередь относится к одному из месторождений, где в силу интенсивного развития раздробленности, растертости и гипергенных

изменений пород 30—40 % ствола скважин приходится на зоны неустойчивых и размывающихся пород.

В верхних горизонтах месторождения развита зона окисления и выщелачивания общей мощностью 35-70 м. Выход керна по этой зоне с применением одинарных колонковых снарядов доходит до 10%. До глубины 150-200 м (иногда до 300 м) прослеживаются весьма интенсивно трещиноватые, дробленые, различной степени гидротермально измененные, местами интенсивно каолинизированные и пронизанные кварцевыми прожилками минерализованные породы. Выход керна в этих условиях при бурении обычными одинарными колонковыми трубами редко доходит до 30%, составляя в среднем 10%.

Сложные горно-геологические условия ведения буровых работ потребовали научно обоснованного подхода к выбору имеющихся и к созданию новых технических средств, к разработке технологии колонкового бурения с учетом специфических условий каждого конкретного объекта работ.

Получение кондиционного керна в сильнотрещиноватых породах является сложной задачей. Чем больше в разбуриваемой породе растертого размываемого материала, тем меньше выход керна. В ряде случаев горные породы пронизаны сетью трещин и микротрещин, и при разбуривании весь керновый материал превращается в массу обломков различного размера.

Для пород этих месторождений характерна интенсивная истираемость при неблагоприятно протекающих процессах бурения, например самозаклиниваниях керна. Обеспечение кондиционного выхода керна в указанных условиях представляет весьма сложную задачу.

ВИТРом был апробирован целый комплекс специальных технических средств для отбора керна, в том числе и экспериментальные макеты новых типов двойных колонковых снарядов: ТДН-59-ССК, ТДН-76-РК, ТДН-93/76-СК. В табл. 3.52 приведены результаты бурения двойными колонковыми трубами различных типов на медно-молибденовых месторождениях Армении. Анализ данных таблицы показывает, что кондиционный выход керна (70% и выше) обеспечивается только при использовании экспериментальных образцов снарядов типов ТДН-76-РК и ТДН-93/76-СК.

Внедрение разработанных технических средств и новой технологии позволило обеспечить кондиционный выход керна (75% и более), повысить производительность бурения на 41%, снизить удельный расход алмазов на 33%.

Золоторудное месторождение Средней Азии. Золоторудное месторождение Средней Азии сложено широким комплексом осадочных и метаморфических пород, представленных известняками, песчаниками, сланцами, метаклазитами, кварцитами, брекчиями УП-Х категорий по буримости. Рудные тела приурочены к тектонически ослабленным зонам, зонам окварцевания и сульфидной минерализации. Пространственное расположение рудных тел обусловливает заложение скважин по направлению, близкому к направлению естественной сланцеватости и трещиноватости пород, что в процессе бурения одинарными колонковыми снарядами приводит к интенсивному дроблению и разрушению керна.

Анализ кернового материала показывает, что разрушение керна протекает с образованием большого числа остроугольных частиц размерами 5х2х1 см, и это способствует возникновению и интенсивному развитию процесса самозаклинивания керна при бурении. Специфика геологических условий месторождения обусловливает сложности в обеспечении кондиционного выхода керна. На месторождении ранее применялись различные по конструкции специальные технические средства для отбора керна. В 1985 г. в этих условиях были апробированы экспериментальные макеты двойных колонковых снарядов типа ТДН-76-РК, результаты отработки которых приведены в табл. 3.53.

Двойная колонковая труба ТДН-76-РК в условиях указанного месторождения позволяет повысить углубку за рейс в 1,5 раза, выход керна - на 35%, обеспечив его кондиционный выход (свыше 70%). При этом снижения производительности буровых работ не наблюдается, так как механическая скорость бурения при применении двойных ко-

лонковых труб ТДН-76-РК находится на уровне или несколько выше скорости бурения одинарным колонковым снарядом.

Таблица 3.52. **Выход керна на медно-молибденовых месторождениях Армении**

Типоразмер колонкового снаряда	Объем бурения, м	Категория пород по буримости	Выход керна,%	Средняя проходка за рейс, м	Средняя механич. скорость бурения, м/ч	Типы применяемых алмазных коронок
Опытные двойные колонковые снаряды новых конструкций:						
ТДН-93/76-СК*	95,5	IV-VIII	89,0	1,72	2,59	15А3 СВ,РКС, МВС,ЗА
ТДН-76-РК	407,3	IV-IX	77,8	1,75	2,68	РКС, КАСК-4С
ТДН-59-ССК	2,3	VIII	21,7	1,15	1,50	К-01
Двойные колонковые снаряды, выпускаемые серийно:						
ТДН-76-0	84,4	VI—	53,1	1,06	2,09	КДТ-0
ТДН-76-2	71,5	VI—IX	63,8	1,49	3,73	КДТ2-АК-1, МВС-1
ТДН-76-УТ	37,3	VIII—IX	45,2	2,19	2,09	КУТ, КУТИ
ТДН-59-УТ	19,1	VII	46,0	2,39	2,29	КУТ, КУТВ
Одинарные колонко- вые снаряды (ОКС):						
ОКС-93	366,0	VI—IX	9,3	2,70	2,50	01А3, 02ИЗ, 15А3
ОКС-76	244,0	«	10,1	2,51	2,34	15А3СВ, 01А3, О4А3
* Использованы одновременно две коронки, расположенные ступенчато						

Таблица 3.53. **Результаты экспериментального бурения трубами ТДН-76-РК**

Типоразмер колонкового снаряда	Объем бурения, м	Горные породы	Выход керна, %	Средняя проходка за рейс, м	Средняя механич. скорость бурения, м/час	Типы применяемых алмазных коронок
Двойные колон-ковые снаряды ТДН-76-РК	151,0	Сланцы, брекчии VIII-X категорий по буримости	76,1	1,5	2,3	КАСК-4С-76
Одинарные колонковые снаряды ОКС-76	84,0	То же	41,1	1,0	2,1	02ИЗ, И4ДП

В целом применение новых типов двойных колонковых снарядов конструкции ВИТР при бурении скважин в особенно сложных геологических условиях позволяет стабильно обеспечить кондиционный выход керна при соблюдении технологических рекомендаций по использованию данных снарядов.

Двойные колонковые трубы типа ТДН-76-РК с разъемной керноприемной трубой позволяют максимально сохранить структурные особенности керна и тем самым существенно повысить геологическую информативность керновой пробы. Кроме того, важной отличительной особенностью новых типов двойных колонковых снарядов является высокая надежность работы отдельных узлов и всей конструкции в целом, что позволяет эффективно применять указанные снаряды при бурении глубоких геологоразведочных скважин.

Золоторудные месторождения Северо-Востока России. Месторождения золота на Северо-Востоке РФ относятся к типу приповерхностных, залегающих главным образом в вулканогенных эффузивных породах. В разрезе наиболее распространены липариты, игнимбриты, фельзиты, алевролиты, песчаники, кварц-полевошпатовые порфиры. Полезное ископаемое залегает в виде рудных тел и непостоянных по мощности и сопровождающихся раздувами жил, как правило, с крутым (60—90°) их падением. Рудные тела представлены окварцованными, густо прожилкованными кварц-каолинитовыми и кварцевыми прожилками алевролитов и песчаников, с кварцевыми, кварц-антимонитовыми гнездами, линзами, участками брекчирования и смятия.

Категория пород по буримости от V до XI (свыше 80 % из них VIII-IX). На месторождениях сильно развиты зоны дробления в различных направлениях, с углами падения в широких пределах (15—90°), мощность зон от одного-двух до десятков метров.

Рудные жилы представлены твердыми, вязкими породами IX-XI категорий по буримости. Выход керна при бурении одинарным колонковым снарядом в монолитных, ненарушенных породах рудной зоны достаточно высокий (до 90 %), в зонах дробления существенно ниже (35-40 %). Систематического избирательного истирания в пределах рудных зон не наблюдается. Большая часть пород региона имеет показатель абразивности $К_{АБР}$=1,75÷2,25 и относится к абразивным и силыноабразивным. По степени трещиноватости породы региона можно разделить на три группы: монолитные и слаботрещиноватые; среднетрещиноватые; сильнотрещиноватые, раздробленные.

Основные горные породы месторождений подразделены на четыре группы по сложности получения кернового материала. Критерием группировки является его количественная характеристика. В табл. 3.54 приведены группы горных пород и степень их распространения в геологических условиях Северо-Востока РФ. Для обеспечения кондиционного выхода керна в указанных условиях, особенно при перебуривании зон смятия, дробления и выветривания, необходимо применение специальных технических средств отбора керна. На месторождениях Северо-Востока РФ наибольшее распространение получили двойные колонковые трубы ТДН-2, ТДН-0, комплексы ССК, эжекторные снаряды ОЭС, двойные колонковые трубы ТДН-УТ.

Для труб ТДН-УТ применяют алмазные коронки со стандартной толщиной матрицы. По результатам бурения в породах I, II и частично III группы этот тип труб обеспечивает увеличение выхода керна на 25-30 % по сравнению с одинарными колонковыми снарядами. Для труб ТДН-2 применяют специальные алмазные коронки с утолщенной матрицей, конструкция труб позволяет применять при бурении глинистые растворы нормальной вязкости (до 35 с по СПВ-5). При бурении горных пород III и частично IV групп трубы ТДН-2 позволяют стабильно получить выход керна 75-85 %, увеличить углубку за рейс в 1,5-1,8 раза. Учитывая увеличение толщины матрицы коронки, для этих труб рекомендуется повышать осевую нагрузку на 25-30 % по сравнению с применяемой при бурении одинарной колонковой трубой.

Таблица 3.54. **Характеристика горных пород Северо-Востока России**

Группа горных пород	Горные породы	Степень распространения пород, %	Показатели	
			Выход керна, $B_{кср}$, %	Удельная кусковатость керна, шт./м
I	Монолитные и слаботрещиноватые (песчаники, алевролиты, фельзиты, игнимбриты, кварцевые жилы и т. п.)	35	≥ 80	0-5
II	Трещиноватые и слаботрещиноватые (порфиры, алевролиты, песчаники, фельзиты, липариты и т. д.)	30	70—80	6—10
III	Сильнотрещиноватые брекчированные и раздробленные	25	60—70	11—20
IV	Зоны смятия, дробления, выветривания, породы, перемежающиеся по твердости, интенсивно трещиноватые	10	< 60	Свыше 20

Трубы ТДН-0 использовались для получения керна в особо сложных геологических условиях. Алмазные коронки для этих труб имеют широкую матрицу (до 12 мм); вследствие этого осевые нагрузки необходимо увеличивать на 30-50 % по сравнению с бурением одинарными колонковыми снарядами. Опытом бурения двойными колонковыми трубами установлена возможность применения специальных алмазных коронок для комплекса ССК. в комплекте с трубами ТДН-0. Этим обеспечивается увеличение механической скорости бурения в 1,5-2 раза и снижение удельного расхода алмазов за счет более совершенной геометрии торца коронки и качества алмазного сырья.

На ряде месторождений Северо-Востока РФ применяют одинарные эжекторные снаряды (ОЭС), однако бурение этими снарядами характеризуется низкой механической скоростью и высоким расходом алмазов. Для существенного улучшения технико-экономических показателей при бурении снарядами ОЭС вводятся в комплект высокочастотные гидроударники ГВ-5 или ГВ-6 и делитель потока промывочной жидкости. В этом случае наложение продольных импульсов высокой частоты улучшает технико-экономические показатели бурения. Следует отметить, однако, что бурение с применением гидроударников отрицательно сказывается на состоянии алмазов в коронке. Установлено, что расход алмазов (с учетом пригодных, полученных при рекуперации) при этой технологии увеличивается на 37,4 %.

Исходя из вышеизложенного, рекомендуется применять гидроударно-алмазное бурение только в следующих случаях:

при бурении малоабразивных пород с целью снижения вероятности заполирования коронок и увеличения их ресурса;

для увеличения выхода кернового материала, когда расход алмазов имеет второстепенное значение.

Результаты применения специальных технических средств для отбора керна на золоторудных месторождениях Северо-Востока России приведены в табл. 3.55.

Месторождение медных руд Восточной Сибири. В первую очередь это Удоканское меднорудное месторождение. В районе Удоканского месторождения меди распространены преимущественно осадочно-метаморфические образования толщ песчаников и сланцев с интрузивным комплексом габбро-диабазов и гранитоидных интрузий нижнего протерозоя. Породы, слагающие горизонт медистых песчаников, здесь представлены, в основном,

кварцитами, кварцитовидными песчаниками. Подчиненное значение имеют железистые песчаники, алевролиты, аргиллиты и кварцкарбонатные песчаники. Среди пород осадочно-метаморфической толщи широко развиты кварцевые, кварц-кальцитовые, реже кварцполевошпатовые жилы.

Таблица 3.55. **Выход керна на золоторудных месторождениях Северо-Востока России**

Типоразмер колонкового снаряда	Объем бурения, м	Горные породы	Категория пород по буримости	Выход керна, %	Проход-ка за рейс, м	Механич. скорость бурения, м/час
ТДН-УТ-76 ТДН-УТ-59 ОКС-76(59)	144 284 403	Трещиноватые и слабо-трещиноватые порфиры, алевролиты, песчаники, фельзиты, липариты, кварцевые жилы и другие (Майское месторождение)	VIII-IX, реже X-XI	90 91 80	2,5 2,7 2,9-3,1	2,17 2,30 1,4-1,6
ТДН-2-59 ТДН-УТ-59 ТДН-0-59 ТДН-2-46 ТДН-0-46 ОКС-59(46)	114 166 204 98 223 550	Сильнотрещиноватые и трещиноватые аргиллиты, липариты, кварцевые жилы, туфы и туфобрекчии (Дукатское месторождение)	VIII-X	86 92 81 86 80 71	2,3 2,5 1,3 1,8 1,3 1,0	1,95 2,30 1,33 2,5 2,3 2,2

Месторождение характеризуется наличием мощной толщи (до абсолютной отметки 1200 м) многолетней мерзлоты.

Интенсивная сейсмичность района обуславливает наличие многочисленных ориентированных трещин в горных породах, характер и размер которых влияют на устойчивость стенок скважины и весь процесс бурения, в том числе и на выход керна высокого качества. Сравнительные результаты применения одинарных и двойных колонковых труб на Удоканском месторождении приведены в табл. 3.56.

Таблица 3.56. **Выход керна при использовании различных снарядов на Удоканском месторождении меди**

Типоразмер колонкового снаряда	Объем бурения, м	Горные породы	Категория пород по буримости	Выход керна, %	Проходка за рейс, м	Механич. скорость бурения, м/час
ТДН-УТ-76 ТДН-УТ-59 ОКС-76(59)	117 123 206	Сильнотрещиноватые и трещиноватые кварцитовидные и кварц-карбонатные песчаники и кварциты. Алевролиты и аргиллиты	XI-XII VIII-X	75 73 38	1,5 1,2 2,2	0,61 1,5 0,8-1,1

Достаточно высокая эффективность и надежность отбора керна комплексом разработанных в последние годы технических средств подтверждается также сравнительными результатами применения этих средств на отдельных месторождениях и в регионах, сложных по выходу керна. К таким регионам можно отнести месторождения никеля, слюды и апатита Кольского полуострова, полиметаллические месторождения Приморья, Забайкалья, Закавказья, урановые Средней Азии и другие. Краткие результаты применения колонковых снарядов различных конструкций на отдельных месторождениях приведены в табл. 3.57.

Таблица 3.57.. **Показатели бурения различными колонковыми снарядами на месторождениях России и стран СНГ**

Типоразмер колонкового снаряда	Краткая характеристика комплекса горных пород	Категория пород по буримости	Выход керна, %	Проходка за рейс, м	Механическая скорость бурения, м/час	Объем бурения, м
1	2	3	4	5	6	7
Полиметаллические месторождения Приморья и Северного Кавказа						
ТДН-2-76	Сильнотрещиноватые, окварцованные и окремненные алевролиты, известняковые брекчии, туфы липаритовых порфиров, фельзит-порфиты, кремнистые породы	VIII-XI	76	1,9	1,02	132
ОКС-76			42	1,5	1,09	168
ТДН-4-76			89	1,9	0,92	134
ОКС-76			71	1,4	1,04	147
ТДН-УТ-76	Сильнотрещиноватые, ($К_{уд}$=31÷50 шт./м) и трещиноватые ($К_{уд}$=11÷30 шт./м) диориты, гнейсы, брекчиевидные руды	VIII-X	80-90	1,2	1,0	89
ТДН-УТ-59			80	1,5	1,0	111
ТДН-УТ-46			80	2,5	0,90-1,10	34
ОКС-76(59, 46)			20-35	0,6	1,20-1,30	275
Оловорудные месторождения Дальнего Востока						
ТДН-УТ-76	Трещиноватые, ($К_{уд}$=11÷30 шт./м) окварцованные туфы андезита, диоритовые порфириты, гранодиорит-порфиры	IX-XI	87	0,8	0,92	114
ТДН-УТ-59			87	0,8	0,94	77
ОКС-76(59)			62	0,5	0,92	94
Золоторудные и полиметаллические месторождения Забайкалья и Бурятии						
ТДН-0-76	Трещиноватые скарны	VI-VIII	85	2,5	1,50	101
ТДН-УТ-76			83	2,4	1,20	144
ОКС-76			50	3,5	2,00	177
ТДН-УТ-76	Трещиноватые, ($К_{уд}$=11÷30 шт./м) песчаники и сланцы	VIII-IX	76	1,2	1,50	155
ТДН-УТ-59			81	1,7	1,40	168
ОКС-76(59)			35	1,0	1,40	244
ТДН-УТ-76	Трещиноватые, ($К_{уд}$=11÷30 шт./м) гранит-порфиры, сланцы, амфиболиты, полиметаллические руды	VIII-X	75	0,8-2,5	0,80-1,30	117
ТДН-УТ-59			60-70	1,2-2,8	0,65-1,30	133
ОКС-76(59)			30-40	1,3-1,4	0,60-1,70	265

Продолжение табл. 3.57

1	2	3	4	5	6	7
ТДН-0-76	Трещиноватые углисто-кварцевые песчаники, углисто-слюдистые и слюди-сто-кварцевые сланцы	VIII-X	78	1,4	0,92	303
ОКС-76			49	1,7	0,93	260
ТДН-0-76	Сильнотрещиноватые, раздробленные кварциты, гранодиориты, андезитовые порфиры	VIII-XI	87	1,3	1,07	1680
ОКС-76			49	0,6	1,00	306
ТДН-0-59			81	2,5	1,05	1019
ТДН-2-59			80	2,1	1,05	1019
ОКС-59			52	1,6	0,86	980
КОЭН-76			80	1,1	1,12	1072
Обычная промывка			43	1,5	1,30	392
ДЭС			48	0,7	0,95	93
ТДН-УТ-76	Слаботрещиноватые, ($К_{уд}$=6÷10 шт./м), кварц-мусковитовый комплекс и слюдонос-ные пегматиты	IX	85	2,5	2,00	105
ОКС-76			84	4,6	2,60	148
ТДН-0-76	Слаботрещиноватые скарны и сажистая руда	VII	75	1,5	2,10	127
ТДН-УТ-76			78	1,3	2,40	88
ОКС-76			75	1,0	2,20	214
Месторождения Кольского полуострова (никель, хром)						
ТДН-УТ-76	Сильнотрещиноватые перидотиты, гнейсы, кварциты	VIII-X	96	2,9	1,35	165
ТДН-УТ-59			98	2,7	1,74	204
ТДН-УТ-46			98	3,0	1,48	212
ОКС-76(59, 46)			73-84	2,5-3,0	1,09-1,21	396
Урановые месторождения Средней Азии						
ТДН-2-76	Сильнотрещиноватые, раздробленные углеродисто-кремнистые сланцы	XI-XII	84	1,2	0,80	10
ТДН-0-76			55	0,8	1,00	32
ОКС-76			36	1,6	0,90	21
Никитовское ртутное месторождение (Донбасс, Горловская ГРЭ)*						
ТДН-2/0-93	Трещиноватые, дробленые песчаники рудной зоны	VII-IX	86	1,7	0,96	6667
ДЭС(ЦНИГРИ)		«	83	1,6	0,92	1559
ОЭС(ЦНИГРИ)		«	85	1,1	1,01	1985
«М»(ПНР)		VIII-IX	84	1,8	0,99	1184
«Смит»-76		VII-VIII	88	2,0	1,15	268
«Лонгир»-93		VIII-IX	96	1,4	1,02	754
«Лонгир»-76		«	96	1,5	0,92	49
ОКС-76(93)		VII-IX	69	0,7	0,93	1001
Группа Саякских месторождений						
ТДН-2-46**	Скарны гранатового, гранат-эпидотового состава, сильнотрещи-новатые, до раздроб-ленных	X	98		1,0	210
ОКС-46			30		1,2	900

Продолжение табл. 3.57

1	2	3	4	5	6	7
Группа полиметаллических месторождений Зыряновского района						
ТДН-2-46** ОКС-46	Алевролиты, окварцованные, раздроблен-ные кварцевые порфиры, перемятые	IX	75 10-15		1,5 3,0	98 64
Армалыкское медное и полиметаллическое месторождения						
ТДН-0-46** ОКС-46	Сиенит-диориты, гранодиориты, порфиры, сильнотрещиноватые, перемежающиеся по твердости.	IX-X	89 70		0,97 1,03	203 183

* При бурении рудной зоны Никитовского месторождения двойные колонковые трубы различных конструкций, как зарубежных фирм, так и отечественные, обеспечивают одинаково высокий выход керна и сохранение его структуры, что имеет первостепенное значение. Бурение с использованием одинарных труб приводит к частым самозакли-ниваниям керна, из-за чего выход керна составляет менее 69%, что не отвечает требованиям опробования ртутных месторождений.

** При бурении скважин малого диаметра для достижения кондиционного выхода керна следует ориентироваться на применение специальных технических средств. В частности это могут быть двойные колонковые трубы типа ТДН-2-46 и ТДН-0-46, которые могут применяться в породах VIII-X категорий , когда выход керна при работе одинарными трубами не превышает 30-40%.

Серебро-полиметаллическое месторождение Большой Канимансур в Таджикистане. Это уникальное по запасам руд месторождение изучено с помощью горно-буровой системы разведки, где использование комплексов ССК-59 и ССК-46 позволило существенно улучшить качество разведки в целом. Рудовмещающие породы месторождения представлены трещиноватыми трахилипаритами и фельзолипаритами и их брекчиями. Средняя категория пород по буримости 9,4. Средний выход керна при алмазном бурении одинарными колонковыми снарядами составил 68 %, при бурении ССК-46 и ССК-59 – 90 %.

Качество керна, полученного с использованием ССК-46 и оцененное по средним содержанием трех металлов (свинец, цинк, серебро), также не уступает полученному снарядами ССК-59. Результаты заверки качества керновых проб валовыми из сопряженных горных выработок и отдельно по разведочному блоку на месторождении Большой Канимансур приведены в табл. 3.58

Таблица 3.58. **Характеристика керна, полученного различными снарядами на месторождении Большой Канимансур**

Тип бурового снаряда	Количество сопряженных проб, шт.	Содержание металла			Обогащение (+), разубоживание (-)		
		Pb, %	Zn, %	Ag, %	Pb, г/т	Zn, г/т	Ag, г/т
ОТ-59	104	0,29 0,42	0,32 0,47	40,39 50,02	-30,9	-31,9	-19,3
ССК-59	63	0,37 0,42	0,41 0,47	51,43 50,02	-11,9	-12,8	+0,8
По разведочному блоку: итоги раздельного подсчета по скважинам и горным выработкам					-13,6	-14,0	+4,1

Результаты, представленные в таблице, подтвердили повышенное качество керновых проб, полученных с использованием ССК-59: потери свинца и цинка вследствие

уменьшения избирательного истирания их ниже более чем в 2 раза при несущественном обогащении по основному металлу серебру.

Несмотря на сравнительно широкий арсенал разработанных технических средств технологий отбора керна высокого качества, многообразие геологических условий, а также изменившиеся в последнее время задачи разведочного бурения не существенно считать, что исследования в этой области завершены и нерешенных задач не осталось.

При значительном уменьшении объемов разведочного бурения обеспечение высокого качества опробования скважин особенно актуально. Получаемая при бурении скважин геологическая информация становится все более ценной, и требования к выходу керна ужесточаются. Наметившаяся тенденция к увеличению диаметра керна, а также росту объемов бурения инженерно-геологических и технических скважин в мягких породах также требует определенной корректировки в области конструирования технических средств отбора керна.

В связи с этим дальнейшая модернизация конструкций двойных колонковых наборов должна развиваться в следующих направлениях:

повышение ресурса работы алмазных или твердосплавных коронок;

уменьшение ширины режущей части коронок;

сокращение возможности самоподклиниваний керна за счет совместного применения колонковых наборов с высокочастотными гидроударниками, выполнения эластичных подвижных керноприемных элементов, повышение чистоты обработки (хромирования) внутренней поверхности керноприемной трубы, применения закрытых кернорвательных устройств;

конструктивное обеспечение выхода жидкости непосредственно под торец коронок без контакта с керном неустойчивых пород;

выполнение керноприемных труб разъемными во всех типах труб с целью сохранения структуры керна и удобства его извлечения;

повышение срока службы подшипникового узла за счет применения новых антифрикционных материалов;

разработка новых конструкций двойных колонковых труб универсального типа, допускающего их применение как минимум в 3 классах пород по трудности отбора керна;

расширение областей применения двойных колонковых труб с возможностью обеспечения реверса потока промывочной жидкости в двойной трубе;

увеличение диаметров двойных колонковых труб до 151 мм с возможностью проработки труб еще большего диаметра (168 – 320 мм).

3.3. Системы долгосрочного хранения и изучения керна и другого каменного материала

В связи с многократным удорожанием буровых работ и таким же уменьшением объема геологоразведочного бурения вопросам получения высококачественного керна и созданием благоприятных условий для его текущего изучения и возможным исследованиям в дальнейшем необходимо уделять повышенное внимание.

Первичное изучение керна выполняется геологической службой непосредственно на буровой. Затем объем отобранного керна перевозится на основную базу геологической организации в кернохранилище, где должны быть созданы необходимые условия для его документации, опробования и тщательного изучения. Опробование керна производится разрезанием его вдоль оси с помощью алмазного диска кернорезного станка. Известно несколько типов таких станков, разработанных в Уральском геологическом управлении, Свердловском горном институте, СКБ «Союзгеотехника», Тульском филиале ЦНИГРИ и других организациях. Одна половина керна измельчается на различном дробильном обо-

рудовании и сокращается до лабораторной навески. Вторая половина керна является дубликатом и сохраняется как основной документ о пробуренной скважине и для возможного дальнейшего изучения. Дубликаты керна закладываются на долгосрочное хранение.

Известны несколько систем отбора, механизированной обработки и долгосрочного хранения каменного материала.

Наиболее совершенная система для кернового материала рудных месторождений разработана в 70-х годах прошлого столетия в Уральском геологическом управлении. В соответствии с ней керн для длительного хранения отбирается в зависимости от значимости решаемых задач, глубины скважин, стадийности геологоразведочных работ, местоположения скважин в структурно-фациальных зонах. Для каждой категории скважин определены и рекомендованы условия сокращения керна перед сдачей его на длительное хранение.

Согласно предложенной методике долгосрочно должно храниться не более 60 % линейного количества ежегодно извлекаемого керна. Значительная часть поступающего на хранение керна состоит из дубликатов. Помимо образцов в коллекциях должны быть шлифы, аншлифы, протолочки, шлихи и другие материалы, полученные в процессе изучения проб или образцов.

Закладка каменного материала в ячейки на стеллажах хранилища и его выдача механизированы.

Поисковые системы таких кернохранилищ должны быть компьютеризованы, что во многом обеспечит высокую эффективность их работы.

Деградация государственной геологической службы, которая произошла в 90-ых годах прошлого века, привела к тому, что эта система оказалась реализованной только в нескольких организациях Уральского геологического управления.

В большинстве же геологических организаций многократные реорганизации привели к потере значительной части бесценного первичного каменного материала.

Для сохранения наиболее ценного уникального первичного каменного материала в этот период была создана система Федеральных фондов его хранения и изучения.

Первым по решению Комитета Российской Федерации по геологии и использованию недр на базе Апрелевского отделения Всероссийского научно-исследовательского геологического нефтяного института в 1995 г. был создан «Федеральный фонд кернового материала, палеонтологических и литологических коллекций и коллекций нефтей нефтегазоносных провинций России» (М.С. Афанасьева, А.А. Русаев. М.:АОЗТ «Геоинформмарк». – 1996). В этот Фонд поставляются:

- коллекционная половина разрезанного вдоль оси керна по всем опорным параметрическим скважинам всех нефтегазоносных провинций на вечное хранение;
- полная информация об исследовании, первичное описание и документация керна, проб нефтей, битумов и ГИС по всем опорным и параметрическим скважинам всех нефтегазоносных провинций России;
- пробы нефтей и битумов из скважин по всем месторождениям всех нефтегазоносных провинций России;
- одна половина разрезанного вдоль оси керна из всех скважин (за исключением сверхглубоких), пробуренных на Европейской части России;
- полная информация об исследовании, первичное описание и документация керна, проб нефтей и битумов и ГИС по всем скважинам (за исключением сверхглубоких), пробуренным на Европейской части России.

Фонд обеспечивает выполнение следующих видов работ:

- создает стандартные коллекции, подлежащие вечному хранению;
- составляет учебные коллекции керна для учебно-производственных практик студентов-геологов вузов;

- разрабатывает нормативные требования к керну и коллекционным материалам, поступающим в Федеральный фонд на вечное хранение и получающим статус музейных ценностей;

- предоставляет возможность визуального исследования материалов Фонда и проведение ревизионных и оригинальных исследований;

- разрабатывает эффективные технологии и средства по интенсификации притока, бурению и заканчиванию скважин;

- разрабатывает комплексную автоматизированную информационную систему (АИС) «КЕРН»

В 1996 г. по решению Комитета Российской Федерации по геологии и использованию недр на базе Тульского государственного научно-исследовательского предприятия по технике и технологии разведки благородных и цветных металлов был создан «Федеральный фонд эталонов руд стратегических видов минерального сырья» (Н.В. Милетенко, В.И. Власюк, В.М. Турлычкин. - М.:АОЗТ «Геоинформмарк». – 1997).

Этот Фонд создан в качестве научно-исследовательской, учебной и экспериментальной базы, где собирается, научно обрабатывается и сохраняется уникальный каменный материал, представляющий и характеризующий типовые месторождения твердых стратегических полезных ископаемых, относящихся к стратегическим видам минерального сырья и технологии получения эталонных образцов руд и горных пород. На него же возложены функции по разработке, апробации и проведению сравнительных испытаний новых технологических средств опробования и обогащения руд алмазосодержащего сырья, а также благородных цветных и редких металлов.

Федеральный фонд включает комплект эталонных образцов и их дубликатов, характеризующих геологическое пространство (подрудное, надрудное и рудное) руд. Комплект состоит из:

образцов горных пород и руд и их дубликатов,

шлифов и их дубликатов,

аншлифов и их дубликатов,

навесок из дубликатов технологических проб,

паспортов химического и минерального состава представительных образцов горных пород и руд,

паспортов химического и минерального состава природных типов руд.

4. БУРЕНИЕ СКВАЖИН СПЛОШНЫМ ЗАБОЕМ

При детальной разведке полезных ископаемых, когда геологический разрез довольно подробно изучен, а скважины задаются только для более точного опробования полезного ископаемого, породу в верхних горизонтах целесообразнее разбуривать породоразрушающим инструментом, полностью разрушающим забой. В этом случае увеличиваются рейсовые проходки и зачастую повышается механическая скорость бурения, так как не затрачивается время на взятие керна.

Расширению области применения бескернового разведочного бурения способствуют развитие геофизических методов разведки и исследования скважин, освоение боковых грунтоносов и различного рода опробователей. Для этого вида бурения применяются долота различных типов и конструкций. Выбор конкретного инструмента зависит от физико-механических свойств пород и их буримости.

В породах I-V категорий по буримости применяют долота режущего типа, лопастные долота и пикобуры. В породах VI-XI категорий более успешно работают долота алмазные (при бурении скважин малых диаметров) или дробящего и дробяще-скалывающего действия.

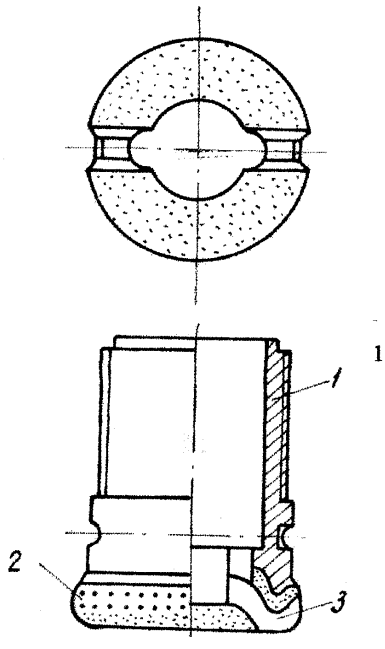
4.1. Алмазные долота

Алмазные долота применяют для бескернового бурения, а также как вспомогательный инструмент при направленном и многозабойном бурении. Разработаны алмазные долота шести типов (табл. 4.1).

Все они имеют вогнутую форму торца с центральным промывочным отверстием для промывки. Долота изготовляются с матрицей твердостью 20-25 HRC.

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. 4.1.



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».

Рациональные параметры режима бурения в породах VIII-IX категории : частота вращения 400-500 мин$^{-1}$, осевая нагрузка 8-10 кН, расход промывочной жидкости 25-35 дм^3/мин; в породах IX-XI категории n=500-700 мин$^{-1}$, P=10-15кН, Q=20-30дм^3/мин. Проходка за рейс возрастает по сравнению с кольцевыми алмазными коронками в 1,7-3,8 раза.

Рис. 4.1. Конструкция мелкоалмазного долота
1 – корпус; 2 – матрица; 3 – промывочные каналы

Таблица 4.1. **Техническая характеристика алмазных долот**

Тип долота	Наружный диаметр	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

4.2. Шарошечные долота и расширители для бурения геологоразведочных скважин

Бурение скважин сплошным забоем широко применяют на стадии детальной разведки для проходки вмещающих пород при хорошей изученности геологического разреза.

Шарошечные долота также используются при проходке взрывных, сейсмических, гидрогеологических, эксплуатационных и других скважин.

Шарошечные долота выпускаются двух типов: для бурения скважин без отбора керна или сплошным забоем и колонковые долота большого диаметра для бурения разведочных скважин на нефть и газ.

При бурении скважин на твердые полезные ископаемые используются, в основном, шарошечные долота для бурения сплошным забоем. В данном случае на забое разрушается вся порода, и для повышения эффективности проходки на долото необходимо создавать гораздо большие осевые нагрузки, чем при бурении кольцевым забоем с отбором керна. Благодаря конструктивным особенностям шарошечных долот, наличию большого количества зубьев на шарошках и небольшой площади от контакта удельные нагрузки, создаваемые зубьями шарошки на породу, достигают значительных величин, что обеспечивает эффективное разрушение породы.

Бурение скважины сплошным забоем ведется до определенного износа вооруженного долота, особенно калибрующих зубьев. По сравнению с бурением скважин инструментом с отбором керна проходка на долото увеличивается во много раз. Время на спуско-подъемные операции значительно сокращается. Сочетание этих факторов с высокой эффективностью разрушения горных пород обеспечивает значительную производительность и более низкую стоимость буровых работ.

Шарошечное долото (рис. 4.2) состоит из корпуса, который образуется его секциями или лапами, сваренными вместе. На верхней части корпуса нарезается резьба для соединения с бурильными трубами. Секции корпуса долота имеют цапфы, наклоненные к оси долота под различными углами в зависимости от назначения долота.

На цапфах расположены подшипники различной конфигурации, образующие опоры шарошек. Опоры шарошек выбирают в зависимости от диаметра долота, его назначения и частоты вращения. Поэтому опоры могут быть высоко- и низкооборотные. На опорах монтируются шарошки конической, сферической или плоской формы в зависимости от заданной кинематики долота и от твердости буримых пород.

На корпусе шарошек размещено основное и калибрующее вооружение, состоящее из стальных фрезерных зубьев или из твердосплавных зубков. Основное вооружение располагается отдельными рядами (венцами) на основном конусе и участвуют в разрушении забоя, а калибрующее вооружение – на затылочном конусе и участвует в калибровании диаметра скважины. Шарошки удерживаются на осях цапфы от осевого перемещения с помощью замковых устройств, которые выполнены в виде замковых шариковых под-

шипников, собираемых через отверстие в цапфы. Цапфы закрывают специальный палец, который заваривается сварным швом на спинке лапы.

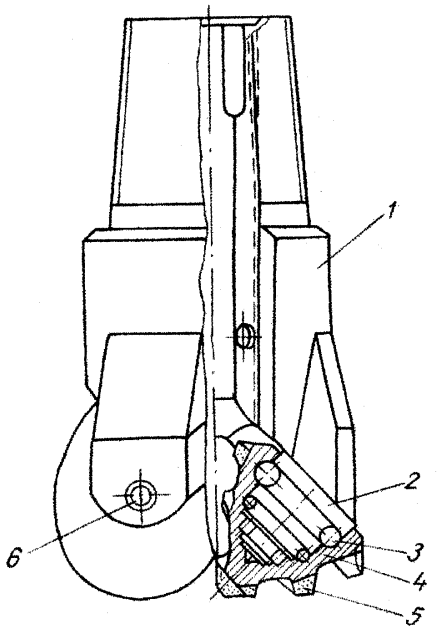


Рис. 4.2. Конструкция шарошечного долота

1 – корпус; 2 – цапфа; 3 – подшипник; 4 – шарошка; 5 – фрезерный зуб; 6 - палец

Для эффективной очистки поверхности забоя от выбуренной породы (шлама) в корпусе долота монтируются промывочные устройства. Типы долот и режимы бурения в различных породах приведены в табл. 4.2 (по В.С. Травкину).

Конструкция шарошечного долота влияет на его работу и характер разрушения породы на забое. Механизм разрушения горных пород шарошечным долотом отличается от разрушения режущим инструментом. Шарошечные долота обладают повышенной прочностью и воспринимают достаточно большие осевые нагрузки. Шарошки долота, имеющие стальные и твердосплавные зубья, перекатываясь по поверхности забоя, наносят удары с определенной частотой и разрушают породу.

Таблица 4.2. **Типы долот и режимы бурения**

Тип долот	Категория по буримости	Диаметр долота, мм	Режим бурения		
			C, кН	*n*, об/мин	*Q*, л/мин
1	2	3	4	5	6
М	I-IV	112	15-20	150-300	300-400
		132	20-25	150-300	
		151	25-30	150-300	
		93	15-25	100-200	200
		112	25-30	150-300	200
С	IV-V-VI	132	30-50	150-300	300
		151	40-60	150-300	400
		93	15-30	100-200	150
		112	30-45	150-300	200
Т	IV-VII	132	35-60	150-300	300
		151	45-70	150-300	300
		76	15-25	100-200	60-80
		93	20-35	100-200	80-100
		112	30-50	150-300	100-120
К	VIII-X	132	40-70	150-300	120-150
		151	50-80	150-300	150-200
		112	30	120-250	120
ОК	XI-XII	112	80	100	200

Для вращения долота не требуется больших затрат мощности, так как крутящие моменты, создаваемые трением в подшипниках шарошек и трением калибрующих зубьев о стенки скважины, незначительны. Большое количество породоразрушающих зубьев

позволяет равномерно распределять нагрузку в долоте и при незначительной площади контакта создавать высокие удельные давления.

При перекатывании шарошки по забою передача нагрузки на породу носит кратковременный характер, что уменьшает износ вооружения долота. Создаваемые при этом динамические нагрузки способствуют интенсивному разрушению породы.

По количеству шарошек шарошечные долота подразделяются на одношарошечные (I), двухшарошечные (II) и трехшарошечные (III). Одношарошечные долота применяются редко.

Двухшарошечные долота наиболее распространены при бурении геологоразведочных скважин малых диаметров (46, 59, 76, 93, 112, 132 и 151 мм) на глубину до 2000 м с использованием легкого бурового оборудования.

При бурении скважин малого диаметра, когда невозможно создать большие соевые нагрузки, они обеспечивают превосходство над трехшарошечными долотами на 10-15% по проходке на долото и на 15-20% по механической скорости.

Габариты опор двухшарошечных долот на 5-10% больше габаритов трехшарошечных долот. В результате этого повышается их износостойкость. Двухшарошечные долота имеют более простую технологию изготовления по сравнению с трехшарошечными и имеют меньшую стоимость.

К недостаткам двухшарошечных долот следует отнести меньшую насыщенность шарошек зубьями, которая снижена на 30% по сравнению с трехшарошечными долотами. Это вызывает более быстрый износ долота по диаметру, является причиной вибрации при бурении, что способствует более интенсивному искривлению скважин чем при бурении трехшарошечными долотами. В зависимости от назначения двухшарошечные долота выпускаются шести размеров: К, ТК, Т, СТ, С, М.

Двухшарошечные долота типа М (рис. 4.3) предназначены для бурения скважин в мягких породах I-IV категорий по буримости. Эти долота применяются в небольших количествах, так как в мягких породах чаще используются лопастные долота режущего типа, обеспечивающие в ряде случаев более высокие показатели бурения по проходке и механической скорости. Ресурс работоспособности шарошечных долот типа М ограничен долговечностью опорных подшипников, которые работают в очень абразивной среде.

Большая часть двухшарошечных долот типа М выполняется со струйными или гидромониторными насадками. Потоки промывочной жидкости, выходя из насадок с большой скоростью, способствуют более интенсивному разрушению поверхности забоя, а также более тщательной очистке его от шлама, что повышает скорость бурения.

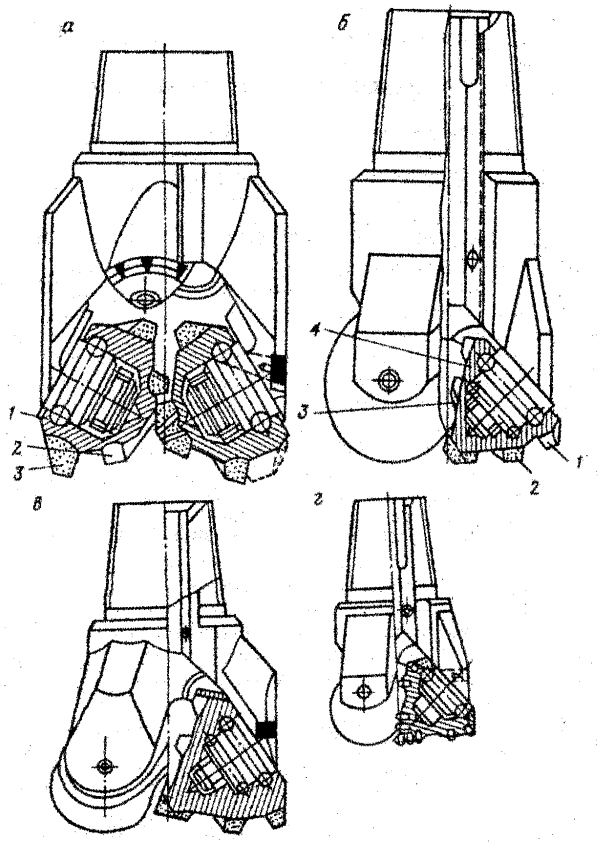


Рис. 4.3. Конструкция двухшарошечных долот типов М (*а*), С (*б*), Т (*в*) и К (*г*)

Долота типа М работают с небольшими осевыми нагрузками в пределах 1-3,5 кН на каждый сантиметр диаметра долота. На рис. 4.3 *а* шарошки 1 этих долот вооружены стальными фрезеровальными зубьями 2 пирамидальной формы с углом заострения 34-39°, имеющими одностороннюю наплавку 3 твердым сплавом релит. Кинематические схемы долот типа М обеспечивают качение шарошек по забою со значительным проскальзыванием зубьев за счет повышенной величины смещения осей шарошек относительно оси долота и за счет увеличения угла наклона осей шарошек к оси долота до 57°30′. Поэтому зубья работают с элементами скалывания и резания.

Все новые конструкции двухшарошечных долот имеют самоочищающуюся схему расположения венцов на основном конусе шарошек. Их выпускают диаметром 112, 132 и 151 мм.

Двухшарошечные долота типа С (рис. 4.3 *б*) предназначены для бурения геологоразведочных скважин в породах V-VII категорий по буримости, а также в породах средней крепости с пропластками твердых пород (долота типа СТ). Эти долота работают с осевыми нагрузками в пределах 150-450 даН на каждый диаметр долота.

Шарошки долот вооружены стальными фрезерованными зубьями 1 пирамидальной формы с углом заострения 39-42°, имеющими одностороннюю наплавку 2 сплавом релит.

Вооружение двухшарошечных долот типа СТ может состоять из клиновых твердосплавных зубков или из чередования клиновых твердосплавных зубков со стальными фрезерованными зубьями. Кроме того, выпускают долота типа СТ, у которых одна из шарошек имеет вооружение, состоящее из твердосплавных зубков клиновидной формы, а другая шарошка с вооружением из стальных фрезерованных зубьев. Кинематические схемы долот типа С и СТ обеспечивают качение шарошек по забою с некоторым проскальзыванием зубьев за счет смещения осей шарошек относительно оси долота, а также за счет увеличенного угла наклона шарошек к оси долота, достигающего 52-55°. Все новые конструкции двухшарошечных долот имеют самоочищающуюся схему расположения венцов 3 на основном рабочем корпусе 4 . Долота типа С и СТ выпускаются диаметрами 76, 93 и 112 мм.

Двухшарошечные долота типа Т (рис. 4.3 *в*) предназначены для бурения геологоразведочных скважин в твердых породах VIII-IX категорий по буримости. Эти долота работают с осевыми нагрузками от 2-5 кН на каждый сантиметр диаметра долота. Шарошки представлены фрезерованными зубьями пирамидальной формы с углом заострения 43-49°, имеющими одностороннюю наплавку релитом. На шарошках долот типа Т также применяются твердосплавные зубки.

Кинематическая схема этих долот обеспечивает равномерное качение шарошек без проскальзывания. Все новые конструкции долот имеют самоочищаюся схему расположения венцов.

Двухшарошечные долота типа Т и ТК выпускают диаметрами 76, 9з, 112 и 132 мм.

Долота типа К и ОК предназначены для бурения крепких и очень крепкихз пород IX-XII категорий по буримости. Шарошки в долотах типа К (рис. 4.3 *г*) вооружены твердосплавными зубками, а в долотах типа ОК твердосплавные зубки имеют сферическую головку. Шарошки этих долот работают в ударном режиме без проскальзывания, осевые нагрузки достигают от 300-600 даН до 2,5-5 кН на сантиметр диаметра долота. Долота типа К выпускаются диаметрами 46, 59, 76, 93 и 112 мм, а долота типа ОК - 76 и 93 мм.

Трехшарошечные долота позволяют более полно использовать габариты скважин для размещения шарошек, они имеют наибольшее количество основных и калибрующих зубьев и более прочные опоры шарошек. Трехшарошечные долота для бурения геологоразведочных скважин выпускаются четырех типов – ОК, К, Т и С диаметром от 46 до 151 мм.

Тип и диаметр долота выбирается в зависимости от физико-механических свойств горных пород и конструкции скважины. Если в разрезе встречаются перемежающиеся по крепости породы, то долото выбирается по преобладающему типу пород.

Для сохранения направления скважины и более правильного распределения осевой нагрузки по длине бурового снаряда большое внимание уделяется компоновке бурового снаряда. Обычно стремятся уменьшить радиальные зазоры между стенками скважины и буровым снарядом в его нижней части и сделать ее более жесткой для передачи больших осевых нагрузок. Для этой цели применяются утяжеленные бурильные трубы (УБТ). Диаметр УБТ должен быть на один размер меньше диаметра шарошечного долота (так, при долоте 93 мм необходимо применять трубы диаметром 73 мм, а при долоте 112 мм – трубы диаметром 89 мм и т.д.).

В зависимости от диаметра бурения и характера разбуриваемых пород рекомендуют три типа компоновки бурового снаряда (рис. 4.4).

Первый тип компоновки применяют при бурении скважин небольшого диаметра (76-112 мм). Компоновка бурового снаряда второго типа рекомендуется при бурении скважин долотами диаметром более 151 мм. Третий тип компоновки используется при бурении скважин в хрупких породах большого диаметра, когда образуется крупный буровой шлам и поток промывочной жидкости не в состоянии вынести его на поверхность.

Производительность бурения скважин шарошечными долотами зависит от параметров режима бурения: осевой нагрузки на забой, скорости вращения долота и расхода очистного агента. При бурении скважин сплошным забоем в ряде случаев применяют буровые установки со свободной подачей, которые позволяют использовать большие рейсовые проходки, достигающие нескольких метров. В этом случае осевая нагрузка создается только весом бурового снаряда. Регулировать величину осевой нагрузки можно весом утяжеленных труб, который зависит от их длины и диаметра. УБТ ставятся обычно над долотом, чтобы создать необходимую нагрузку на него и поддерживать заданное направление скважины.

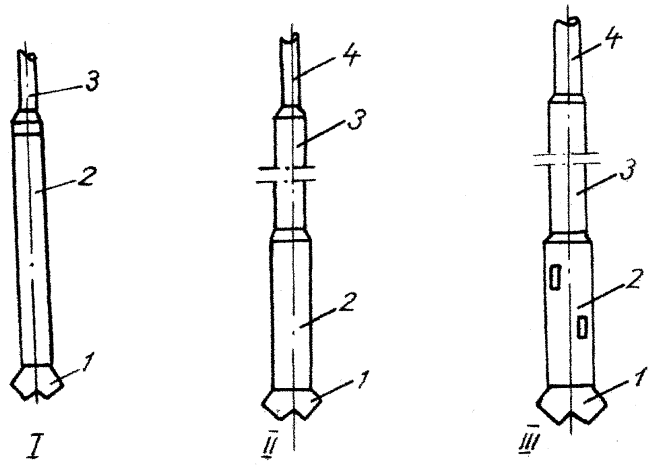


Рис. 4.4. Компоновки бурового снаряда
I: 1 – долото, 2 – УБТ, 3 – бурильные трубы;
II: 1 – долото; 2 – направляющая труба; 3 – УБТ; 4 – бурильные трубы;
III: 1 – долото; 2 – шламовая труба закрытого типа; 3 – УБТ; 4 – бурильные трубы

Вес УБТ берется на 25% больше осевой нагрузки, что дает возможность осуществлять бурение с разгрузкой, подвешивая верхнюю часть бурового снаряда на лебедке. Осевая нагрузка создается только весом УБТ. Длина УБТ L(м) находится из следующего выражения:

$$L = \frac{1{,}25P}{q\left(1-\frac{\rho_{ж}}{\rho_{м}}\right)} \qquad (4.1)$$

где P – осевая нагрузка, даН; q – вес 1 п.м.УБТ, даН; $\gamma_{ж}$ – удельный вес промывочной жидкости, кг/м^3; $\rho_{м}$ – удельный вес материала УБТ, кг/м^3; 1,25 – коэффициент увеличения осевой нагрузки.

Осевая нагрузка на долото Р (даН) определяется как

$$P = p \cdot D, \qquad (4.2)$$

где p –удельная нагрузка на 1 см диаметра долота, даН; D – диаметр долота, см.

Удельная нагрузка выбирается в зависимости от физико-механических свойств горных пород и типа долота. Значения удельных осевых нагрузок, полученные из опыта бурения скважин и материалов экспериментальных исследований, приведены в табл. 4.3.

Таблица 4.3. **Рекомендуемые удельные нагрузки, даН/см**

Тип долота	Категория пород по буримости					
	I-II	III	IV-V	VI-VII	VIII-IX	X-XII
М	150-200	200-300	-	-	-	-
С	-	-	200-300	200-300	-	-
Т	-	-	-	250-350	250-400	-
К	-	-	-	-	250-400	-
ОК	-	-	-	-	300-500	400-500

Минимальные значения нагрузки используют при бурении пластичных и трещиноватых пород. При увеличении крепости и абразивности породы удельная нагрузка повышается.

Частота вращения почти не влияет на проходку на долото, если осевая нагрузка выдерживается в требуемых пределах. Обычно частота вращения долота не превышает 300 мин$^{-1}$. При бурении малоабразивных пород окружная скорость долота рекомендуется в пределах 1-2 м/с, а в абразивных породах она не должна превышать 1 м/с так как при больших частотах вращения увеличивается износ долота.

Для эффективной очистки забоя от шлама скорость восходящего потока промывочной жидкости должна быть не менее 0,8 м/с при бурении мягких пород и не менее 0,4 м/с при бурении твердых пород. Долговечность работы долота во многом зависит от правильной его эксплуатации.

При поступлении с завода-изготовителя долота его следует тщательно осматривать и замерять по наружному диаметру. Новые долота не должны иметь явных дефектов – трещин, изломов, трещин в сварных швах, смятия резьб и др. Лифты шарошек в новых долотах не должны превышать максимально допустимых значений, указанных в паспорте.

При обнаружении в долоте дефектов, ликвидировать которые на буровой невозможно, его необходимо отправить на исправление в механическую мастерскую или на склад для предъявления претензий заводу-изготовителю.

Перед навинчиванием долота для его спуска в скважину необходимо: проверить соответствие долота запланированному для данного интервала бурения, убедиться в отсутствии внешних дефектов – трещин, изломов в деталях и сварных швах, смятия резьбы и др.

Спускать долото в скважину можно без ограничения скорости. В местах смены диаметра или сужения ствола скорость спуска снаряда должна снижаться во избежание резких ударов долота. При задержке инструмента во время спуска надо проработать соответствующий участок скважины. Проработка ствола скважины производится при плавной подаче инструмента и при осевой нагрузке, не превышающей 1/3 нагрузки на долото, указанной в геолого-техническом наряде.

Для предохранения долота от заклинивания в призабойной части скважины, необходимо на последних 1,5-2 м спускать его с небольшой скоростью. В этом случае присоединяют ведущую трубу и включают вращение и промывочный насос.

Каждое долото перед началом бурения должно быть приработано в течение 10-15 мин при небольшой осевой нагрузке (10-20% от оптимальной) и минимальной окружной скорости.

После приработки долота на забое рекомендуется при обязательном вращении бурового инструмента быстро и плавно довести осевую нагрузку на долото до оптимальной величины. При вынужденных перерывах в бурении скважину необходимо очищать от шлама. Для этого после прекращения углубки скважину продолжают промывать с одновременным вращением приподнятого от забоя долота в течение времени, необходимого для полной очистки ее от частиц выбуренной породы. После окончания бурения опоры долота рекомендуется промывать и смазывать жидким смазочным материалом.

При бурении геологоразведочных скважин малого диаметра шарошечными долотами и алмазными коронками необходимо калибровать скважину по диаметру шарошечными расширителями. Они обеспечивают не только сохранность диаметра скважины, но и проходку её с минимальным искривлением. Для калибровки стволов скважин при геологоразведочном бурении применяют, в основном, шарошечные расширители кольцевого типа (рис. 4.5).

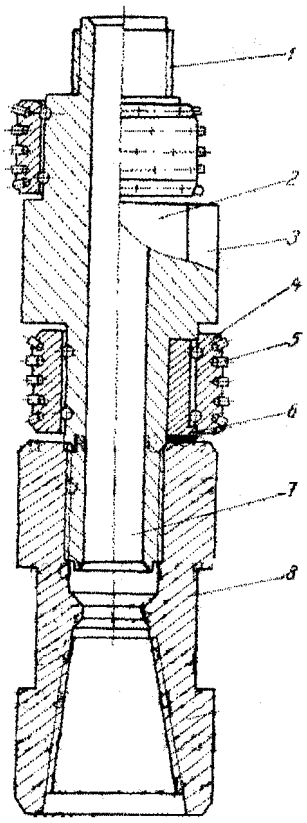


Рис. 4.5. Шарошечный расширитель
1- резьбовое соединение; 2, 8 – пазы; 3 – корпус; 4 – шарошка кольцевая; 5 – вставка твердосплавная; 6 – эксцентричная вставка; 7 – центральный канал; 9 - переходник

Шарошки таких расширителей имеют кольцевую форму, которая позволяет охватывать корпус 3 по наружному диаметру. Кольцевые шарошки 4 имеют вооружение из твердосплавных цилиндрических зубков 5 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 6.

На корпусе расширителя имеется резьба для соединения с долотом 9 и буровым валом 1. В центре корпуса проходит центральный канал 7 для прохоода промывочной жидкости в долото. В верхней и нижней частях расширителя имеются специальные пазы 2 и 8 для свинчивания и развинчивания. Экцентричные втулки 6, на которых монтируются кольцевые шарошки, располагаются на корпусе таким образом, что смещение центральной оси шарошки происходит через 120°. Цилиндрические твердосплавные зубки 5 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 шарошки создается небольшой заходной угол, равный 5-10°, для обеспечения нормальной работы расширителя при значительном уменьшении диаметра. Твердосплавные зубки на этих венцах располагаются под небольшим углом к горизонтальной плоскости.

4.3. Лопастные долота режущего типа

Лопастные долота (рис. 4.6 а) режущего типа применяются при бурении геологоразведочных скважин небольшой глубины в мягких породах до IV категории буримости.

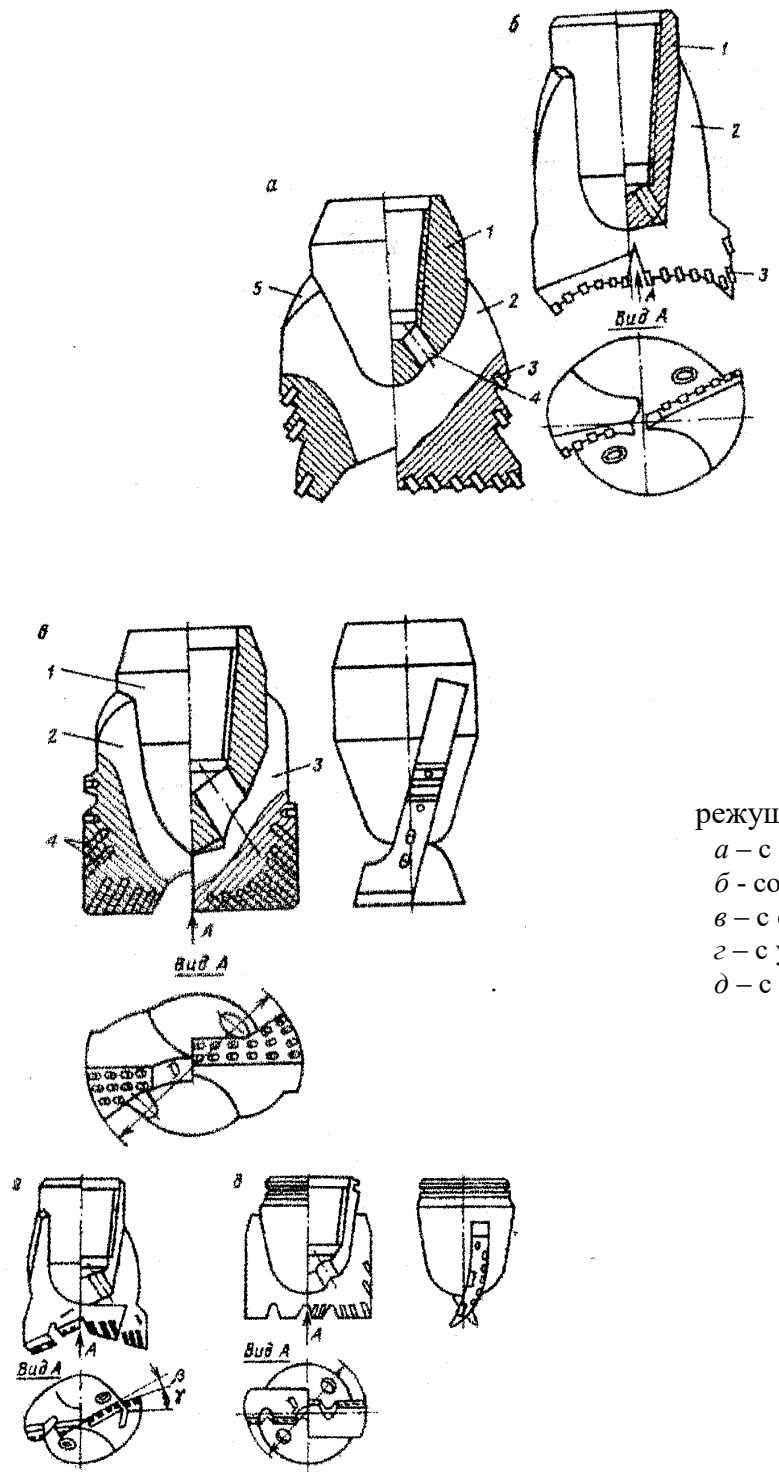


Рис. 4.6. Лопастные долота режущего типа
а – с калибрующим сектором;
б - со сферической формой лезвия;
в – с опережающим лезвием;
г – с угловым смещением лезвий;
д – с пересекающимся вооружением

Лопастное долото состоит из цилиндрического конуса 1 с внутренней замковой резьбой и приваренными к нему боковыми рабочими лопастями 2 , которые армированы твердосплавными резцами 3 пластинчатой формы. Калибрующую рабочую поверхность 5 каждой лопасти армируют твердосплавными резцами пластинчатой и цилиндрической формы и наплавляют зернистым твердым сплавом. Все лопасти расположены вертикально относительно оси долота, а передние рабочие грани лопастей незначительно наклонены к вертикальной плоскости (10-15°). Промывочные каналы 4 с гидромониторными и струйными насадками, направляющими потоки промывочной жидкости на периферийные участки забоя, находятся между лопастями.

При бурении скважин в мягких породах лопастное долото режет породу с глубоким внедрением в забой твердосплавных резцов. Сам процесс разрушения мягких пород не вызывает особых затруднений. Производительность бурения во многом зависит от степени очистки забоя от выбуренной породы и выноса ее на поверхность.

В зависимости от типа разрушаемой породы лопастные долота подразделяются на две группы: типа М для бурения мягких пород и МС – для бурения мягких пород с включениями пород средней крепости.

По конструктивным особенностям долота типа М выпускаются следующих видов:

а) однолопастные с калибрующим сектором;

б) двухлопастные с вогнутым забоем;

в) трехлопастные со смещенными лопастями;

г) трехлопастные с перекрещиваемыми лопастями.

Однолопастные долота (рис. 4.6, а) с калибрующим сектором предназначены для бурения скважин в мягких породах, в которых износ твердосплавного вооружения незначителен. Долото состоит из овального цилиндрического корпуса 1 с внутренней полостью, в которой располагается замковая резьба и промывочные каналы 4. К корпусу долота с одной стороны приваривается стальная лопасть 2, на которой располагаются твердосплавные резцы 3 с наклоном к оси долота на 20-35°. Расстояние между твердосплавными резцами равномерно уменьшается от центра к периферийной части. С другой стороны располагается калибрующий сектор 5.

В конструкциях долот малых диаметров обеспечивается полное перекрытие забоя твердосплавными зубцами, которые обычно имеют прямоугольное сечение 2,5х3,5 мм и располагаются узкой стороной по ходу вращения долота. Рабочее лезвие лопасти у долот малого диаметра имеет прямолинейную форму, а у долот больших диаметров – ступенчатую. С противоположной стороны от рабочей лопасти на корпусе долота монтируется калибрующий сектор, имеющий форму косого треугольника, который одним ребром приваривается к корпусу долота, а другое ребро армируется твердосплавными резцами. Твердосплавные резцы на калибрующем секторе расположены на 5-6 мм ниже калибрующих резцов основной рабочей лопасти, что позволяет несколько разгрузить работу калибрующего вооружения основной лопасти.

Калибрующий сектор способствует стабилизации положения долота в процессе работы, компенсируя усилия, действующие на основную рабочую лопасть со стороны стенок скважины. Для промывки забоя на долоте имеются два канала, которые направляют поток промывочной жидкости на периферийный участок забоя.

Лопастные долота со сферической формой лезвия (рис. 4.6 *б*) применяются в мягких абразивных породах, когда происходит интенсивный износ твердосплавных резцов лопастей. За счет вогнутой формы лопастей достигается высокая механическая скорость в течение всего рейса.

Долото состоит из цилиндрического корпуса 1 овальной формы, к боковым поверхностям которого крепится от двух до четырех лопастей 2, армированных твердосплавными резцами 3 по основным рабочим граням и по калибрующей поверхности. При бурении в сильно абразивных породах радиус кривизны сокращается и вогнутость лопастей увеличивается. В серийных конструкциях радиус кривизны равен или несколько превышает диаметр долота, а твердосплавные резцы имеют форму брусков прямоугольного сечения, которые располагаются с наклоном 25-35° к оси долота. Расстояние между твердосплавными резцами обеспечивает полное перекрытие забоя. Перекрытие площади забоя у этих долот неравномерное: в центральной части вооружение разреженное, на периферийной достигает двойного и тройного перекрытия за счет двухрядного и трехрядного расположения твердосплавных резцов. Калибрующее вооружение состоит из цилиндрических твердосплавных штырей, которые располагаются на торцевой поверхности лопасти в несколько рядов. При работе долота с вогнутыми рабочими лопастями периферийное вооружение изнашивается более интенсивно, так как разбуривает наибольшую пло-

щадь забоя. Менее интенсивно изнашивается центральная часть долота, где окружная скорость вращения долота приближается к нулю.

Лопастные долота с опережающим лезвием (рис. 4.6 в) применяют в мягких абразивных породах, когда быстро изнашивается периферийное вооружение как по торцевой части, так и по наружному диаметру. Эти долота позволяют бурить геологоразведочные скважины с высокими механическими скоростями в мягких абразивных породах без уменьшения их диаметра. Долото состоит из цилиндрического корпуса 1 овальной формы, внутри которого располагаются промывочные каналы и присоединительная резьба. Калибрующая 2 и основная 3 лопасти крепятся к боковой поверхности конуса долота с помощью сварных швов. Лопасти имеют наклон к оси долота 15-20°, что позволяет интенсивно транспортировать разрушенную породу с забоя скважины. Однако большой наклон лопастей приводит иногда к отвинчиванию долота при подъеме бурильной колонны. Поэтому на калибрующих поверхностях размещают вертикальные ребра с твердосплавными штырями, которые предохраняют долото от отвинчивания. Рабочие лопасти на периферийной части имеют опережающие лезвия в форме выступов, в которых расположены твердосплавные резцы 4 в несколько рядов.

Режущие лопастные долота типа МС (рис. 4.6 г, д) применяют при бурении скважин в мягких породах с пропластками пород средней крепости, а также с небольшими включениями твердых и крепких пород, представленных глинами с прослойками песчаников, галечником, алевролитами, известняками туфами и др. Для эффективного бурения этих пород необходимы долота с усиленным вооружением, способным удерживать ударное воздействие при встрече в процессе бурения с твердыми включениями.

Лопастные долота типа МС выпускаются следующих модификаций:

с угловым смещением лезвий;

с пересекающимся вооружением;

с двухрядным вооружением.

При бурении лопастными долотами с угловым смещением лезвий мягких малоабразивных пород изнашивается не только твердосплавное вооружение их, но и само долото вследствии перемещения абразивного шлама между твердосплавными зубьями. В связи с этим зубья начинают скалываться, что ведет к быстрому снижению работоспособности долота. С целью снижения преждевременного износа созданы лопастные долота с угловым смещением лезвия (рис. 4.6 г), которые обеспечивают усиленное перекрытие забоя твердосплавными резцами, а также направляют поток бурового шлама вдоль лезвий с последующей его транспортировкой на поверхность. Долото состоит из овального цилиндрического корпуса 1, с внутренней полостью, в которой располагаются промывочные каналы и замковая резьба. К корпусу долота приварены стальные лопасти 2, у которых рабочая режущая грань разделена на отдельные лезвия . Последние имеют угловое смещение относительно друг друга и поэтому между ними образуются свободные пространства в которые устремляются потоки разбуренного абразивного шлама. Стальные лопасти и отдельные лезвия имеют наклон к оси долота, составляющий 25-30°. Расстояние между рабочими лезвиями на каждой лопасти 12-18 мм для двухлопастных долот и 10-15 мм для трехлопастных долот диаметром 132 и 151 мм. Рабочие лезвия армированы твердосплавными резцами, имеющими прямоугольную форму. Лезвия в лопастных долотах могут иметь различные направления, а также прямолинейные и криволинейные рабочие грани.

Калибрующее вооружение лопастей из цилиндрических твердосплавных зубков располагается на затылочной поверхности в несколько рядов по высоте.

Промывочные каналы располагаются в корпусе долота впереди рабочих граней лопастей и направляют промывочную жидкость на периферийную и центральную части забоя.

Лопастные долота с пересекающимся вооружением (рис. 4.6 *д*) применяются в мягких абразивных породах с пропластками пород средней крепости. Пересекающиеся резцы на рабочих лопастях располагаются на отдельных секторах, которые разбуривают основ-

ной участок забоя. Ккалибрующее вооружение на всех лопастях представляет собой твердосплавные пластины с одинаковым направлением, но со смещением по горизонтали. У долот диаметром 112, 132 и 151 мм углы пересечения резцов составляют 30-60°. Такое расположение резцов уменьшает насыщенность твердосплавными зубками рабочих граней лопастей и повышает механическую скорость бурения скважин в абразивных породах.

Наиболее эффективно лопастными долотами типа М разбуриваются пластичные глины средней плотности, суглинки, супеси рыхлые мергели, глинистые бокситы и другие разновидности пород.

Удельная осевая нагрузка на долото типа М составляет 1500-5000 Н на каждый сантиметр диаметра долота. Обычно ее повышают с увеличением твердости пород. При бурении мягких вязких пород осевую нагрузку уменьшают, чтобы предотвратить заклинивание долота. Частота вращения лопастных долот типа М меняется в широких пределах и практически составляет 50-400 об/мин в зависимости от мощности буровой установки.

При бурении мягких пород образуется большой объем разрушенной породы. Поэтому расход промывочной жидкости нужно увеличивать для осуществления эффективной очистки забоя от шлама.

Долотами типа МС наиболее эффективно разбуриваются плотные песчаники, плотные глины с пропластками галечника и щебенки, алевролиты, сланцы, валунно-галечные отложения. В зависимости от диаметра долота осевая нагрузка колеблется от 200 до 600 даН на каждый сантиметр диаметра долота.

Частота вращения выбирается с учетом мощности буровой установки и прочности бурильных труб. При бурении вязких глин и глинистых сланцев, когда необходим большой крутящий момент, частота вращения снижается до минимума. При бурении сыпучих пород частота вращения увеличивается.

Особенно осторожно нужно вести бурение при проходке липких вязких глин, когда происходит налипание породы на долото и начинают образовываться сальники. При этом необходимо уменьшить до минимума осевую нагрузку и частоту вращения и увеличить расход промывочной жидкости.

В целом надо учитывать, что под действием осевого усилия лопасть внедряется в горную породу, а крутящий момент заставляет лопасть перемещаться относительно оси долота. При совместном их действии все точки лопастного долота (за исключением центральной) при бурении перемещаются по пространственной спирали со скоростью, линейное значение которой увеличивается с удалением от оси долота.

Горная порода разрушается резанием, скалыванием и истиранием при совместном действии нормальных и тангенциальных напряжений. Осевое и окружное усилия действуют на лопасть непрерывно. Однако ввиду различий в длине пути отдельных точек лопастей по радиусу и неодинаковой деформации породы ее разрушение в отдельных точках контакта долота с породой наступает разновременно, что приводит к прерывистости процесса, возникновению колебаний долота и инструмента и динамических нагрузок. При прочих равных условиях динамичность будет тем меньше, чем больше число лопастей у долота.

Отсюда следуют выводы:

- большая контактная поверхность позволяет бурить только в мягких породах;
- незначительное вооружение армированных рабочих поверхностей лопастей обусловливает быстрый износ и возможность бурения лишь в малоабразивных породах;
- непрерывно-прерывистый контакт вооружения с породой при высокой энергетической загрузке (бурение в твердых породах, при больших окружных скоростях) приводит к перегреву и интенсивному износу вооружения.

Поэтому лопастные долота эффективно применять при бурении мягких, высокопластичных горных пород с небольшими окружными скоростями. Необходимые данные по лопастным долотам приведены в табл. 4.4.

Таблица 4.4. **Технические характеристики лопастных долот и рекомендуемые режимы бурения**

Шифр долота	Диаметр долота, мм	Высота долота, мм	Диаметр промывочных каналов, мм	Осевая нагрузка, кН	Частота вращения, об\мин	Расход промывочного агента, л/мин
1	2	3	4	5	6	7
93М 93 МС	93±0,8	158 144	14 14	16-18 20-22	150-200	150-200
112 М 112 МС	112±1	160 150	18 18	20-22 24-27	150-200	200-250
132 М 132 МС	132±1	150	25 25	24-26 30-32	150-200	200-250
151 М 151 МС	151±1	165	28 28	27-30 22-36	150-200	200-250

4.4. Опробование бескерновых скважин боковыми грунтоносами и бороздовыми опробователями

В том случае, если при колонковом или бескерновом бурении нет возможности получить представительный керн, то образцы проб приходится брать из стенок скважины. В этом случае применяют соответствующие боковые грунтоносы. Так для взятия проб мягких пород используют один из видов стреляющих грунтоносов (рис. 4.7), которые имеют в некоторых конструкциях электрическое управление и действуют по принципу пулевого метательного снаряда, врезающегося в стенку скважины от действия порохового заряда. Они могут быть использованы при бурении глубоких разведочных и опорных скважин. Для взятия проб из твердых пород применяются так называемые сверлящие грунтоносы (рис. 4.8), например, конструкции И.Н. Соколова.

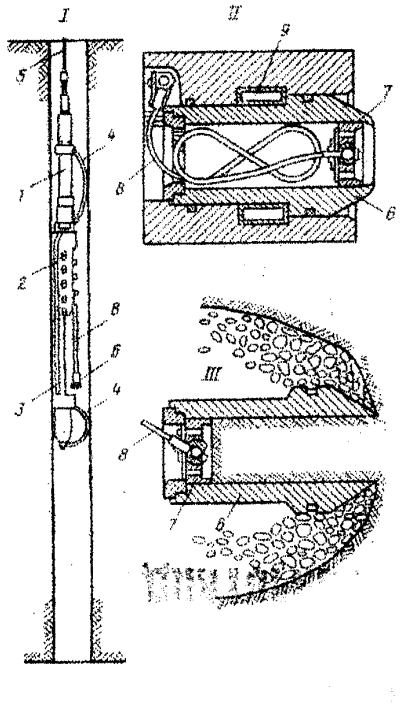


Рис. 9.7. Схема стреляющего грунтоноса
I – общий вид; II – метательный снаряд до выстрела; III – метательный снаряд после выстрела;
1 – секция с переключающимся устройством; 2 – секция с зарядными камерами; 3 – секция магазинирования; 4 – отжимающая пружина; 5 – кабель-канат; 6 – пробоотборник (метательный снаряд); 7 – поршень (кольцевой боек) с клапаном; 8 – вытягивающий трос; 9 – зарядная камера

Основные узлы устройства – это головка, верхний распор, электродвигатель, буровая головка с редуктором, нижний распор, насос с электродвигателем и компенсатор. После-

довательность работы сверлящего грунтоноса хорошо видна из рис. 4.8. Стреляющие и сверлящие грунтоносы спускаются в скважину диаметром 90 мм. Так как в настоящее время с развитием алмазного бурения скважины бурятся в основном диаметрами 76 и 59 мм, то для бескернового бурения малого диаметра И.Б. Булнаев предложил бороздовый вибрационный пробоотборник (рис. 4.9) с одним резцом (рис.4.9, а) и двумя резцами (рис. 4.9 б). Последние применяются в скважинах диаметрами более 90 мм. В этом устройстве вибратор шарикового типа. Проба собирается внизу в пробоприемнике. Отбор пробы производится с вращением колонны.



Рис. 4.8. Сверлящий грунтонос

а схема сверлящего грунтоноса: 1 – головка-электроввод; 2 – верхний распор; 3 – гидроцилиндр верхнего распора; 4 – основной электродвигатель; 5 – редуктор; 6 – телескопический карданный вал; 7 – головка бура; 8 – коронка; 9 – кассета; 10 – гидроцилиндр подачи бура; 11 – дроссель; 12 – клапан; 13 – нижний распор; 14 – гидроцилиндр нижнего распора; 15 – клапан распоров; 16 – маслонос; 17 - электродвигатель привода маслоноса; 18 – компенсатор давления;
б – схема работы сверлящего грунтоноса

4.5. Отбор керно-шламовых проб

Шлам - частицы горных пород, разрушаемых в процессе бурения, во многих случаях может служить материалом вещественных проб. Шлам, как материал для опробования, может собираться при бескерновом бурении сплошным забоем в процессе колонкового бурения и при расширении скважины после ее проходки.

Обычный шлам, отбираемый попутно при бурении с прямой промывкой, может рассматриваться лишь в качестве вспомогательного материала, уточняющего данные кернового опробования. Второстепенная роль шлама обусловлена как неполной его представительностью (уничтожением структурно-текстурных особенностей пород при их разрушении буровым инструментом), так и искажениями его вещественного состава вследствии дифференциации частиц шлама по плотности и крупности в потоке очистного агента, привлечением в его состав частиц со стенок скважины по мере движения потока вверх и другим причинам.

Поэтому представительные шламовые пробы формируются, главным образом, при использовании призабойной циркуляции и призабойных шламоулавливающих устройств (шламовых труб открытого и закрытого типа схема конструкции которых представлена на рис. 4.10).

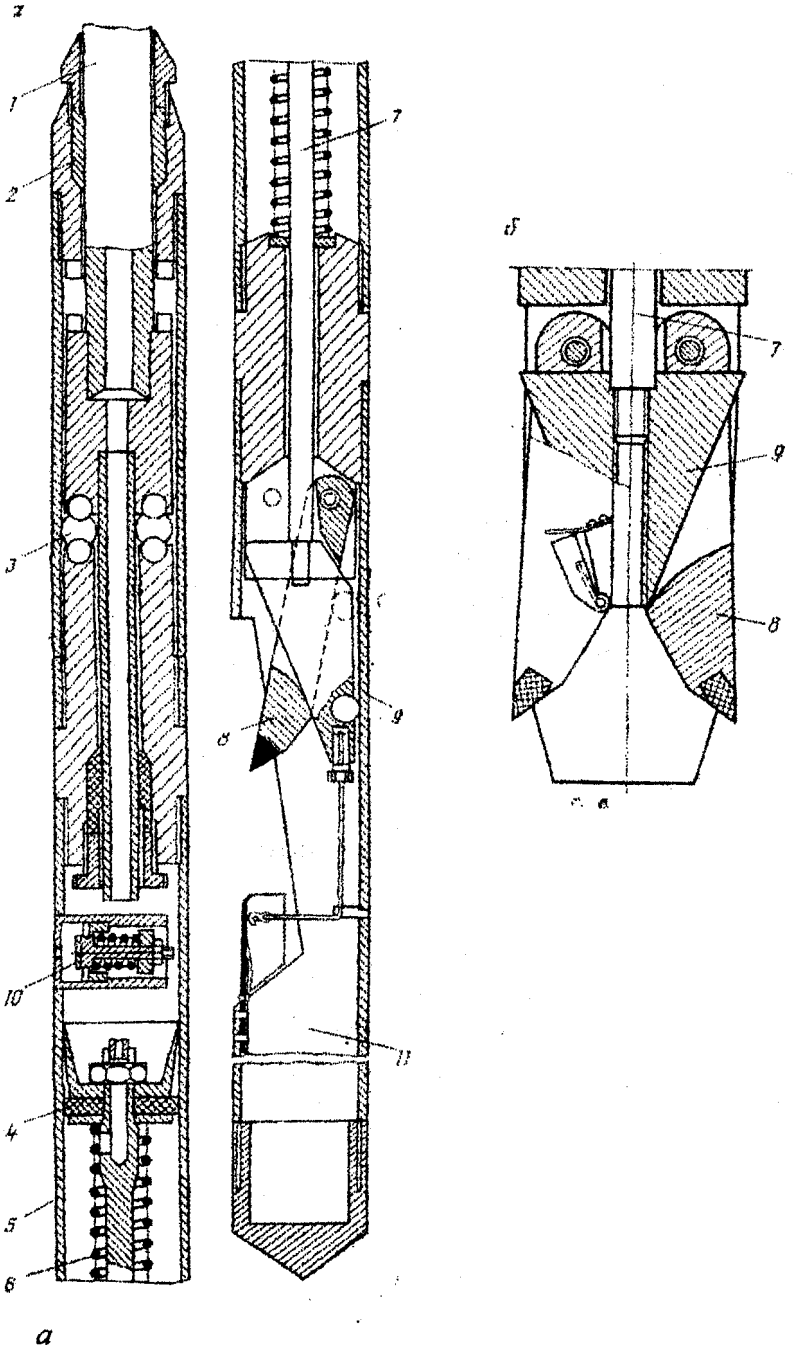


Рис. 4.9. Вибрационные скважинные пробоотборники
а – однорезцовый; *б* – низ двухрезцового пробоотборника;
1 – низ бурильной колонны; 2 – специальный проходник; 3 – шариковый вибратор; 4 – поршень; 5 – цилиндр; 6 – возвратная пружина; 7 – шток; 8 – резец; 9 – отключающий клин; 10 – обратный клапан; 11 – магазин для приема пробы

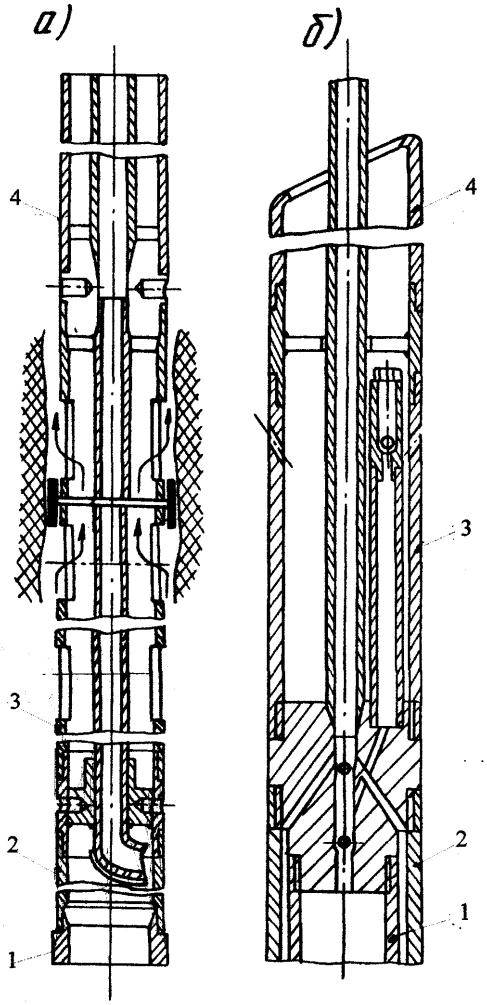


Рис. 4.10. Скважинные шламоулавливающие средства
а – комбинированного типа с открытой и закрытой шламовой трубой
1 – коронка; 2 – колонковая труба; 3 – закрытый шламосборник; 4 – открытая шламовая труба

б – для сбора частиц разрушенного керна
1 – внутренний керно-приемник; 2 – наружная колонковая труба; 3 – закрытый керноприемник; 4 – открытый шламосборник

При алмазном, твердосплавном и При алмазном, твердосплавном и бескерновом бурении с промывкой шлам улавливают как на поверхности, так и в скважине. При бурении с продувкой - на поверхности. На поверхности шлам собирают способом сепарации (отсадки) или способом фильтрации. При сепарации шлам улавливают с помощью шламоулавливающих желобов, ловушек или гидроциклонов, а так же при помощи пневмоциклонов при бурении с продувкой.

Долото колонковое четырехшарошечное ДК76К (разработка В.И. Черкасова, ТулНИГП) предназначено для бурения геологоразведочных скважин с отбором керношламовой пробы в горных породах VII-IX и частично X категории по буримости. В комплексе с эжекторным снарядом (с одинарной или двойной колонковой трубой) долото обеспечивает выход пробы не менее 70 %, независимо от вида очистного агента (промывочные жидкости, газо-жидкостные смеси или воздух).

Техническая характеристика

Диаметр скважины	76 мм
Диаметр керна	35 мм
Количество шарошек:	
скважинообразующих	2 шт.
кернообразующих	2 шт.
Опоры шарошек-скольжения	
Диаметр корпуса	73 мм
Присоединительная резьба – К68	
Режим бурения:	
осевая нагрузка	1500 ДаН
частота вращения	270-340 об/мин
количество промывочной жидкости	50-80 л/мин

Отработка опытной партии колонковых долот в горных породах, представленных переслаивающимися алевролитами, песчаниками, сланцами и кварцитами VII-IX и частично X категории по буримости, сильно трещиноватыми (местами до раздробленности), выше средней абразивности показала следующее. Износостойкость долот находится в пределах 8-12 м (в среднем 9,2 м) при механической скорости бурения 1,6 - 2,2 м/час (в среднем - 1,8 м/час). Выход керно-шламовой пробы - 70-90%. ^

Аналогичные показатели алмазных коронок КБ3АИ, армированных природными алмазами, отработанных в идентичных условиях, соответственно равны: однослойных - 7 м и 0,9 м/час; импрегнированных - 12,2 м и 0,75 м/час. Выход керна 40-50%.

5. ОЧИСТНЫЕ АГЕНТЫ

Успех бурения разведочных скважин во многом зависит от состава очистного агента, а также от схемы и режима их промывки. В качестве очистного агента используются промывочные жидкости и газообразные агенты: воздух, пены и др.

Промывочные жидкости, а также воздух и пены оказывают большое влияние на устойчивость стенок скважин, и их роль существенно возрастает при бурении в слабоустойчивых породах.

5.1. *Назначение очистных агентов*

Очистные агенты предназначены для выполнения следующих основных функций в процессе бурения:

- очистка забоя от частиц выбуренной породы и вынос их на поверхность потоком очистного агента;
- охлаждение породоразрушающего инструмента в процессе бурения.

В зависимости от состава очистные агенты выполняют дополнительные функции:

- сохраняют и повышают устойчивость стенок скважины;
- удерживают при прекращении циркуляции частицы выбуренной породы и утяжелителя во взвешенном состоянии;
- способствуют разрушению горных пород на забое скважины;
- гасят вибрацию и снижают трение бурового инструмента о стенки скважины;
- предотвращают поступление воды и газов в ствол скважины;
- обеспечивают перенос энергии насоса или компрессора к забойному двигателю – гидроударнику, пневмоударнику.

Кроме того, очистные агенты должны удовлетворять определенным требованиям в процессе бурения:

- приготавливаться 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;
- обладать тиксотропными свойствами, надежно закупоривать поры и трещины в слабонапорных горизонтах, а при вскрытии продуктивных горизонтов не ухудшать их коллекторских свойств.

Практически невозможно подобрать очистной агент, который бы удовлетворял всем перечисленным требованиям. В зависимости от геолого-технических условий подбирается какой-то один вид очистного агента, а его технологические свойства регулируются добавлением химических реагентов с учетом определенных практических требований.

В процессе очистки забоя скважины и для сохранности керна большую роль играет схема циркуляции очистного агента. Существуют четыре схемы циркуляции очистного агента: прямая, обратная, призабойная (местная) и комбинированная (рис. 5.1).

Прямая циркуляция (рис. 5.1, 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 включают открытую шламовую трубу (наружный шламосборник), где скапливаются наиболее крупные частицы шлама. Прямая циркуляция проста по устройству и получила наибольшее распространение.

Обратная циркуляция очистного агента (рис. 5.1, б) осуществляется через устье скважины в кольцевой канал, по которому он достигает забоя, а затем возвращается на

поверхность по внутреннему каналу бурильных труб. Она обеспечивает лучшую очистку забоя, а счет более восходящего потока в колонковой и бурильных трубах способствует повышению выхода керна и может быть использована для непрерывной транспортировки его на поверхность. Для обратной циркуляции необходима герметизация устья скважины. Эту схему нельзя применять при бурении трещиноватых и закарстованных пород, в которых очистной агент теряется.

Местная, или призабойная циркуляция (рис. 5.1, в) достигается при расхаживании бурового снаряда. При подъеме снаряда происходит заполнение забойного пространства жидкостью, находящейся в скважине, а при спуске его 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. 5.1, г) создается с помощью специального эжекторного снаряда при бурении с эрлифтом. Жидкость, движущаяся по колонне бурильных труб вниз, на выходе через специальную насадку имеет высокую скорость истечения. В результате этого около диффузора создается разряжение и происходит подсос части подаваемой жидкости с забоя скважины в колонковую трубу, которая по патрубку диффузора поступает в кольцевое пространство скважины.

В основном этот способ промывки достаточно эффективно применяется для повышения выхода керна.

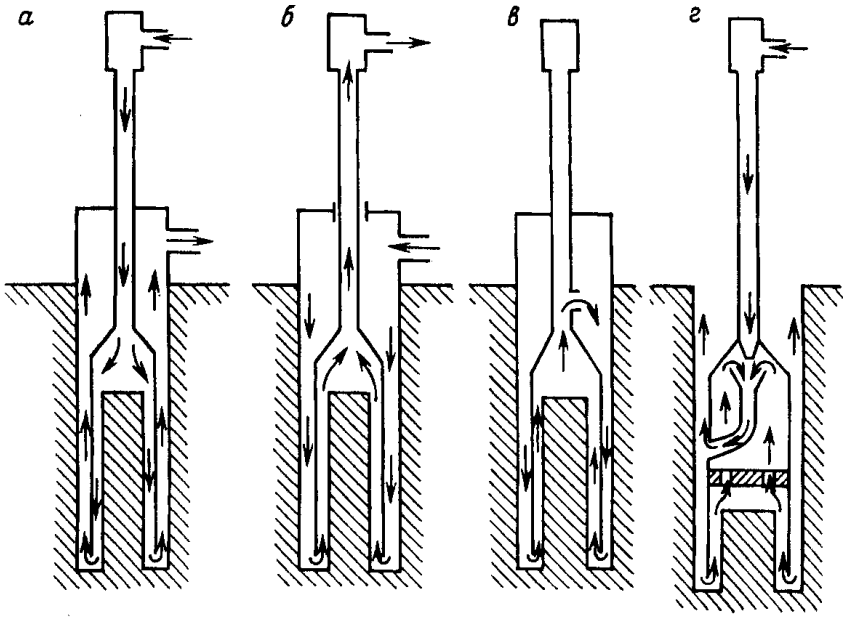


Рис. 5.1. Схемы циркуляции очистного агента

5.2. *Основные типы промывочных растворов*

Промывочные растворы подразделяются на следующие типы:

1 - техническая вода (пресная, морская, рассолы) применяется при бурении в устойчивых породах;

2 - глинистые растворы применяются при бурении в трещиноватых, рыхлых, сыпучих, плывущих и других слабоустойчивых породах;

3 - самораспадающиеся вяжущие водные растворы применяются при бурении на воду взамен глинистых растворов при вскрытии водоносных горизонтов, состоящих и песка и воды. К таким растворам относятся крахмальный раствор, раствор на основе гипана-1 или гипана-07 (гидролизованный полиакрилонитрил натрия) которые закрепляют стенки скважины, но со временем распадаются. Поэтому эти растворы являются экологически приемлемыми;

4 - ингибированные растворы, которые представляют собой известковые и гипсовые водные растворы и используются при бурении связных пород, предотвращая их от размокания и набухания;

5 - водные растворы понизители твердости пород являются разновидностью поверхностно-активных веществ "ПАВ", молекулы или ионы которых в водном растворе под действием молекулярных сил концентрируются на поверхности раздела жидкости и твердого тела. Эффект понижения твердости пород основан на расширении активными веществами микротрещин. В качестве понизителя твердости применяют водные растворы солей (NaCl, $CaCl_2$) и органические вещества (мыло, диталин, сульфанол, превацелл и др.). Эти понизители твердости добавляют в раствор 0,1-2% от объема раствора;

6 - солестойкие буровые растворы применяются при бурении легкорастворимых солей (каменной соли NaCl, карналита и др.) с большой их насыщенностью;

7 - аэрированные растворы, насыщенные воздухом или газом, применяются для предотвращения поглощений промывочной жидкости в процессе бурения и вскрытия водонефте-газоносных пластов с низким пластовым давлением. Эти растворы обладают пониженной плотностью при повышенной очистной и несущей способностях;

8 - утяжеленные глинистые растворы применяются тогда, когда скважина должна вскрыть пласты с большим пластовым давлением. Для приготовления такого раствора к нему обычно добавляют инертный материал - утяжелитель, который изготовляется из таких тяжелых минералов, как, например, барит (BaSO4) или гематит (Fe2O3).

9 - эмульсионные растворы - это системы, состоящие из двух или более взаимно нерастворимых друг в друге жидких фаз - "вода-масло" или, наоборот, обратные или инвертные эмульсии. Для придания эмульсии устойчивости используют специальные реагенты, которые называются эмульгаторами. Этот вид растворов чаще всего используется при алмазном высокооборотном бурении с целью уменьшения вибрации бурильной колонны и снижения мощности на ее вращение;

10 - растворы на нефтяной основе (РНО) применяются при вскрытии нефтеносных и газоносных пластов с целью сохранения их естественной проницаемости. Эти растворы по своему составу более сложные, чем растворы на водной основе;

11 - Полимерные промывочные жидкости (ППЖ) представляют собой растворы водорастворимых полимеров: гипана, К-4, К-9, поликриламида (ПАА), карбоксиметилцеллюлозы и др. Эти жидкости уменьшают гидравлические сопротивления при малых зазорах между бурильными трубами и стенками скважины, что особенно важно при бурении комплексами ССК и КССК. Они позволяют применять форсированные режимы при алмазном бурении и способствуют сохранению устойчивости стенок скважин в осложненных горно- геологических условиях.

Термостойкие полимерные промывочные растворы применяются при высоких температурах в скважинах, которые увеличиваются с ростом их глубин. К реагентам, повышающим термостойкость бурового раствора относятся гипан-1, гипан-07, метас и др., выдерживающие температуру до 200 ^{o}C.

5.3. *Свойства глинистых буровых растворов*

Глинистый буровой раствор - это техническая вода плюс глинистые частицы, находящиеся в ней во взвешенном состоянии.

По размерам диспергированных (раздробленных) частиц различают два вида жидких дисперсных систем.

Коллоидные растворы или золи представляют собой растворы, в которых частицы вещества (в нашем случае глинистых частиц) имеют малую крупность частиц от 0,1 до 0,01мкм*. Эти частицы в жидкой среде практически не оседают.

---

* 1 мкм равен 10^{-6}м = 0,002 мм

Суспензия или взвесь – дисперсная система, состоящая из двух фаз (жидкой и твердой), в которой мелкие твердые частицы размером от 0,1 до 10 мкм и более взвешены в жидкой среде. Через какой-то промежуток времени эти частицы осаждаются на дно, например, скважины.

Таким образом, *глинистый буровой раствор* – есть дисперсная система, состоящая из воды и взвешенной в ней частичек глины размером от коллоидных до частиц суспензий в зависимости от сорта глины и от способа приготовления этого раствора. Чем больше в растворе коллоидных частиц, тем более высокое его качество. Отталкивание коллоидных частиц, заряженных одноименным (отрицательным) зарядом, способствует нахождению частиц во взвешенном состоянии.

Стабильностью называется свойство коллоидных частиц находиться в коллоидном растворе во взвешенном состоянии.

Гидрофильные коллоиды смачиваются водой, которая удерживается на поверхности коллоидных частиц так, что каждая из них окружена пленкой воды.

Гидрофобные коллоиды не смачиваются водой. Они отталкивают воду, поэтому вокруг частиц отсутствуют водные пленки.

Отсюда следует, что глинистые растворы являются *гидрофильными коллоидными растворами,* в которых частицы глины смачиваются водой, т.е. отталкиваются друг от друга.

Структурообразованием называется способность глинистых растворов, находящихся в покое, образовывать внутри себя структуру. Раствор в этом случае очень походит на студень или гель.

Тиксотропией называется свойство глинистого раствора загустевать при стоянии разжижаться при встряхивании или перемешивании.

Удерживающей способностью глинистого раствора называется способность раствора удерживать частицы породы при структурообразовании во время прекращения циркуляции.

Коагуляцией (свертыванием) коллоидов называется процесс слипания коллоидных частиц и выпадание их в осадок. Процесс коагуляции особенно усиливается, если в раствор добавляется некоторое количество поваренной соли NaCl.

Пептизацией называется процесс превращения скоагулированного коллоида снова в коллоидный раствор.

5.4. *Технологические параметры промывочных жидкостей и их контроль в процессе бурения*

Бурение скважин ведется в разных геолого-технических условиях, и для успешной их проходки используются разнообразные по составу и качеству промывочной жидкости. Для контроля качества промывочных жидкостей применяется ряд технологических параметров.

Плотность - это масса единицы объема. Она выражается в г/см^3 или в кг/м^3. Плотность зависит от содержания и состава твердой фазы. Повышение плотности отрицательно влияет на механическую скорость бурения, но в то же время оно способствует созданию давления на стенки скважины, предотвращая их обрушение и притока в скважину воды или нефти. С понижением плотности уменьшаются поглощения промывочных жидкостей. Поэтому для предотвращения их в промывочную жидкость вводят воздух и получают аэрированный раствор.

Плотность измеряют с помощью прибора АБР-1 (рис. 5.2). В состав прибора входит металлический футляр в виде ведерка *9 с* крышкой, служащей пробоотборником для раствора. Прибор состоит из мерного стакана 5, донника 6, поплавка 7, стержня *3* и съемного калибровочного груза 1. На стержне *8* поплавка 7 имеются две шкалы: одна с делениями от 0,9 до 1,7 г/см^3 и другая – от 1,6 до 2,4 г/см^3. При измерении мерный стакан 5 до

верха заполняется испытуемым раствором, избыток которого стекает через боковые отверстия в верхней части мерного стакана, присоединяются поплавок и ареометр в вертикальном положении опускается в футляр-ведро 9 с чистой пресной водой. Кроме того, прибор включает в себя заглушку 2, компенсационный груз 3, балласт 4 и пробку 11. Отсчет плотности берут на уровне воды в сосуде обычно по шкале 10 с меньшими значениями плотности. Если раствор утяжеленный и ареометр полностью тонет в воде, груз *1* снимают, опускают ареометр в воду без груза и отсчет берут по шкале с большими значениями плотности.

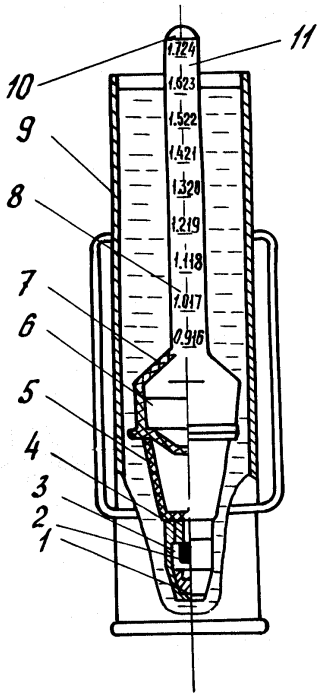


Рис. 5.2. Ареометр АБР-1

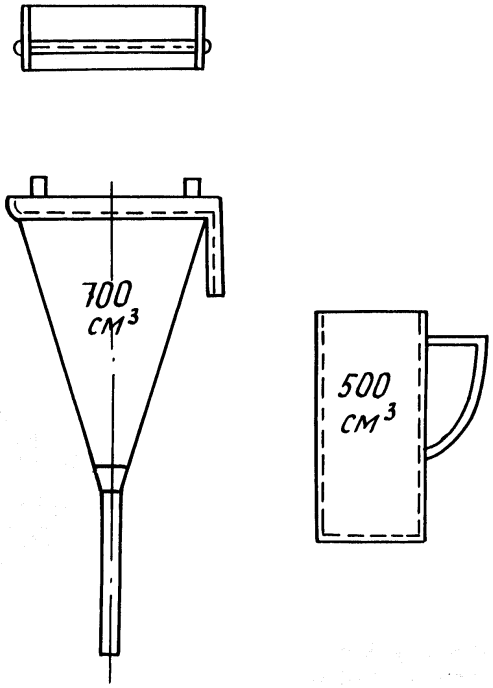


Рис. 5.3. Вискозиметр ВБР-1

Перед употреблением ареометра проверяется точность его показаний путем определения плотности пресной воды. Исправный ареометр должен показывать плотность, равную 1,0 г/см^3. Допускается погрешность измерения ±0,01 г/см^3.

Плотность глинистых растворов в нормальных условиях составляет ρ = 1,05÷1,3 г/см^3.

Условная вязкость измеряется временем истечения 500 см^3 раствора через трубку вискозиметра, воронка которого заполнена 700 см раствора. Вискозиметр ВБР-1 (рис. 7.3) состоит из воронки 1, сетки 2 и мерной кружки *3*. Для измерения условной вязкости, закрывают нижнее отверстие трубки пальцем, через сетку заливают раствор до края воронки. Подставляют мерную кружку объемом 500 см^3, включают секундомер и одновременно открывают нижнее отверстие. Когда кружка заполнится раствором, секундомер выключают и фиксируют время истечения в секундах.

Для нормальных растворов условная вязкость составляет обычно Т = 20 ÷ 25 с. Величину условной вязкости нельзя использовать для гидравлических расчетов.

Правильность показаний вискозиметра проверяется на чистой, пресной воде при комнатной температуре. При исправном вискозиметре условная вязкость воды *Т* = 15 с.

Повышенная вязкость раствора способствует увеличению выхода керна, выносу частиц шлама и устойчивости стенок скважин в рыхлых породах. В то же время при повышенной вязкости раствора снижается механическая скорость бурения, увеличиваются гидравлические сопротивления, ухудшается очистка раствора от шлама.

Статическое напряжение сдвига характеризует прочность структуры глинистого раствора, образующейся за определенное время его пребывания в покое. Количественной мерой прочности структуры является то минимальное усилие, которое придает раствору текучесть - оно называется статическим (начальным) напряжением сдвига. Обозначается буквой θ, измеряется в паскалях. Для измерения этого параметра используется прибор СНС-2 (рис. 5.4), он состоит из цилиндра 6, подвешенного на упругой нити 2 на конусе 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, разделенный на 360°. На уровне лимба на кронштейне находится указатель 5. Для установки станины 11 прибора в горизонтальное положение имеются опорные 10 и установочные 9 винты.

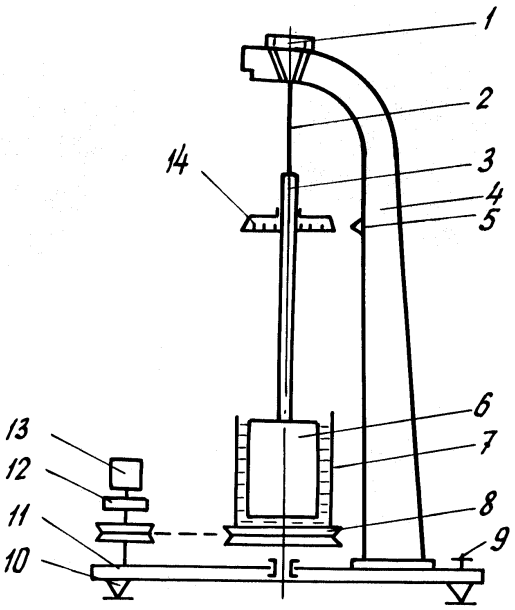


Рис. 5.4. Прибор СНС-2

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 совмещается нуль лимба *14* с указателем, после чего конус фиксируется легким нажатием сверху.

В зазор между цилиндром и стаканом заливается исследуемая 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 нуль 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 соответствующие значения статического напряжения сдвига обозначают θ_1 и θ_{10}.

По истечении 1 мин включают электромотор, который приводит во вращение столик прибора и стакан 7 с частотой 0,2 об/мин.

Вращение стакана, через структуру раствора передается внутреннему цилиндру *6,* который закручивает упругую нить 2. Частота вращения цилиндра вследствие практической деформации раствора постепенно снижается. В момент, когда сопротивление нити закручиванию станет равным сопротивлению трения между раствором и поверхностью цилиндра, структура разрушается, и цилиндр делает обратный поворот. Угол закручивания нити φ определяют по лимбу прибора с помощью указателя, закрепленного на штативе. Затем раствор в стакане вновь перемешивают и производят аналогичное измерение через 10 мин выдержки раствора в покое и определяют угол φ.

Статическое напряжение сдвига (Па) вычисляется по формулам

$$\theta_1 = K_{пр}\varphi_1, \quad (7.1)$$

$$\theta_{10} = K_{пр}\varphi_2, \quad (7.2)$$

где $K_{пр}$ - коэффициент прибора при соответствующей упругости нити (дается в паспорте прибора).

Отношение θ_1/θ_{10} - показатель тиксотропии раствора.

Статическое напряжение нормальных глинистых растворов колеблется в пределах $\theta_1 = 1{,}5 \div 4$ Па.

При низких значениях θ буровой шлам быстро выпадает в осадок и может вызвать прихват бурового инструмента. При повышенных значениях статического напряжения сдвига и показателя тиксотропии лучше кольматируются поры и мелкие трещины, ликви-

дируется поглощение промывочной жидкости. Но в то же время буровой раствор плохо очищается от шлама на поверхности, возрастают пусковые давления на насосе.

Водоотдача и толщина филътрационной корки - наиболее важные характеристики промывочных жидкостей. Водоотдача - это способность раствора отдавать воду при избыточном давлении через пористую перегородку. В процессе фильтрации воды на пористой перегородке или на стенках скважины формируется фильтрационная корка. Чем меньше воды отфильтровывается в стенки скважины под действием гидростатического давления столба промывочной жидкости, тем лучше сохраняется устойчивость стенок скважин. Минимальная водоотдача особенно важна при бурении рыхлых, малосвязных осадочных пород для сохранения их устойчивости.

Водоотдачу измеряют в кубических сантиметрах за 30 мин ($см^3$/30 мин) при перепаде давления на стандартном фильтре, равном 0,1 МПа, и обозначают буквой *В.* Толщина фильтрационной корки измеряется металлической линейкой (в мм) и обозначается буквой К.

Прибор ВМ-6 (рис. 5.5) 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* ввинченной в него втулкой, плунжера 11 и груза-шкалы 10, укрепленного на плунжере. Шкала нанесена на прозрачной пластмассовой пленке и прикреплена к грузу винтами. Сквозь шкалу видна отсчетная риска на верхнем конце втулки цилиндра.

В нижней части цилиндра имеется отверстие *8,* которое служит для спуска масла из цилиндра при установке шкалы на "0" (совмещение нулевой шкалы с отсчетной риской втулки цилиндра). Отверстие перекрывается иглой 7. Цилиндр соединяется с фильтрационным стаканом посредством резьбы. В месте соединения ставится уплотнительная прокладка из маслостойкой резины.

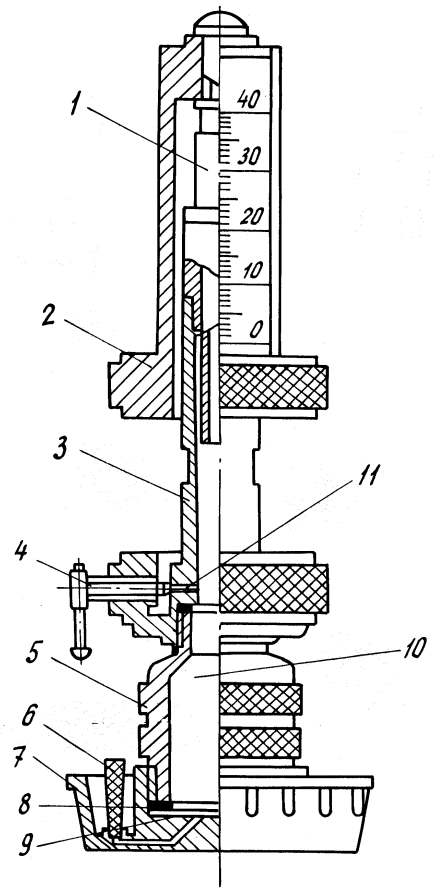


Рис. 5.5. Прибор ВМ-6

Основание 3 представляет собой пластмассовую чашу с резьбой для соединения с фильтрационным стаканом 5, отверстием под пробку 4 и каналами для сбора фильтрата.

На поверхность основания укладывается фильтрационная бумага 1, на которой размещается резиновая прокладка 2, герметизирующая соединение основания и фильтрационного стакана.

Для измерения водоотдачи в фильтрационный стакан, соединенный с основанием и размещенным в нем фильтром, заливается 120 $см^3$ промывочной жидкости. На стакан навинчивается напорный цилиндр и заливается масло. Затем в цилиндр вставляется плунжер с грузом-шкалой. Ноль шкалы совмещается с риской на напорном цилиндре, в результате дренажа масла через отверстие при слегка отвернутой игле. Включается секундомер и в основании убирается пробка 4 для прохода воды. Время измерения составляет 30 мин. В процессе измерения груз-шкала через плунжер и масло создает избыточное давление, равное 0,1 МПа, на буровой раствор в фильтрационном стакане. Под действием избыточного давления вода отфильтровывается из раствора через фильтровальную бумагу, на которой образуется фильтрационная корка. Шкала прибора позволяет определять водоотдачу до 40 $см^3$.

Для ускорения определения водоотдачи, а также в случае, если ее величина окажется более 40 см^3, используют бланк с двойной логарифмической сеткой (см. рис. 5.5). Зависимость водоотдачи от времени выражается прямой линией. Поэтому, измерив водоотдачу за два промежутка времени (например, 2 и 10 мин), можно методом графической экстраполяции получить 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 10-25 см^3 за 30 мин (по прибору ВМ-6).

Содержание песка в растворе определяется с помощью металлического отстойника ОМ-2 (рис. 5.6), 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. Пробирка крепится в прорези цилиндра *2* с помощью винта 7, перекладины *6* и прокладок 3 и 5. Сверху отстойник закрывается крышкой 1 -колпаком объемом 50 см^3.

Для определения содержания песка в отстойник сначала заливают 200-300 см^3 воды, затем с помощью крышки-колпака заливают 50 см^3 испытуемого раствора. Затем доливают воду до тех пор, пока она не начнет изливаться через отверстие. Надев крышку и закрыв отверстие пальцем, отстойник несколько раз переворачивают и встряхивают, после чего устанавливают в вертикальное положение и оставляют в покое 1-2 мин. За это время из раствора оседают частицы размером более 0,02 мм.

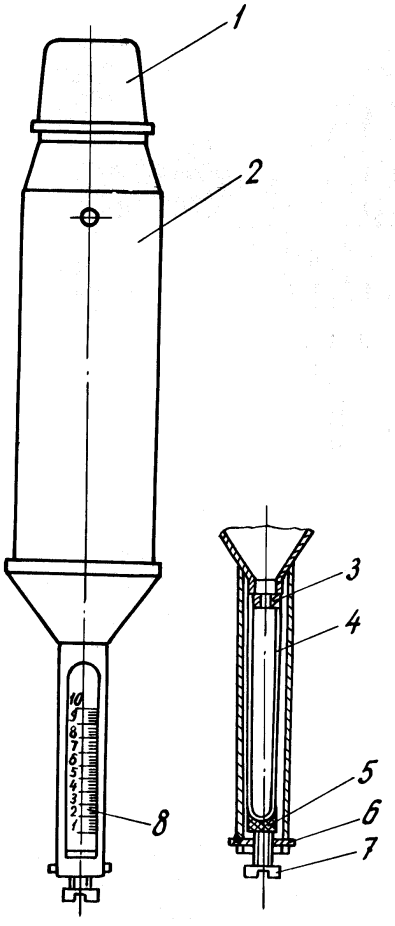


Рис. 5.6. Отстойник ОМ-2

По делениям на шкале пробирки определяют объем осевших частиц (в см^3), этот результат умножают на два и получают содержание песка (в %).

Стабильность раствора определяется с помощью цилиндра ЦС-2 (рис. 5.7) и ареометра АБР-1. Стабильность характеризуется разностью плотностей раствора в нижней и верхней частях цилиндра, отстоенного в течение 1 сут. в приборе ЦС-2.

Все перечисленные выше приборы, кроме прибора СНС-2, поставляются в комплекте полевой лаборатории ЛГР-3.

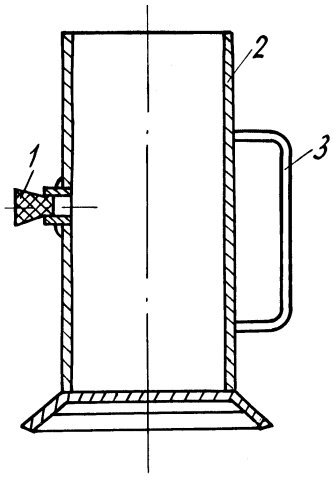


Рис. 5.7. Цилиндр стабильности ЦС-2

1 – резиновая пробка; 2 – корпус цилиндра; 3 - ручка

Пластическая вязкость и *динамическое напряжение сдвига* определяются при использовании прибора ротационного вискозимет-

ра БСН-3 (вискозиметр сдвиговых напряжений), который (рис. 5.8) состоит из следующих частей: корпуса 15; измерительного механизма, который включает наружный цилиндр (ротор) 11, внутренний цилиндр (измерительный) 12, измерительную шкалу 7, шкалу крутильной головки 8, крутильную головку 10, динамометр 9; двухскоростного редуктора 1, синхронных двигателей (СД-54 и СД-2) 2 и 4; переключателя редуктора 3; шестеренки обгонной муфты 5; трансмиссионного вала б; подвижного кронштейна 14, на который ставится стакан 13 с буровым раствором.

Принцип работы ротационного визкозиметра ВСН-3 аналогичен принципу работы СНС-2.

Измерения проводят в следующем порядке. Перед измерением чистый сухой стакан заполнить буровым раствором и поставить на кронштейн, включить тумблер "сеть", перемещать исследуемый раствор при 600 об/мин в течение 60 с (1 мин). Выключить тумблер "сеть", установить ручку переключателя частоты вращения в положение "0,2". Раствор оставить в покое на необходимое время (1 мин, 10 мин и т.д.), включить тумблер "сеть", отсчитать по шкале показания угла поворота измерительного элемента φ в момент максимальных значений, предшествующих разрушению структуры.

Пластическая вязкость (Па-с) вычисляется по формуле

$$\mu_п = K_1 (\varphi_{600}-\varphi_{300}), \qquad (5.3)$$

где K_1 - константа прибора, $K_1 = 10^{-3}$.

Динамическое напряжение сдвига (Па) вычисляется по формуле

$$\tau_0 = K_2(\varphi_{300} - K_3\, \mu_п), \qquad (5.4)$$

где K_2 и K_3 - константы прибора, $K_2 = 0{,}3$; $K_3 = 10^3$ (для пружины № 2).

Необходимо определить величину *водородного показателя pH*. Для этого надо знать, что вода, особенно дистиллированная, имеет возможность разделяться на ионы водорода (H^+) и ионы гидроксила (OH^-). Ионы – электрически заряженные атомы.

В связи с этим *водородным показателем pH* называется величина, характеризующая концентрацию ионов водорода в водном растворе. В нейтральном растворе pH=7, в кислом <7, в щелочном >7. Предельное значение для сильной щелочи pH=14.

Таким образом, водородный показатель pH характеризует степень щелочности или кислотности бурового раствора. Показатель pH определяют по изменению цвета индикаторной бумаги, которую обмакивают в фильтрат при измерении водоотдачи прибором ВМ-6 и затем сравнивают с эталонной цветной шкалой.

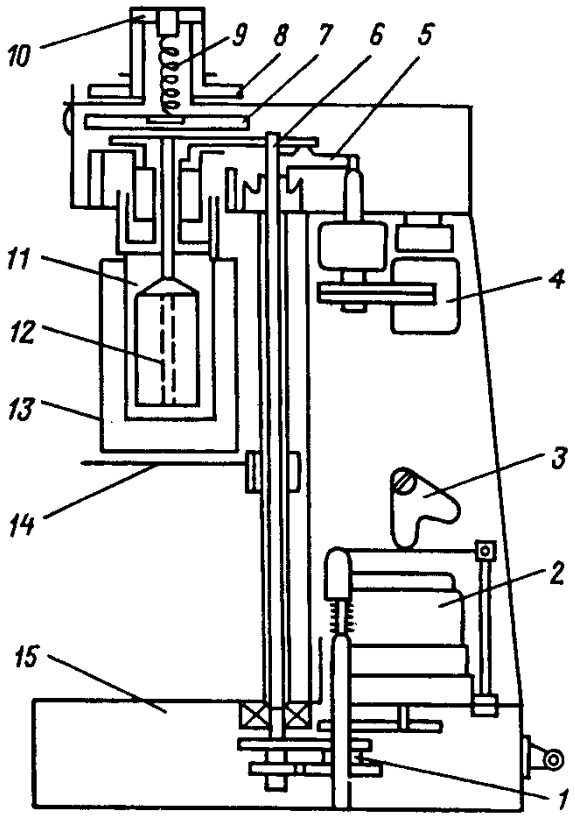


Рис. 5.8. Вискозиметр ВСН-3

5.5. *Материалы и реагенты для приготовления промывочных растворов*

Основным компонентом для приготовления промывочных жидкостей является глина. Отличительная способность глины состоит в том, что адсорбируя воду, она превращается в вязкий пластичный материал, который легко распускается в воде и образует стабильные суспензии. Глины - осадочные горные породы, представляющие собой смесь различных глинистых минералов с примесью окислов металлов, зерен кварца, полевых шпатов и др. По химическому составу глины относятся к водным алюмосиликатам. Наиболее распространенные глинообразующие материалы: монтмориллонит (из этой группы наиболее ценные - бентонитовые глины, получившие название от форта Бентон в штате Вайоминг в США - белого, светло-серого цвета), гидрослюда, каолинит и палыгорскит (на Украине).

Размер глинистых частиц обычно менее 0,1 мкм. Средний размер частиц бентонита составляет 0,02-1 мкм, а каолинита 0,1-1 мкм.

Благодаря изоморфной форме частиц и небольшим их размерам глины имеют большую удельную поверхность, что повышает их адсорбционные свойства.

Природные глины обычно состоят из различных глинистых материалов, таких как монтмориллонит, иллит и каолинит, из которых наибольшей активностью обладает монтмориллонит. В глинах могут присутствовать и другие минералы (кварц, полевой шпат, кальцит и др). Глины, используемые для приготовления промывочных жидкостей, могут быть в виде комков и порошков. Выпускаемые промышленностью глинопорошки характеризуются раличным выходом глинистого раствора (табл. 5.1), который определяется объемом раствора, приготовленного из 1 т глины при эффективной вязкости 18-20 МПа-с.

Таблица 5.1. **Физико-химические характеристики глинистых минералов**

Глины	Плотность г/см^3	Обменная емкость, мг-экв/100 г	Удельная поверхность, м$^{2/}$г	Выход раствора, м^3/т
Бентонитовые	2,5-2,73	60-150	800	10-18
Иллитовые (гидрослюдистые)	2,48-2,7	10-40	80	2-4
Каолиновые	2,47-2,68	3-15	10	1,5-2
Палыгорскитовые	2,5-2,7	20-30	800	4-6

В качестве дисперсионной среды для приготовления очистных агентов используется вода, нефть и сжатый воздух. Следует иметь в виду, что жесткость воды ухудшает свойства глинистых растворов.

Для придания раствору определенных технологических свойств, отвечающих требованиям конкретных геологических условий, промывочные жидкости обрабатывают различными химическими реагентами.

Химические реагенты могут вызвать пептизацию или расщепление глинистых частиц и повысить коллоидальность глинистого раствора. Они влияют на их стабильность, процесс структурообразования, повышают устойчивость растворов к действию минеральных солей и регулируют процесс коагуляции.

Регулирование свойств глинистых растворов основано на двух главных принципах:

- изменение физико-химического состояния дисперсной системы, свойств поверхности раздела твердой и жидкой фазы;
- изменение состава и концентрации твердой фазы.

Изменение состояния дисперсной системы достигается вводом в глинистый раствор соответствующих химических реагентов, а регулирование состава и концентрации дисперсной фазы - разбавлением водой, механическим удалением части твердой фазы, вводом специальных добавок без изменения физико-химического состояния дисперсной системы.

Для регулирования состояния и свойств глинистых растворов применяют химические реагенты двух групп по химической природе: неорганические реагенты - электролиты и органические реагенты - защитные коллоиды.

Электролиты - водные растворы щелочей, кислот и солей, проводящих электрический ток. Действие электролитов основано на изменении свойств связанной и свободной воды в глинистом растворе, что приводит к изменению структурных свойств растворов.

1. *Кальцинированная сода* - мелкий белый порошок (карбонат натрия Na_2CO_3) увеличивает стабильность и вязкость раствора, уменьшает водоотдачу, а также толщину глинистой корки.

2. *Каустическая сода* (едкий натр NaOH). Это твердое вещество белого цвета, легко растворимое в воде. Нейтрализует сероводород, обеспечивает растворение органических реагентов, повышает щелочность раствора, а в остальном по действию аналогичен кальцинированной соде. Применяется реже, чем кальцинированная сода, так как опасен (ядовит) в употреблении.

3. *Гидроксид кальция* (гашенная известь $Ca(OH)_2$) широко применяется при регулировании свойств глинистых растворов.

4. *Жидкое стекло* - густая прозрачная жидкость, являющаяся водным раствором растворимого стекла (силиката натрия Na_2SiO_3 или силиката калия K_2SiO_3). В бурении применяется только силикат натрия. Прибавляется к раствору в количестве 2-5 весовых процентов от объема раствора для повышения вязкости и статического напряжения сдвига при борьбе с поглощениями.

Защитные коллоиды - это органические реагенты.

Действие *органических реагентов* - защитных коллоидов на глинистые суспензии связано с тем, что при вводе их в глинистый раствор молекулы этих реагентов адсорбируются на поверхности глинистых частиц, предотвращая их от взаимного слипания. Это приводит к повышению агрегативной устойчивости глинистой суспензии и подавлению способности глинистого раствора к структурообразованию.

Органические реагенты имеют относительно небольшую молекулярную массу, разжижают глинистые суспензии за счет значительного снижения интенсивности структурообразования.

Наиболее давними используемыми органическими реагентами являются химические реагенты на основе гуминовых кислот, сведения о которых приведены в табл. 5.2.

Высокомолекулярные органические реагенты загущают эти суспензии, чему способствует участие молекул реагента в образовании структуры при высокой концентрации указанных реагентов в растворе.

Основная особенность органических реагентов - это их способность повышать агрегативную устойчивость глинистых суспензий за счет образования на глинистых частицах защитных оболочек.

Ниже приводится характеристика наиболее часто применяемых в практике буровых работ природных или синтетических органических соединений.

1. *Углещелочной реагент* (УЩР) применяется для повышения стабильности, снижения водоотдачи и вязкости раствора при температуре до 140^o, что важно для бурения глубоких скважин. Изготавливают его из бурого угля и каустической соды. Недостаток его в том, что при встрече с минерализованными водами или растворимыми солями возможна коагуляция раствора и увеличивается вероятность образования глинистых сальников.

2. *Торфощелочной реагент* (ТЩР), у которого активным веществом являются натриевые соли гуминовых кислот. Применяется для борьбы с поглощениями, так как имеет достаточно высокую вязкость и малую плотность;

3. *Карбоксиметилцеллюлоза* (КМЦ) - натриевая соль целлюлозно-гликолевой кислоты. Является высокомолекулярным полимерным соединением, хорошо растворимым в воде. При добавлении к раствору 0,5-4,0 весовых процентов от его объема снижается водоотдача, статическое напряжение сдвига и повышается термостойкость раствора (до 180^{o} при использовании КМЦ-600). Наиболее эффективен в щелочной среде при pH = 8-10.

4. Концентраты сульфитно--спиртовой барды (КССБ) представляют собой кальциевые соли ионосульфиновых кислот. КССБ может быть в жидком исполнении (КБЖ), в твердом (КБТ) и порошкообразном (КБП). Они характеризуется высокой термостойкостью (до 200^{o}), снижают вязкость, водоотдачу раствора, а также уменьшает толщину глинистой корки на стенках скважины.

5. *Гипан* - вязкая жидкость желтого цвета, термостойкая (до 120^{o}) и является хорошим защитником раствора от коагуляции глинистых частиц при бурении в солях и при пересечении пород, насыщенных соленой водой. В раствор гипан добавляется в количестве до 4 весовых процентов от его объема. При вскрытии водоносных горизонтов на водогипановом растворе водопритоки увеличиваются в 2-2,5 раза.

6. *Нефть* - добавляется к глинистому раствору до 10-12 % от его объема для повышения стабильности, снижения водоотдачи и липкости глинистой корки.

Основные реагенты для приготовления буровых растворов приведены в табл. 5.2.

Таблица 5.2. **Краткие сведения об основных химических реагентах, применяемых для обработки буровых растворов**

Наименование реагента или условное (сокращенное) обозначение	Основное назначение реагента	Рекомендуемая рабочая концентрация активного вещества в промывочной жидкости, кг/м^3	Особенности воздействия на необработанные глинистые растворы	
			«пресные» (концентрация солей одновалентных металлов менее 5%)	«соленые» (концентрация солей одновалентных металлов свыше 5%)
1	2	3	4	5
Электролиты				
Каустическая сода	В качестве добавки для повышения pH	-	-	-
Кальцинированная сода	Облагораживание кальциевых глин, повышение степени диспергирования глин в воде, предохранение глинистого раствора от порчи в случае поступления в раствор значительных количеств ионов кальция	До 20	При малых концентрациях – снижение вязкости и водоотдачи, при повышении концентрации-загустевание раствора и коагуляции	В растворах, содержащих ионы двухвалентных металлов (Ca, Mg и др.), снижение их концентрации путем перевода в нерастворимый или слаборастворимый осадок

Продолжение табл. 5.2

1	2	3	4	5
Известь	Повышение вязкости и СНС глинистых растворов, повышение pH высококальциевых и гипсовых растворов, а также как исходный материал для приготовления известково-глинистых растворов	3-5	Повышение вязкости, статического напряжения сдвига, а также водоотдачи	Стабилизация структурно-механических свойств в состоянии регулируемой коагуляции в известковых растворов
Жидкое стекло	Снижение концентрации катионов двухвалентных металлов (Са и др.), а также как исходный материал для приготовления малосиликатных растворов	20-50	Повышение вязкости, статического напряжения сдвига и водоотдачи	Снижение концентрации ионов двухвалентных металлов в растворе
Поваренная соль	Как исходный материал для приготовления соленасыщенных растворов и как добавка для понижения температуры замерзания растворов на водной основе	До полного насыщения (около 320)	Повышение вязкости, статического напряжения и водоотдачи	Существенного влияния не оказывает
Защитные коллоиды –понизители водоотдачи				
Углещелочной реагент	Понижение водоотдачи и статического напряжения сдвига	В смеси: едкого натра 10-30, бурого угля 100-150	Снижение водоотдачи и статического напряжения сдвига, влияние на вязкость различно в зависимости от концентрации реагента, состава раствора и шлама выбуриваемых пород	Применение не рекомендуется
Торфощелочной реагент	Понижение водоотдачи	В смеси: едкого натра до 30, торфа до 100	Действие аналогично УЩР	
Крахмал, модифицированный крахмал	Понижение водоотдачи	До 30	Не применяется	Существенное уменьшение водоотдачи, увеличение вязкости и статического напряжения сдвига

Продолжение табл. 5.2

1	2	3	4	5
Карбоксиметилцеллюлоза (КМЦ)	Понижение водоотдачи	КМЦ-250 – до 20-30, КМЦ-600 – до 7-15	Значительное снижение водоотдачи и статического напряжения сдвига, повышение вязкости	Снижение водоотдачи, статического напряжения сдвига и вязкости
Гидролизованный полиакрилонитрил натрия (гипан)	Понижение водоотдачи в растворах, предназначенных для буре-	При нормальной температуре 5-8, при температуре свыше 120° 8-20	Значительное понижение водоотдачи и повышение вязкости,	Значительное снижение водоотдачи и повышение
	ния при высоких температурах (термостоек до 200°)		усиливающиеся с увеличением содержания глины	вязкости, эффективность действия падает с ростом концентрации солей одновалентных металлов
Метас	По назначению и действию аналогичен гипану			
Защитные коллоиды – понизители вязкости				
Сульфит-спиртовая барда (ССБ)	Разжижение растворов, незначительное снижение водоотдачи слабоминерализованных жидкостей, стабилизация известковых растворов (глинистых)	До 30-60 До 3-6 %	Отсутствие существенного эффекта	Существенное снижение вязкости и незначительное водоотдачи
Концентрированная сульфит-спиртовая барда (КССБ)	Назначение то же, что и ССБ	Для снижения вязкости – 1,5, для снижения водоотдачи до 30	Эффективное снижение вязкости и в некоторой степени водоотдачи (КССБ-1 и КССБ-2 эффективны при низких температурах, а КССБ-2 и при высоких)	Снижение вязкости и водоотдачи (наиболее эффективен КССБ-2)
Нитролигнин	Эффективное разжижение пресных и маломинерализованных глинистых растворов	Для снижения вязкости 2-5, для снижения водоотдачи до 20	В малых концентрациях - снижение вязкости, в повышенных - водоотдачи	В небольших концентрациях (1%) – снижение вязкости глинистых растворов, содержащих соли одновалентных металлов

Продолжение табл. 5.2

1	2	3	4	5
Сульфированный нитролигнин (сунил)	По назначению и действию аналогичен нитролигнину, но сохраняет эффективность и в присутствии солей двухвалентных металлов			
Феррохромлигносульфонат	Снижение вязкости растворов (сохраняет действие при высоких температурах)	10-20	Эффективное снижение вязкости	Эффективное снижение вязкости
Окисленный замещенный лигносульфонат (окаил)	Понижение вязкости, в значительных концентрациях (2-5%) – снижение водоотдачи гидрогеля магния	До 10-20	Снижение вязкости	Снижение вязкости, при повышенных концентрациях – воздействие на водоотдачу гидрогеля магния.

5.6. *Естественные буровые растворы*

Естественные буровые растворы или растворы на основе выбуренной породы применяются в том случае, если геологический разрез включает горные породы, способные при бурении после их разрушения на забое создавать большое количество мелких фракций, образующих с водой дисперсную систему. К таким породам относятся глины, мергель, аргиллиты, карбонатные породы, которые с водой образуют естественные водные суспензии. Эти растворы смогут затем обрабатывать соответствующими реагентами для получения стабильного раствора. Замечено, что механическая скорость при применении стабилизированных суспензий на основе выбуренной породы по сравнению с глинистыми растворами увеличивается примерно в 1,5 раза.

Естественные глинистые, мергелистые, аргиллитовые и карбонатные водные суспензии лучше всего производить стабилизацию с помощью ПАВов.

5.7. *Эмульсионные растворы и смазки*

Эмульсионные растворы и смазка бурильных колонн применяются при высокооборотном бурении. При высоких оборотах бурильной колонны возникает сильная вибрация, приводящая к увеличению энергозатрат, расхода алмазов, снижению выхода керна и углубки за рейс.

Для снижения вибраций инструмента применяют антивибрационную смазку, КАВС, а также эмульсионные растворы на основе кожевенной эмульгирующей пасты, лесо- и нефтехимических эмульсолов ЭЛ-4, ЭН-4 и СТП-10, нигрола и ПАВ и других.

Смазка КАВС – черное мазеобразное вещество без запаха, вязкостью 440с по ВБР-1 (или СПВ-5) состоит в основном из канифоля, нигрола и битума. Смазка КАВС способствует повышению стойкости алмазных коронок (долот), увеличению скорости бурения, уменьшению износа бурильных труб.

Эмульсии из кожевенной эмульгирующей пасты - это минеральное масло, загущенное натровыми мылами синтетических жирных кислот. Эта паста вводится в воду в соотношении от 1:200 до1:50, т.е. в концентрации от 0,5 до 2,0 весовых процентов.

Эмульсия на основе омыленной смеси гудрона (ОСГ). Оптимальная концентрация омыленной смеси гудронов в промывочной жидкости находится в пределах 1,5-2,5%.

Мылонафтовые эмульсии – маслянистое вещество, представляющее собой смесь натровых мыл нафтеновых кислот плотностью близкой к единице. Применяется как наилучшая смазка при сверхвысоких давлениях.

В бурении используются также *эмульсии на основе нигрола и ПАВ*, когда оно ведется в породах, породы насыщенных минерализованными водами. Растворы на этой основе обладают хорошей стабильностью и сохраняют свое качество при использовании жесткой воды.

Использование всех видов эмульсий способствует увеличению скорости бурения, углубки за рейс, износостойкости алмазного породоразрушающего инструмента и выходу керна.

5.8. *Приготовление и очистка глинистого раствора*

Вода для изготовления бурового раствора всегда содержит какое-то количество растворенной соли. Поэтому в зависимости от концентрации солей она обладает различной жесткостью, которая выражается числом миллиграмм-эквивалентов (мг.экв) кальция и магния, содержащихся в одном литре. Жесткость воды не должна превышать 12°, так как раствор начнет коагулировать. Некарбонатная жесткость воды устраняется с помощью кальцинированной соды. Карбонатная жесткость устраняется с помощью гашенной извести. С целью повышения коллоидальности раствора глину (комковую, порошковую) рекомендуется предварительно замачивать водой (глина 100 массовых единиц, вода 50 массовых единиц) и выдерживать до одних суток. Затем предварительно замоченную глину помещают в глиномешалку, в которой приготовляют глинистый раствор требуемых кондиций.

Применяются глиномешалки двух видов: с горизонтальным валом и с вертикальным. Принципиальные схемы этих глиномешалок приведены на рис. 5.9. С их помощью раствор готовится на буровых. В случае большой потребности в промывочном растворе, его готовят на специальных глиноузлах.

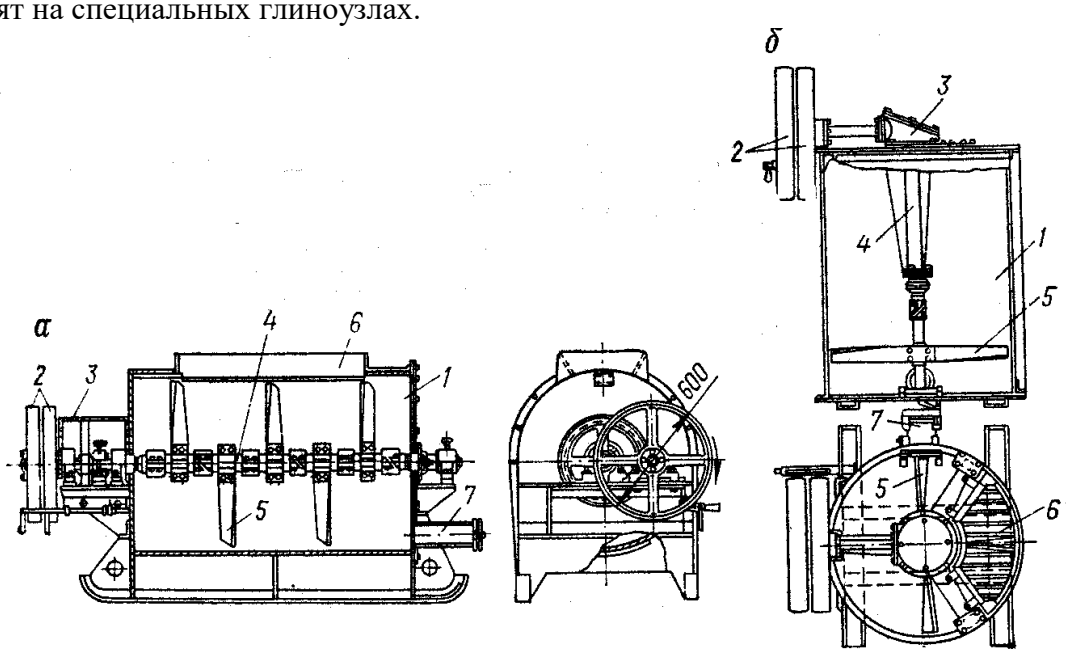


Рис. 5.9. Глиномешалки
а – горизонтальная одновальная; б – вертикальная ОГХ-7А;
1 – цилиндрический корпус; 2 – шкивы, рабочий и холостой;
3 – редуктор; 4 – вал; 5 – лопасти; 6 – люк загрузочный;
7 - сливной патрубок с кранами

В процессе бурения осуществляется многократная циркуляция промывочной жидкости, в результате чего частицы выбуренной породы выносятся на поверхность (рис. 5.10). Крупные частицы обычно оседают в желобах и отстойниках, а мелкие вновь попадают с промывочной жидкостью в скважину. Накопление шлама в растворе существенно ухудшает качество промывочной жидкости. Особенно интенсивно этот процесс протекает в структурированных растворах, например в глинистых. Зашламование раствора приводит к быстрому износу гидравлического блока насоса, ухудшает работу породоразрушающего инструмента и снижает механическую скорость бурения.

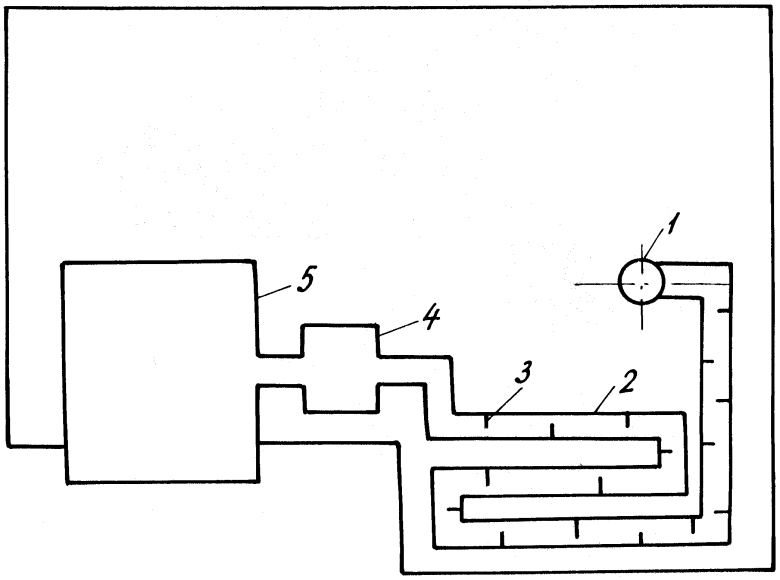


Рис. 5.10. Общая схема циркуляционной системы
1 – устье скважины; 2 – желоб; 3 – перегородка; 4 – отстойник; 5 – приемная емкость

Поэтому промывочную жидкость стараются очищать от бурового шлама, применяя различные способы.

В разведочном бурении в настоящее время применяются следующие метод очистки:

1) естественные - в желобной системе и отстойниках;

2) принудительные с помощью вибрационных сит, гидроциклонов, илоотделителей;

3) в ряде случаев применяют физико-химические методы с помощью реагентов-флокулянтов.

Желоба (рис. 5.11, а) часто прокладываются непосредственно в грунте или изготовляются из досок или листового железа. Сечение желобов 200х300 мм, длина колеблется от 15 до 20 м. Оседание частиц шлама в желобах происходит под действием силы тяжести. Этот процесс протекает тем интенсивнее, чем быстрее разрушается структура раствора. На разрушение структуры раствора оказывает влияние скорость течения раствора в желобах и возможные завихрения потока за счет установки различных перегородок по его длине.

Для нормальных глинистых растворов скорость течения должна быть в пределах 0,15-0,18 м/с, которая достигается путем установки желобов с уклоном 1/100-1/125. Для лучшей очистки раствора от шлама по длине желоба устанавливают перегородки через 1-2 м.

Естественный способ очистки недостаточно эффективен для вязких глинистых растворов, при котором из них уходит только до 20 % шлама. Очистка желобов от шлама производится вручную. При этом теряется до 10-15 % раствора и загрязняется территория около буровой вышки.

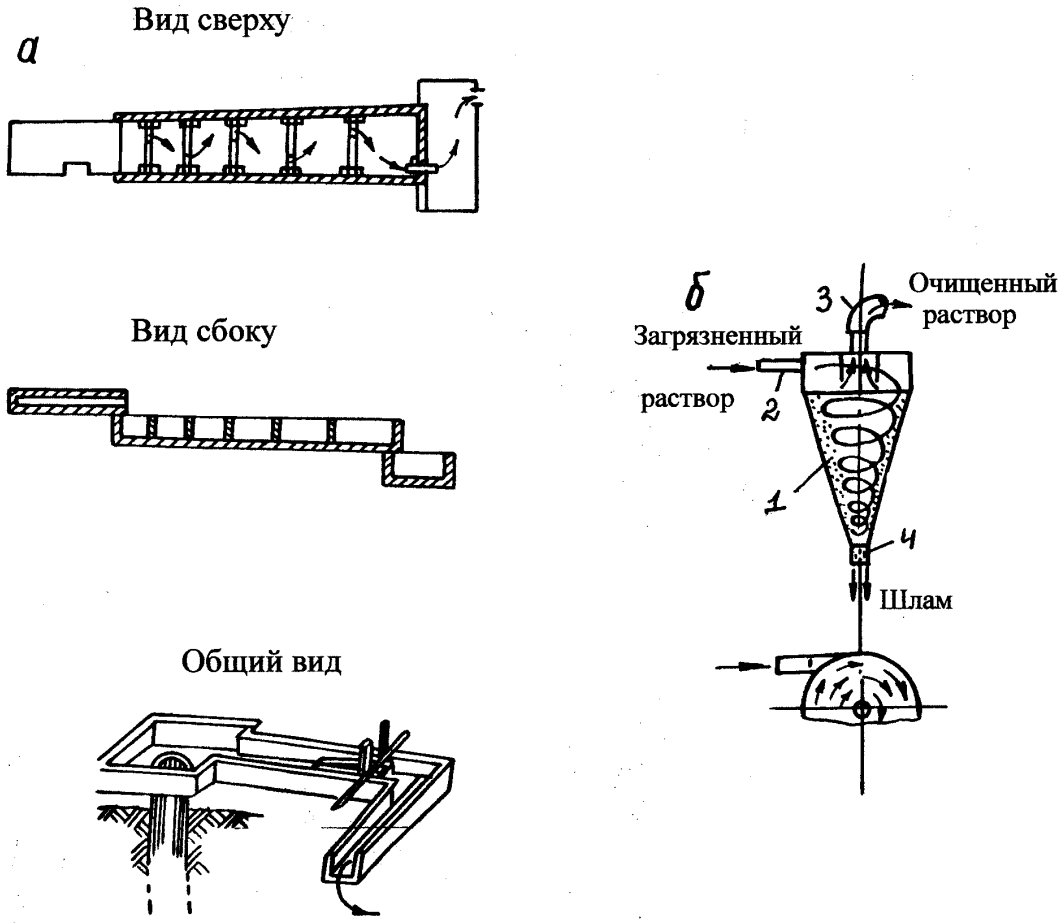


Рис. 5.11. Поверхностные шламоулавливающие средства
а – шламоулавливающий желоб;
б – гидроциклонный шламоотделитель

Механический способ очистки с помощью вибросит не нашел применения при разведочном колонковом бурении ввиду их плохой транспортабельности. В основном вибросита выпускаются для глубокого бурения на нефть и газ.

Гидравлическая очистка промывочных жидкостей от шлама осуществляется на гидроциклонах. Гидроциклон упрощенной конструкции (рис. 5.11, б) состоит из верхней короткой цилиндрической части и нижней удлиненной конусной части 1 с углом конусности 10-20°. Из внутренней полости его через верхнюю крышку выводится выходной патрубок 3. Конус заканчивается выпускным каналом 4 со сменными насадками. Жидкость, содержащая частицы шлама, подается насосом через входной патрубок 2 и по касательной вводится вдоль стенки цилиндрического диффузора во внутреннюю часть гидроциклона. Здесь она приобретает вращательное движение. Под действием центробежных сил частицы шлама отбрасываются к периферийной части конуса и по спирали опускаются под действием силы тяжести и проходят через песковую насадку 4. Жидкость, освобожденная от шлама, встречает значительное сопротивление у песковой насадки и движется вверх по спирали к выходному патрубку 3. Давление на входе в гидроциклон составляет 0,2-0,3 МПа. Производительность гидроциклона и степень очистки жидкости от шлама зависят от его геометрических размеров (диаметра, угла конусности), перепада давления на входе, диаметров пескового и выходного патрубков и структурно-механических параметров раствора. С увеличением вязкости и плотности раствора сте-

пень его очистки ухудшается. Минимальный размер частиц, отделяемых в гидроциклоне составляет, не менее 0,02 мм.

Качество очистки раствора от шлама оценивается по коэффициентам очистной способности K_0 и эффективности очистки K_c.

Коэффициент очистной способности представляет собой отношение содержания "песка" в исходном растворе $П$ к содержанию "песка" в очищенном растворе $П_o$:

$$K_o = \frac{П}{П_{o1}} \qquad (5.5)$$

Коэффициент эффективности очистки определяется по формуле

$$K_e = \frac{П - П_o}{П} \cdot 100\% \qquad (5.6)$$

Серийно выпускается гидроциклонная установка ОПР-1, разработанная ВИТРом. Установка имеет три сменных циклона производительностью 25, 60 и 100 л/мин (рис. 5.12).

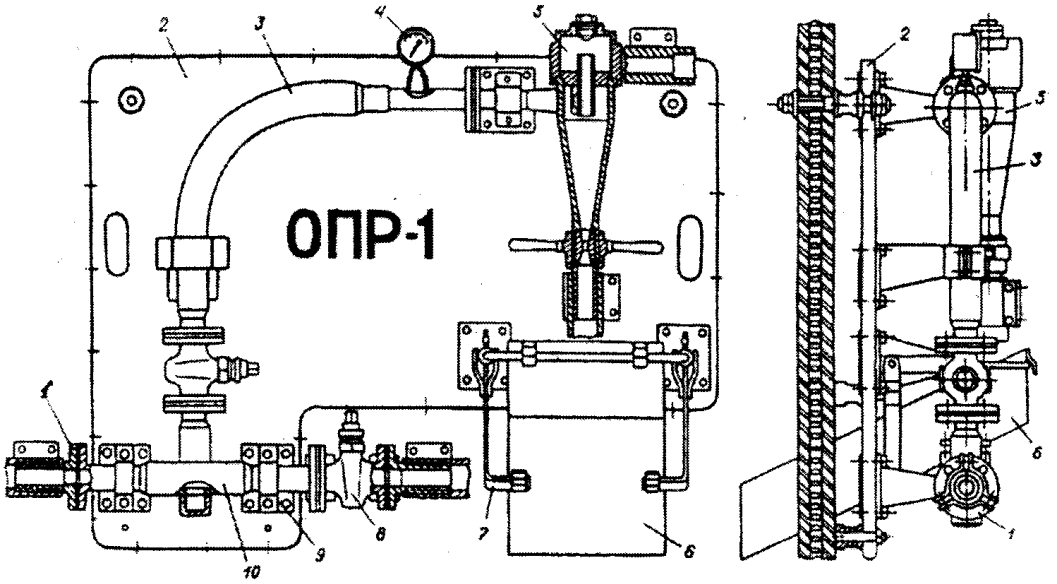


Рис. 5.12. Установка для очистки промывочных растворовОПР-1 (ВИТР)
1 – штуцер со шлангом для подвода жидкости от устья скважины; 2 – щит монтажный; 3 – трубопровод; 4 – манометр; 5 – гидроциклоны диаметром 75 (50, 25) мм; 6 – лоток сливной; 7 – тяги; 8 – кран проходной пробковый; 9 – кронштейн; 10 – коллектор

Наиболее совершенная конструкция гидроциклонов разработана и изготовляется в ТулНИГП, техническая характеристика которых приводится в табл. 5.3.

Таблица 5.3. **Техническая характеристика гидроциклонов конструкции ТулНИГП**

	ГЦР	ГЦА
1	2	3
Управление	Ручное	Автоматическое
Диаметры, мм:		
внутренний гидроциклона в цилиндрической части	80	
питающего отверстия	16	
внутренний сливного отверстия	26	
отверстия песковой насадки	8: 12	16;20

Продолжение табл. 5.3

1	2	3
Угол конусности конической части гидроциклона	20	
Производительность, л/мин	100-130	
Допустимое содержание твердой фазы в промывочной жидкости (до очистки), %, л/мин	20	
Наибольший размер частиц шлама, мм	5	
Размер частиц плотностью ≥2,5 г/см3, удаляемых из промывочной жидкости, мм	0,08-1,10	
Эффективность очистки (процент удаленных частиц размером ≥0,1 мм от общей массы шлама в промывочной жидкости), % не менее	90	
Общая длина гидроциклона в сборе (без шлангов), мм	860	1035
Масса гидроциклона (без шлангов), кг	20	19

Примечания. 1. Гидроциклоны изготавливаются опытно-экспериментальным производством ТулНИГП. 2. На стационарных буровых гидроциклоны могут монтироваться на монтажном щите, подобном применяемому в установке ОПР-1; на самоходных установках гидроциклоны могут монтироваться в легких переносных подставках.

5.9. Р*асчеты параметров промывочной жидкости*

Для изготовления глинистого раствора необходимо потребное количество глины принято рассчитывать по выходу получаемого из неё раствора необходимой вязкости. Количественные показатели глинистого раствора из глин различной степени коллоидальности при средней плотности глины ρ = 2500 кг/м^3 и условной вязкости раствора 25 ÷ 30с приведены в табл. 5.4

Таблица 5.4.**Количественные показатели глинистого раствора**

Степень коллоидальности глины	Плотность глинистого раствора $\rho_{раст}$ г/см^3	Объем глины $V_г$ на 1 м^3 раствора, м^3	Масса глины q на 1 м^3 раствора, кг	Выход глинистого раствора из 1 т глины$V_в$, м^3/т
Высококоллоидная	1,04-1,06	0,03-0,04	70-100	15-10
Коллоидная	1,06-1,15	0,04-0,10	100-250	10-4
Среднеколлоидная	1,15-1,30	0,10-0,20	250-500	4-2
Малоколлоидная	1,30-1,40	0,20-0,27	500-675	2-1,5
Тяжелая	1,40-1,50	0,27-0,33	675-825	1,5-1,2

Потребный объем глины $V_г$ (м^3)для приготовления 1 м^3 раствора можно рассчитать по следующей формуле

$$V_г = \frac{\rho_{раст} - \rho_в}{\rho_Г - \rho_в} \qquad (5.7)$$

Утяжеление глинистого раствора применяют для повышения противодавления на стенки скважины в случаях нефте- и водопроявлений, а также обвалов стенок скважины. Потребная масса утяжелителя определяется как

$$\rho_{ут} = \frac{V_р \rho_{ут}(\rho_{ур} - \rho_р)}{\rho_{ут} - \rho_{ур}}, \qquad (5.8)$$

где $V_р$ – объем бурового раствора, подлежащего утяжелению; $\rho_р$; $\rho_{ут}$; $\rho_{ур}$ – плотности соответственно бурового раствора, утяжелителя и утяжеленного раствора.

Гидравлическая программа бурения скважин заключается в обосновании выбора технологически необходимого расхода бурового раствора по интервалам, оптимальной схемы и рационального использования гидравлической мощности буровых насосов.

Производительность насоса должна обеспечить вынос частиц разбуренной породы с забоя на поверхность. Скорость восходящего потока должна превышать скорость оседания частиц на забой. Схема движения промывочной жидкости в скважине представлена на рис. 5.13.

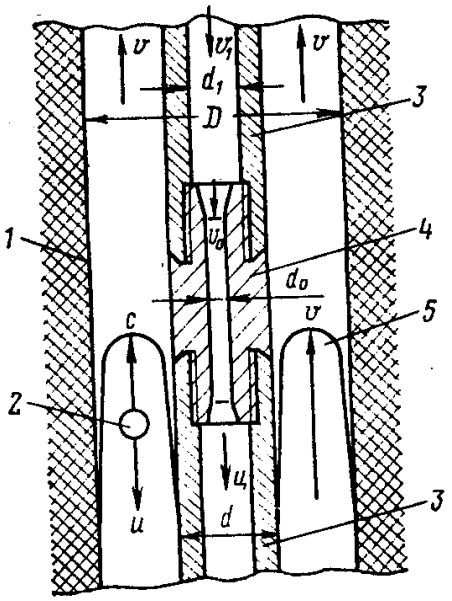


Рис. 5.13. Схема движения промывочной жидкости в скважине при прямой промывке
1 – стенки скважины; 2 – частицы породы; 3 – бурильные трубы; 4 – ниппельное соединение бурильных труб; 5 – контурная поверхность векторов скоростей υ восходящего потока

Скорость υ восходящего потока определяется как

$$\upsilon = (u+c)m \qquad (5.9)$$

где m – коэффициент, который учитывает неравномерность движения восходящего потока по кольцевому сечению вследствие трения потока о стенки скважины и бурильных труб (m= 1,2-1,3); u – скорость падения частиц шлама (м/с), определяемая по формуле Риттингера

$$u^{*} = \hat{e}\sqrt{\frac{\delta(\rho_n - \rho)}{\rho}\rho}, \qquad (5.10)$$

где δ – эквивалентный диаметр частицы (условно шара), м; $\rho_п$ и ρ – плотность соответственно материала частицы и жидкости, кг/м^3; к – коэффициент, учитывающий форму шлама (к = 5,11 – для формы шара; к = 2,5-3,0 – для частиц неправильной формы). Скорость С выноса частиц определяется максимально допустимым обогащением промывочной жидкости разбуриваемой породы.

Расход бурового раствора (м^3/с) определяется из формулы

$$Q = \eta_1 \frac{\kappa}{4}(D^2 - d^2)\upsilon, \qquad (5.11)$$

где η_1 – коэффициент, учитывающий увеличение диаметра скважины (для очень мягких пород η_1=1,3, для крепких - η_1=1,05); D – диаметр скважины, м; d – диаметр бурильных труб, м; υ – скорость восходящего потока, м/с. Для мягких пород υ = 1,5 м/с, для очень крепких - υ = 0,4 м/с.

Примерную величину скорости υ можно выбрать из табл. 5.5.

---

* В формуле Риттингера не $\rho_п$ и ρ, а удельные веса $\gamma_п$ и γ. Но так как сама формула дает очень приближенные результаты, то можно вполне заменить γ на ρ, что в настоящее время более приемлемо

Таблица 5.5

Тип породоразрушающего инструмента	Примерная скорость восходящего потока жидкости υ в кольцевом пространстве при промывке, см/с	
	водой	глинистым раствором
Долота лопастные и пикобуры в мягких породах (до V категории)	80-100	60-80
Шарошечные долота в твердых породах (свыше V категории)	60-80	40-60
Коронки, армированные твердым сплавом	30-40	25-50
Коронки армированные алмазами	60-80	30-60

Из формулы (5.11) следует, что скорость восходящего потока в кольцевом зазоре

$$\upsilon = \frac{4Q}{\eta_1 \pi (D^2 - d^2)}, \tag{5.12}$$

Скорость нисходящего потока v_1 (м/с) внутри бурильных труб

$$\upsilon_1 = \frac{4Q}{\pi d_1^2}, \tag{5.13}$$

где d_1 – внутренний диаметр бурильных труб, м.

Скорость нисходящего потока v_o (м/с) внутри суженных соединений бурильных труб

$$\upsilon_o = \frac{4Q}{\pi d_o^2}, \tag{5.14}$$

где d_o – внутренний диаметр ниппельного замка, м.

Гидравлические сопротивления возникают при движении жидкости внутри бурильной колонны и в затрубном пространстве с разными скоростями. В связи с этим насосу необходимо преодолеть эти сопротивления соответствующим давлением или напором. Полное давление слагается из отдельных потерь напора и его замеры производятся манометром, который устанавливается на нагнетательной линии насоса.

Полное давление Н (м.вод.ст.), развиваемое насосом при промывке скважины, определяется следующей формулой:

$$H = k_1 k_2 (h_1 + h_2 + h_3 + h_4 + h_5 + h_6 + h_7), \tag{5.15}$$

где k_1 – коэффициент, учитывающий возможные дополнительные сопротивления, создаваемые скоплениями шлама в скважине (k_1=1,3-1,5); $k_2 = t_{пр.ж}/t_в$ - коэффициент, учитывающий превышение вязкости промывочного раствора по сравнению с водой ($t_{пр.ж.}$ – условная вязкость промывочной жидкости по ВБР01,с; $t_в$ – условная вязкость воды по ВБР-1 ($t_в$ = 15с); при промывке водой k_2=1; при промывке глинистым раствором с условной вязкостью $t_{пр.ж}$.-18-24, k_2=1,2-1,6. Давление, развиваемое столбом воды высотой 10 м равно 0,1 Мпа.

Техническая атмосфера 1 ат = 1 кг.с/см^2 = 98066,5 н/м^2 = 98066,5 Па ≈ 100000 Па = 100 килопаскаль (кПа) = 0,1 мегапаскаль. Эти данные даны для перевода м. вод.ст. в Па.

h_1 – потери напора (м.вод.ст.), при прохождении жидкости внутри бурильных труб.

$$h_1 = \lambda\rho\frac{L}{d_1}\cdot\frac{\upsilon_1^2}{2\partial}, \qquad (5.16)$$

где λ = от 0,02 до 0,025 – безразмерный коэффициент трения жидкости; L – длина колонны бурильных труб, м; ∂ = 9,81 м/с^2 – ускорение силы тяжести.

h_2 – потери напора (м.вод.ст.) в кольцевом пространстве скважины

$$h_2 = \lambda_1\rho_1\varphi\frac{L}{D-d}\cdot\frac{\upsilon^2}{2\partial}, \qquad (5.17)$$

где λ_1 – безразмерный коэффициент трения жидкости (λ_1= 0,03-0,04); ρ_1 – плотность восходящего потока, обогащенного шламом, учитывающая потери напора от наличия частиц породы в жидкости (φ=1,05-1,1).

h_3 – потери напора (м.вод.ст.) вследствие разности плотностей восходящего и нисходящего потоков

$$h_3 = \frac{L(\rho_1-\rho)}{\rho}, \qquad (5.18)$$

h_4 – потери напора (м.вод.ст.) в суженных соединениях бурильных труб (ниппелях и замках)

$$h_4 = \frac{L}{l}\rho\frac{(\upsilon_0-\upsilon_1)^2}{2\partial}, \qquad (5.19)$$

где l – длина одной бурильной трубы, м.

h_5 – потери напора в колонковом снаряде в породоразрушающем инструменте, определены опытным путем и составляют h_5 = 8-15 м. вод. ст.

h_6 – потери напора в шлангах, штуцерах и вертлюге-сальнике также определены опытным путем. Для расчета можно принять h_6 = 15-30 м. вод. ст.

h_7 – потери напора при заклинивании керна. Для расчета принимают h_7 = 100 м. вод. ст.

Полное давление (напор) H_o (м.вод.ст.) при бурении забойными гидравлическими двигателями (турбобур, гидроударник) можно найти из следующей зависимости

$$H_o = H + H_\partial, \qquad (5.20)$$

где H_∂ – период давления в забойном гидродвигателе.

Мощность двигателя N (*кВт*)для привода насоса в действие можно определить по формуле

$$N = \frac{Q\cdot H\cdot\rho}{102\eta} = \frac{QP\rho}{\eta}, \qquad (5.21)$$

где η – кпд насоса (η = 0,8-0,75).

5.10. Бурение с продувкой

Применение сжатого воздуха в бурении позволяет достичь высоких технико-экономических показателей благодаря специфическим свойствам 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 породоразрушающего инструмента, отсутствие гидростатического давления повышают эффективность разрушения горной породы. Воздух не загрязняет продуктивные горизонты, улучшается качество опробования.

Бурение с воздухом целесообразно использовать в следующих условиях:

а) при бурении по трещиноватым и закарстованным породам в условиях потерь циркуляции промывочной жидкости с целью снижения затрат на борьбу с поглощениями;

б) в безводных, пустынных и высокогорных районах, где затруднено водоснабжение;

в) в районах вечной мерзлоты с целью снижения осложнений, связанных с замерзанием промывочной жидкости;

г) в породах, взаимодействующих с водой и теряющих свою устойчивость;

д) при бурении скважин на воду с целью лучшей отбивки продуктивного горизонта и его освоения.

Бурение с воздухом имеет и ряд недостатков:

а) ограничена глубина бурения из-за технических возможностей компрессора (давление, расход воздуха);

б) затруднено бурение в обводненных, несвязных, сыпучих, а также липких пластичных породах;

в) требуются дополнительные затраты для установки пылеулавливающих устройств;

г) снижается выход керна в трещиноватых породах.

Успех бурения с продувкой воздухом зависит от рабочих параметров компрессора (давления, расхода воздуха), компоновки бурового снаряда и схемы обвязки поверхностного оборудования.

При бурении газообразным агентом наблюдаются следующие преимущества по сравнению с бурением на глинистом растворе:

- значительно увеличивается механическая скорость бурения. В этом случае отсутствует гидростатическое давление столба жидкости, уплотняющего породу;
- увеличивается стойкость породоразрушающего инструмента, т.к. в этом случае меньший износ его за счет шлама;
- исключается размыв, растворение и загрязнение керна;
- улучшается условия обнаружения литологических контактов пород в геологическом разрезе по шламу;
- улучшаются условия бурения в породах многолетней мерзлоты;
- устраняются обвалы, размыв стенок скважины, а также создаются условия бурения в трещиноватых породах и др.

Однако, газообразные агенты в некоторых случаях применять нецелесообразно. Это тогда, когда встречаются в процессе бурения глинистые породы, сыпучие породы (рыхлые пески, галька, гравий). Сыпучие породы при продувке дают осыпи, обвалы, каверны. Осложняется бурение с продувкой и при встрече подземных вод. Бурение с использованием газообразных агентов применяют реже, чем с промывкой. Особенно эффективно продувка воздухом применяется в районах, в которых распространены вечномерзлые породы, а также в безводных районах, в пустынях, где наблюдается недостаток в воде.

Расчет параметров продувки и выбора компрессора

Скорость проходки скважины зависит от степени очистки забоя от шлама, которая, в свою очередь, определяется расходом воздуха и его давлением.

На основании опыта бурения скважин с продувкой скорость восходящего потока воздуха можно принять следующей: при бурении шарошечными и лопастными долотами 15-18 м/с, при твердосплавном бурении 10-12 м/с. Расход воздуха определяется по формуле

$$Q = 47{,}1 K K_1 (D\ d) V, \qquad (5.22)$$

где K - коэффициент, учитывающий неравномерность скорости движения воздуха по скважине из-за увеличения диаметра ствола, наличия каверн, $K = 1{,}3 \div 1{,}5$; K_1 - коэффициент, учитывающий уменьшение подъемной силы воздуха вследствие потерь давления в кольцевом пространстве, $K_1 = 1{,}05 \div 1{,}2$ или

$$K_1 = \sqrt{\frac{P_3}{P_o}} \qquad (5.23)$$

D - диаметр скважины с учетом его увеличения вследствие разработки, м; d - диаметр бурильных труб, м; v - скорость восходящего потока воздуха, м/с; p_3 - давление в призабойной зоне кольцевого пространства скважины, Па; ρ_o – атмосферное давление на поверхности, Па, $\rho_o = 10^5$ Па.

Массу породы, выносимой с забоя скважины (кг/с), можно подсчитать по следующей формуле

$$G = \frac{\pi}{4}\left(D_c^2 - \frac{B_к}{100}D_к^2\right)\rho \cdot V_м, \qquad (5.24)$$

где $B_к$ – выход керна, %; $D_к$ – диаметр керна, м; D_c – диаметр скважины, м; ρ – плотность горной породы, кг/м^3; $V_м$ – механическая скорость бурения, м/ч.

Расчет потерь давления при продувке скважины учитывает трение сжатого воздуха в скважине и спущенном в скважину буровом снаряде.

При бурении сухих скважин с применением муфто-замковых бурильных труб наружного диаметра 50 и 63,5 мм давление воздуха по манометру на выходе компрессора увеличивается на каждый метр углубки приблизительно от 0,002 до 0,001 МПа. В течение рейса давление воздуха постепенно увеличивается за счет наполнения колонковой трубы керном и роста концентрации шлама в скважине при недостаточном выносе его на поверхность. При нормальных условиях увеличение давления в течение рейса происходит в пределах 0,05-0,1 МПа. Давление воздуха в скважине приближенно можно рассчитать по формуле

$$P = qH + P_1 + P_2, \text{ МПа} \qquad (5.25)$$

где q – 0,0015 МПа на один метр глубины скважины, H – глубина скважины, м; P_1 = 0,06-0,1 МПа – потеря давления в колонковом снаряде после заполнения его керном; P_2 – перепад давления в пневмоударнике, если бурение осуществляется ударно-вращательным способом.

При водопроявлениях производительность компрессора должна быть увеличена. В горных условиях необходимо увеличивать производительность компрессора на 15-30 %.

Специальное оборудование для бурения с газообразными очистными агентами

Для бурения скважин воздухом применяется целый комплекс специального оборудования.

Одними из главных этого комплекса являются передвижные компрессорные станции, техническая характеристика которых приведена в табл. 7.4.

Регулирование подачи компрессора производится путем изменения частоты вращения двигателя. Давление, развиваемое компрессором, зависит от аэродинамических сопротивлений в циркуляционной системе скважины, а также от объемного расхода нагнетаемого воздуха. Общий вид компрессора приведен на рис. 7.17.

Воздух при сжатии в компрессоре нагревается, поэтому перед поступлением его в скважину его надо охладить в специальном трубчатом холодильнике (рис. 7.14), где сжатый воздух, расширяясь, охлаждается.

Таблица 5.4. **Краткая техническая характеристика передвижных компрессорных станций**

Марка	Подача, $М^3$/МИН	Рабочее давление, МПа	Тип двигателя	Мощность двигателя, кВт
ЗИФ ВКС 5	5	0,7	Электродвигатель МАК-92/С	60
ЗИФ 55В	5	0,7	ЗИЛ 157М	75
АКС-5,25	5,25	0,7	Электродвигатель АО2-32-4	40
ВКС-6Д	5,4	0,6	Дизель Д-54	42
ДК-9	8,5	0,7	Дизель КДМ-46	60
ПВ-10	10	0,7	Дизель ЯМЗ-23,6	80
ПД- 12-25	12	25	Дизель ЯМЗ-23,6	125

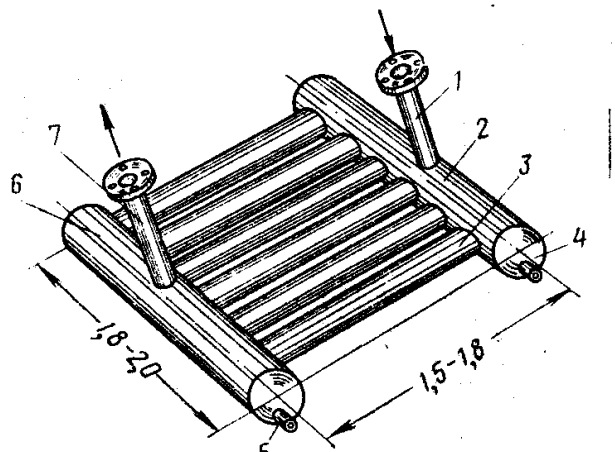


Рис. 5.14. Холодильник батарейного типа
1 – входной патрубок; 2 – цилиндры из обсадных труб диаметром 127/118 мм, длиной до 2 м; 3 – каналы соединительные из труб обсадных диаметром 108/99,5 мм, длиной до 1,8м; 4 и 5 – патрубки отводные для водопускных кранов (для спуска конденсата); 7 – выходной патрубок

Устье скважины оборудывается герметизатором (рис. 5.15), который предотвращает запыленность воздуха в буровой мелким шламом, так как вдыхание такого запыленного воздуха вредно для здоровья людей, особенно кварцевой пылью, вызывающей, так называемый, селикоз легких.

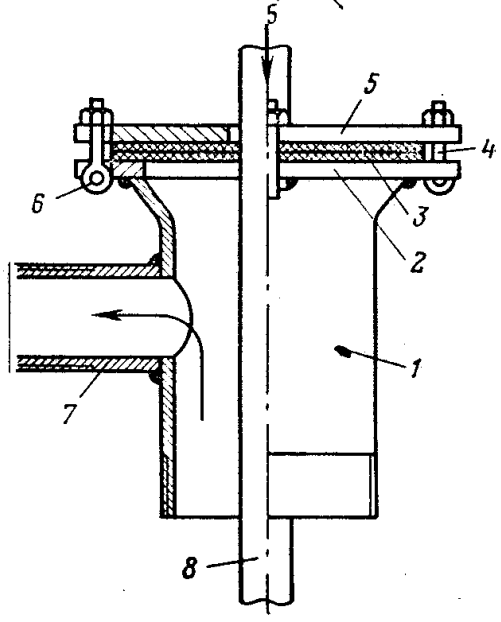


Рис. 5.15. Герметизатор устья скважины простого типа
1 – тройник; 2 – кольцевой фланец; 3 – резиновые прокладки (2 шт.); 4 – откидной болт; 5 – съемный фланец; 6 – пальцы; 7 – отводной патрубок; 8 – ведущая бурильная труба

При высоких перепадах давления применяются более сложные герметизирующие устройства – превенторы. Шламоуловитель слу-

жит для улавливания шлама, выходящего из шламоотводящей трубы. Применяются шламоуловители двух типов: циклонного типа и секционного (рис. 5.16).

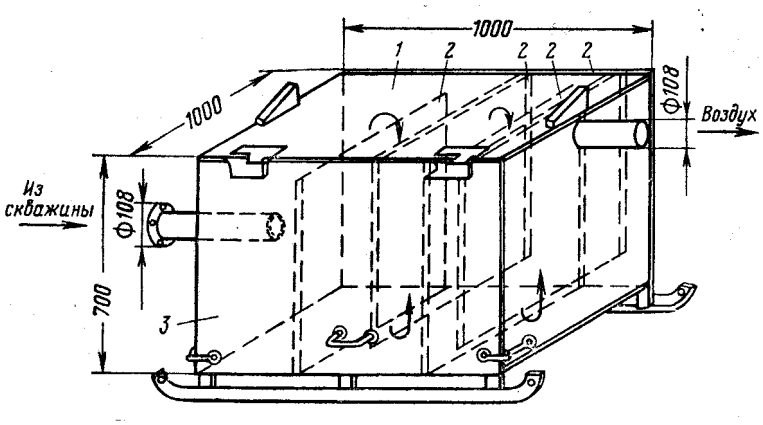


Рис. 5.16. Шламоуловитель секционный
1 – камера шламоуловителя; 2 – перегородки; 3 – дверце откидное на шарнирных петлях

Технология бурения скважины с продувкой

Для бурения скважин с продувкой используется серийное буровое оборудование: станки и установки, породоразрушающий инструмент.

Принципиальное отличие заключается в устройстве выходной линии на поверхность и герметизации устья скважины. Схема обвязки оборудования при колонковом разведочном бурении с продувкой воздухом приведена на рис.7.17

При бурении следует использовать бурильные трубы муфтозамкового соединения с широкими проходными каналами и коническими резьбами. Такие соединения обеспечивают минимальные потери давления и утечки воздуха.

Породоразрушающий инструмент должен обеспечить свободный проход воздуха на забой. Поэтому предпочтительно использовать твердосплавные коронки с повышенным выпуском 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 своевременно нужно удалять с забоя. 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 даже небольших притоках могут образовываться сальники. Это когда шлам налипает как на стенки скважины, так и на бурильных трубах. Сальники в этом случае можно размыть водой. Эффективным средством борьбы с сальникообразованием является добавление в поток воздуха пенообразователей в виде 0,5-1,5 %-ных водных растворов в количестве 10-50 л на рейс. В качестве пенообразователей рационально использовать ОП-10 или ОП-7.

При бурении в многолетнемерзлых породах важным фактором становится температура сжатого воздуха. Принудительное охлаждение воздуха от +5 до –10оС полностью устраняет осложнения, связанные с растеплением стенок скважины и с их обвалами в процессе бурения.

При бурении с продувкой и встрече мощных водоносных горизонтов необходимо переходить на промывку скважины буровым раствором. Для этого (см. рис. 5.17) отключается работа компрессора и включается в работу насосная установка.

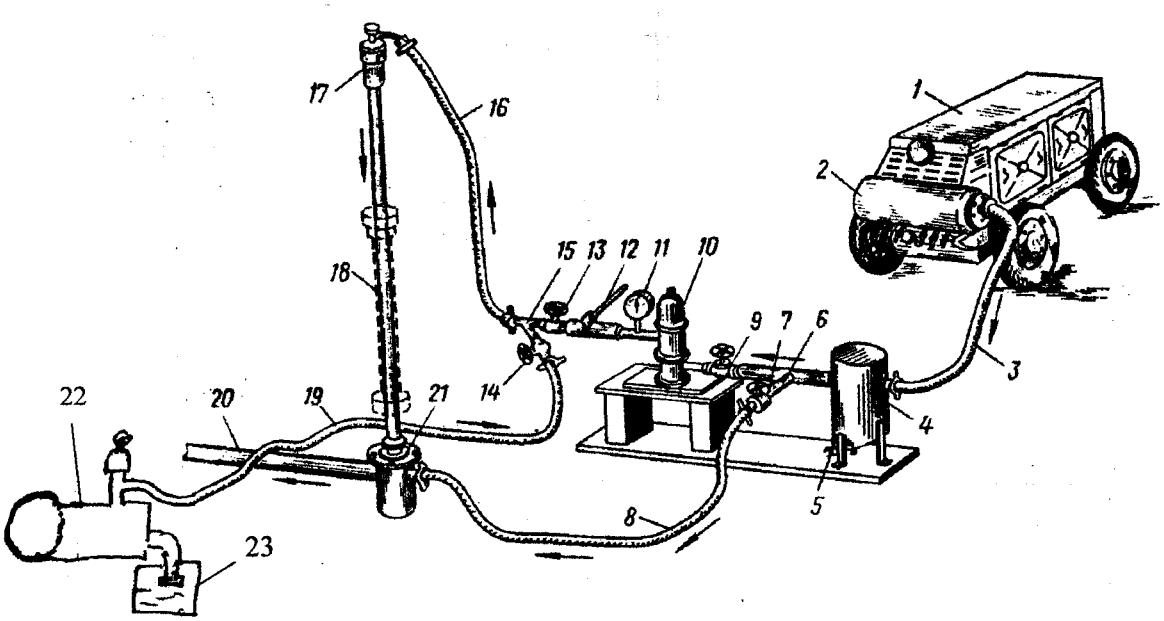


Рис. 5.17. Схема расположения оборудования для бурения с продувкой
1 – компрессор; 2 – воздухосборник; 3 – шланг; 4 – влагомаслоотделитель; 5 – спускной кран; 6 – отводной патрубок; 7, 9, 13 – вентили; 8 – отводной шланг; 10 - расходомер; 11 – манометр; 12 – термометр; 15 – тройник; 16 – нагнетательный шланг; 17 – сальник; 18 – ведущая бурильная труба в шпинделе (пунктир) бурового станка; 19 – шланг от насоса на случай перехода на бурение с промывкой; 20 – труба для отвода воздуха со шламом в шламоуловитель; 21 – герметизатор устья скважины; 22 – насос буровой; 23 – приемная емкость

6. ТЕХНОЛОГИЯ БУРОВОЙ РАЗВЕДКИ РОССЫПНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Разведка россыпных месторождений золота, алмазов, редких элементов и др. связана со значительными трудностями. В числе главных из них - труднодоступные районы работ и значительная неравномерность содержания полезных компонентов в россыпях.

Учитывая, что промышленное содержание полезных компонентов, например золота, в россыпях составляет от десятков долей до нескольких граммов на 1 $м^3$ песков при коэффициенте вариации распределения в плане и по вертикали достигающим 100-300% и более, предъявляются строгие требования к тщательности и точности отбора проб. Попадание излишней или потеря только одной золотины массой 1 мг при проходке интервала 0,2 м скважины диаметром 200 мм может привести к погрешности, сопоставимой с промышленным содержанием металла в россыпи.

Золото из россыпных месторождений чаще всего представлено частицами различных размеров и масс - от микронов с массой в десятые доли миллиграмма до самородков в несколько сантиметров с массой в десятки граммов. При этом частицы мелких и средних размеров представляют основную часть общего количества золотин и содержат небольшую долю общей массы металла. Вероятность обнаружения золотин крупного размера при разведке россыпи определяется объемом отобранных проб. В малом объеме пробы вероятность встречи крупных золотин очень невысока, что вызывает систематическую отрицательную погрешность и занижаются запасы; случайное попадание крупной золотины в пробу наоборот резко завышает содержание золота. Поэтому объем проб при разведке должен обеспечивать качественную оценку россыпи.

Таким образом, учитывая большую ценность россыпных месторождений, значительные объемы работ по их разведке, сложные физико-географические условия производства работ, специфические горно-геологические условия залегания россыпей и повышенные требования к отбору и объему проб, обусловливается необходимость применения специальных технологий, технических средств и организации работ по разведке россыпных месторождений. Все это предопределило необходимость рассмотрения указанных вопросов, в том числе для изучения и промышленного освоения природных ресурсов на континентальном шельфе.

Технологии буровой разведки россыпных месторождений разрабатывались в ЦНИГРИ (Макаров Б.П., Кренделев В.П., Минаков В.М., Куликов И.В., Воронов В.Н. и др.), Северо-Восточном геологическом управлении (Махотин В.В., Гарань В.И., Дарда Э.А. и др.), Донецком политехническом институте (Калиниченко О.И., Каракозов А.А., Юшков А.С. и др.) и других научно-исследовательских и производственных организациях. Эта информация систематизирована в работе В.И. Брылина, которая положена в основу этой главы.

6.1. *Разведка россыпных месторождений с поверхности земли*

Для бурения скважин на суше используются следующие способы и технические средства:

- ударно-канатный способ бурения;
- вращательный способ с отбором керна (колонковое бурение);
- "комбинированный" способ - бурение установками, позволяющими осуществлять как ударно-канатное, так и колонковое бурение;
- пневмоударное бурение скважин малого диаметра (до 200 мм);
- бурение неглубоких (до 20-30 м) скважин большого диаметра (более 500 мм) с применением медленно-вращательного способа ковшовыми или колонковыми бурами, ударного, ударно-захватного (грейферы) и пневмоударного способов с применением специализированных буровых установок;

- бурение скважин с гидротранспортом керна;
- вибрационный способ бурения.

6.1.1.Ударно-канатное бурение

Ударно-канатное бурение (УКБ), являющееся одним из основных способов разведки россыпных месторождений, особенно в условиях Северо-Востока страны, достаточно универсально, так как по сравнению с разведкой шурфами, траншеями, шахтами с рассечками и колонковым бурением имеет ряд преимуществ. В частности:

1) высокая скорость бурения скважин позволяет значительно сократить время на поиски и разведку россыпных месторождений;

2) опробование скважин одновременно с их проходкой дает возможность сразу же получать результаты, что способствует более рациональному проведению разведки и сокращению количества непродуктивных выработок;

3) бурением можно разведывать глубокозалегающие (до 300 м) россыпи, а также месторождения в сложных горно-геологических условиях (обводненность рыхлых отложений, наличие значительного количества валунов);

4) достаточно высокая транспортабельность буровых станков в условиях бездорожья делает доступным для разведки любой отдаленный объект.

Бурение применяется на всех стадиях разведки. Наряду с глубокозалегающими россыпями разведываются месторождения в рыхлых отложениях мощностью в несколько метров.

Однако качество отбора проб при УКБ остается низким из-за ряда недостатков, присущих данному способу:

1) переизмельчение и разжижение породы в процессе бурения;
2) неполное извлечение полезного компонента, в частности золота, в каждом рейсе углубки;
3) миграция металла, «растяжки» пласта и т.д.

И хотя это снижает эффективность сооружения таких скважин, этот способ бурения будет применяться еще длительное время в качестве самостоятельного, либо войдет как необходимый составной элемент в общую технологию бурения при создании новых технических средств.

При УКБ используется кинетическая энергия падающего бурового снаряда, подвешенного к станку на канате. Снаряд периодически поднимается на некоторую высоту, а затем, падая, наносит удары по забою и разрушает породу.

Подъем и сбрасывание снаряда производится при помощи кривошипно-шатунного механизма станка, вызывающего качательные движения ударной балки с укреплением на ней оттяжным блоком (рис. 6.1). Канат перекидывается через головной блок мачты станка, проходит под оттяжным блоком, огибает направляющий блок и закрепляется на барабане инструментальной лебедки.

Когда шатун, ведомый кривошипом (ударной шестерней), занимает крайнее нижнее положение, оттяжной блок опускается и, натягивая канат, поднимает снаряд над забоем. При дальнейшем вращении ударной шестерни блок поднимается и освобождает канат. Буровой снаряд почти свободно падает на забой скважины. Поскольку падение снаряда в скважине происходит в стесненных условиях, ускорение его меньше ускорения свободного падения (9,8 м/с^2) и, как установлено, составляет 5-7 м/с^2.

Непосредственно воздействующим на породу инструментом в составе бурового снаряда является долото. При ударе долото раздавливает (сминает) породу, внедряется в нее и образует вруб. При каждом последующем ударе долото поворачивается на некоторый угол, порода при этом не только раздавливается, но и скалывается в сторону вруба (рис. 6. 2).

Сопротивление породы разрушению ударом характеризуется динамической твердостью. Динамическая твердость в 8-9 раз меньше статической, т.е. инструмент легче внедряется в породу при ударе, чем при спокойном нажатии.

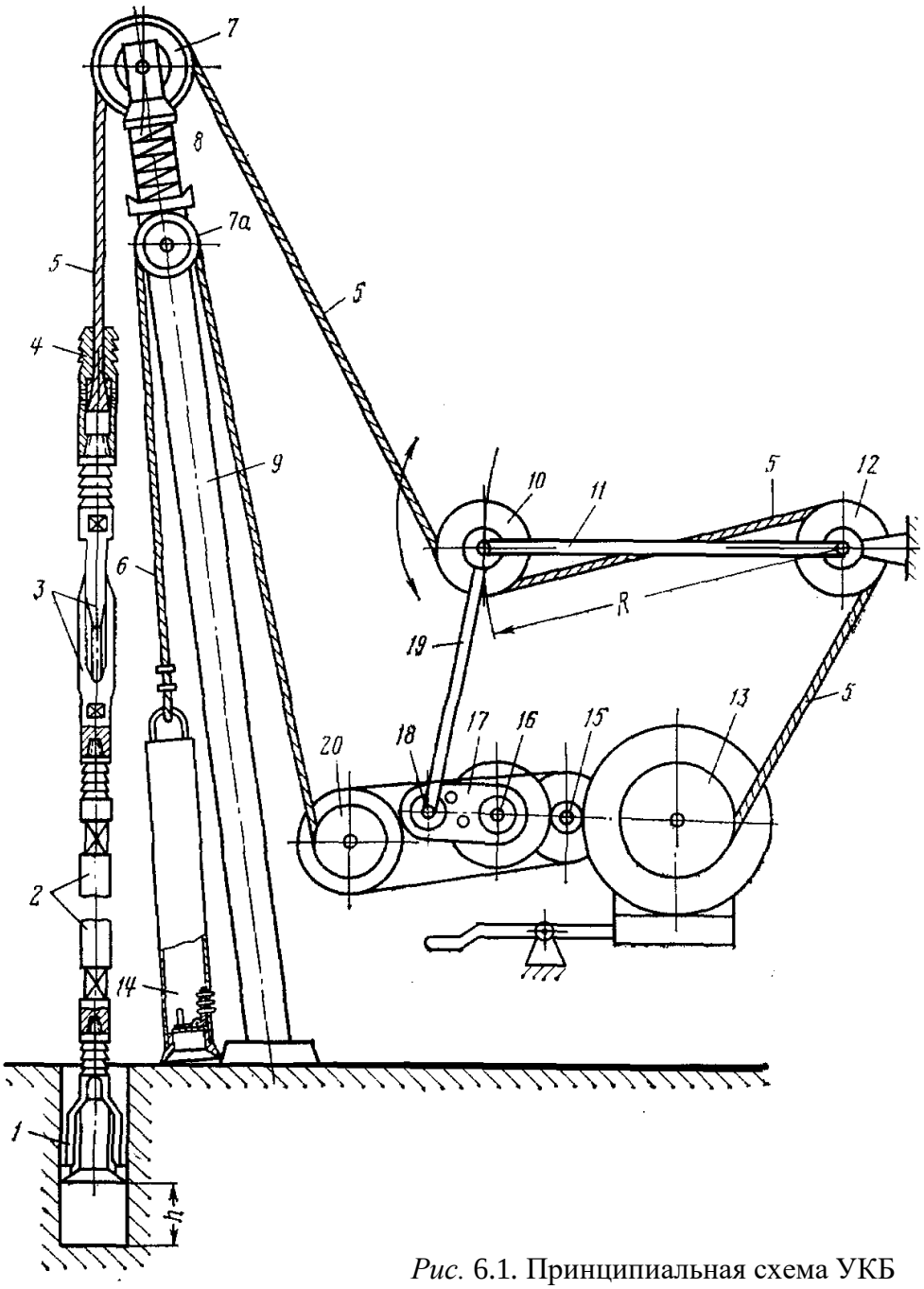


Рис. 6.1. Принципиальная схема УКБ

1- долото; 2- ударная штанга; 3 - раздвижная штанга; 4 - канатный замок; 5, 6 - стальной канат; 7 - инструментальный ролик; 8 - амортизатор; 9 - мачта; 10 – оттяжной ролик; 11- балансирная рама; 12 - направляющий ролик; 13- инструментальный барабан; 14 - желонка; 15 - главный вал; 16-вал; 17- кривошип; 18- палец; 19- шатун; 20- желоночный барабан

Во время подъема на канат кроме его собственного веса действует вес подвешенного снаряда. Под действием этого канат раскручивается, и снаряд поворачивается вокруг своей оси. В момент удара нагрузка с каната снимается и он скручивается. Гильза, в которой закреплен конец каната, проворачивается в канатном замке. Повороты бурового сна-

ряда после каждого удара обеспечивают равномерное разрушение породы по всему забою и придают скважине цилиндрическую форму.

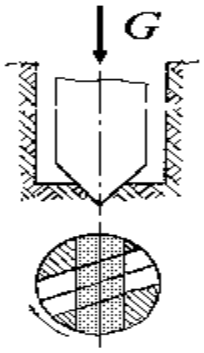


*Рис.*6.2. Схема работы долота на забое при ударном бурении

После того как в скважине появились куски породы, долото кроме разрушения забоя производит дробление их. Чем больше в скважине разрушенной породы, тем труднее долоту дойти до забоя и эффективность работы снаряда снижается. Поэтому во время бурения в скважину доливают воду. Измельченная порода переходит во взвешенное состояние, образуя шлам, что облегчает доступ долота к забою.

Наличие в скважине большого количества шлама затрудняет бурение, и его периодически (на разведке россыпей после проходки заданного интервала, обычно меньшего по сравнению с оптимальным) удаляют специальным инструментом - желонкой или пробоотборником. Качество отбора проб определяется полнотой извлечения шлама, в котором содержится разрушенная порода вместе с полезным компонентом. Он должен быть взят именно на том интервале, где вмещающая его порода находится в целике. На скорость и качество бурения геологоразведочной скважины влияет не только количество шлама, но и его плотность, а также вязкость. Если плотность шлама мала, то частицы разрушенной породы быстро выпадают из жидкости и на забое создается "подушка", ослабляющая удар долота. Кроме этого, происходит интенсивный размыв стенок скважины.

По мере углубки скважины длину каната увеличивают, спуская его с барабана инструментальной лебедки, и регулируют так, чтобы в крайнем верхнем положении оттяжного блока лезвие долота только касалось забоя или было на определенном расстоянии от него (зависит от крепости пород). Внедрение долота в этом случае будет происходить за счет растяжения каната и сжатия амортизатора, находящегося под головным блоком. Такая регулировка обеспечивает согласованную работу станка и снаряда.

Основными техническими средствами УКБ в настоящее время являются станки БУ-20-2УШ (рис. 6. 3), УБР-50ВУ и УБР-2М (рис. 6.4), технические характеристики которых приведены в табл. 6.1.

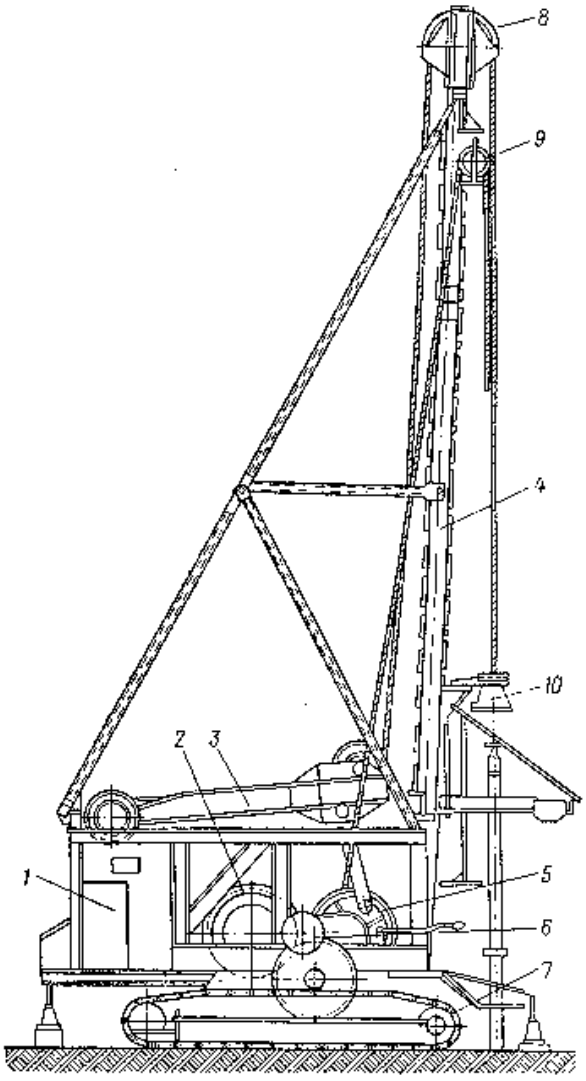


Рис. 6.3. Буровой станок БУ-20-2М
1- электродвигатель; 2-инстру-ментальная лебедка; 3 - балансирная рама; 4 - мачта; 5- ударная шестерня; 6- желоночная лебедка; 7- ходовой механизм; 8- инструментальный ролик; 9- желоночный ролик; 10- направляющий колокол

Таблица 6.1. **Техническая характеристика буровых станков**

Основные параметры	Марка буровой установки		
	БУ-20-2	УБР-50ВУ*	УБР-2М
Глубина бурения, м	200	50	15-20
Начальный диаметр бурения, мм	400	200	253
Масса бурового снаряда, кг	1200	1000	300
Высота подъема бурового снаряда, мм:			
наибольшая	720	1000	600
наименьшая	520	500	-
Число ударов в минуту	50-52	41 и 62	55
Грузоподъемность барабанов, кг:			
инструментального	1200	2670,4150	1760
желоночного	300	2110,3060	
В р а щ а т е л ь	-	ротор	ротор
Скорость вращения, об/мин	-	91;137	150
Подача инструмента при вращательном бурении:			
свободная	-	Весом бурового	То же
принудительная		инструмента	
		Гидроцилиндром	То же
Ход подачи, мм	-	1000	-
Усилие подачи на забой, кг	-	6800	-
Грузоподъемность мачты, кг	12000	11400	6000
Высота мачты до оси верх него блока, мм	12000	12000	8000
Укладка и подъем мачты	Механические	Гидроцилиндром	Механические
Привод и его основные данные			
а) тип	Эл. двигатель АОК-2-81-6	Дизель Д-65ЛС	Д24-85/11
б) мощность, кВт	22	60	8,8
в) частота вращения, об/мин	960	1750	
Способ передвижения	Самоходный	Самоходный	Самоходный
Тип хода	Гусеничный	Гусеничный	Колесный
Удельное давление на грунт, кг/см^2	0,45	0,285	-
Масса установки без инструмента и канатов, кг	11385	13045	2000,без транспортной базы

Ударно-канатное бурение скважин при разведке россыпных месторождений производится с применением ряда инструментов и приспособлений, которые можно подразделить на следующие основные группы: технологический, вспомогательный и ловильный (аварийный).

Технологический инструмент предназначен для разрушения проходимых пород и отбора проб. Он включает в себя долота, ударные и раздвижные штанги, контактные замки, желонки и пробоотборники.

* Установки УБР-50ВУ и УБР-2М обеспечивают последовательно бурение скважин ударно-канатным и вращательным способом

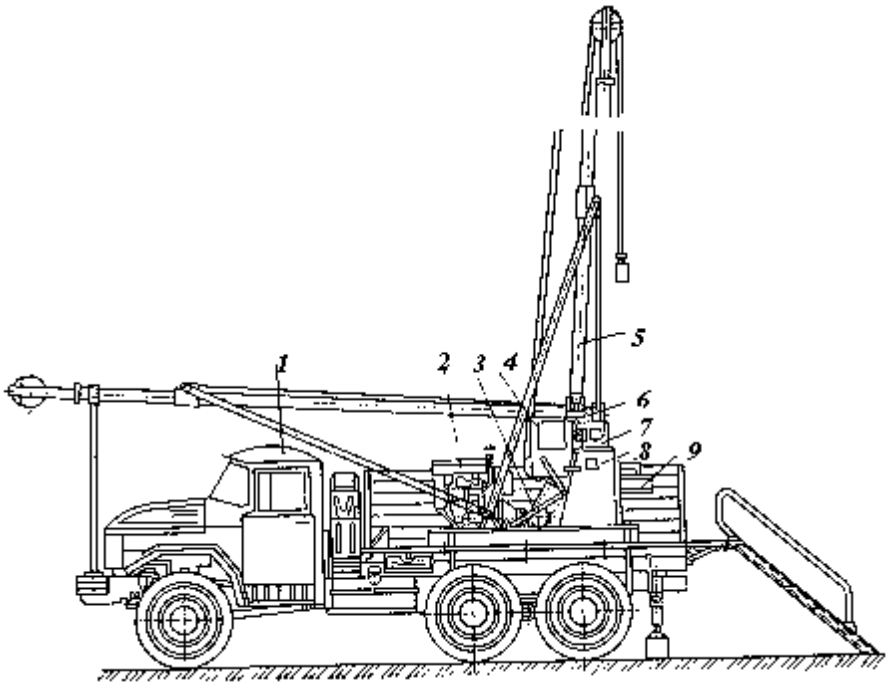


Рис. 6.4. Буровая установка УБР-2М
1 - автомобиль; 2 – двигатель; 3 - редуктор; 4 - лебедка с ударным механизмом; 5 – мачта; 6 – лебедка подъема мачты; 7 – раздаточная коробка; 8 - рама; 9- привод ротора

Долота служат для разрушения породы на забое и обработки стенок скважины. Основными элементами долота являются (рис. 6.5): рабочая головка 1 с лезвием 2, тело (корпус) 3, имеющее желоба 4 для прохода воды и шлама, шейка 5 с ключевыми выемками-площадками 6 для захватывания долота инструментальным ключом, резьбовая головка 7 для соединения с ударным снарядом. Шейка часто имеет насечку, которая облегчает ловлю и захват долота, оставшегося в скважине при аварии.

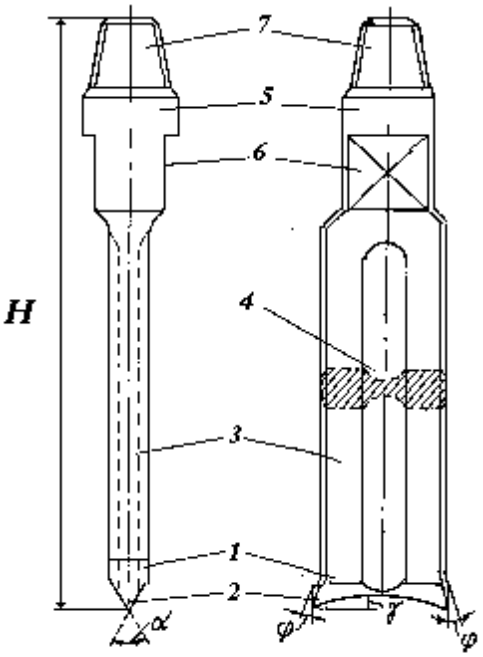


Рис. 6. 5. Общий вид долота

Количество лезвий у разных долот может быть различным. Рабочие головки долот имеют одно лезвие, оставляющее при ударе след в виде прямой линии, два лезвия, оставляющие след в виде двух крестообразно пересекающихся линий и, наконец, три лезвия - одно основное и два боковых, идущих по периферийной части головки долота.

Угол скоса φ головки долота определяет величину зазора между стенками скважины и телом долота. Этот зазор необходим для уменьшения сил трения долота о стенки скважины. Для мягких пород угол скоса принимают равным 8-9^{O}, для крепких пород его уменьшают до 4^{O} с целью увеличения стойкости головки долота.

Угол приострения α - это угол между боковыми гранями лезвия долота. Для мягких пород он составляет 70-80^{O}, для средних - 90-105^{O}, для твердых и очень твердых - 110-120^{O} и иногда - 140^{O}. При бурении трещиноватых пород угол приострения также увеличивают. Нужный угол придают на месте работ в зависимости от свойств проходимых пород.

Угол наклона γ характеризует контур лезвия головки долота. Это угол между линией, соединяющей периферийные концы лезвия (перпендикулярной длинной оси долота), и контурной линией основного лезвия. В зависимости от величины этого угла и положения его относительно линии, перпендикулярной оси долота, контур лезвия может быть прямой - угол γ =0, вогнутый или выпуклый, когда γ= 3-6^{O}.

Дробящая поверхность - это возможная площадь соприкосновения граней лезвия долота с породой на забое при ударе. Она измеряется в процентах от площади забоя. Величину дробящей поверхности подбирают в зависимости от твердости пород (от 40-50 до 80%). Чем тверже породы, тем больше должна быть дробящая поверхность, что увеличивает стойкость долота.

В настоящее время применяют несколько типов долот: плоские, крестовые, двутавровые, округляющие и специальные.

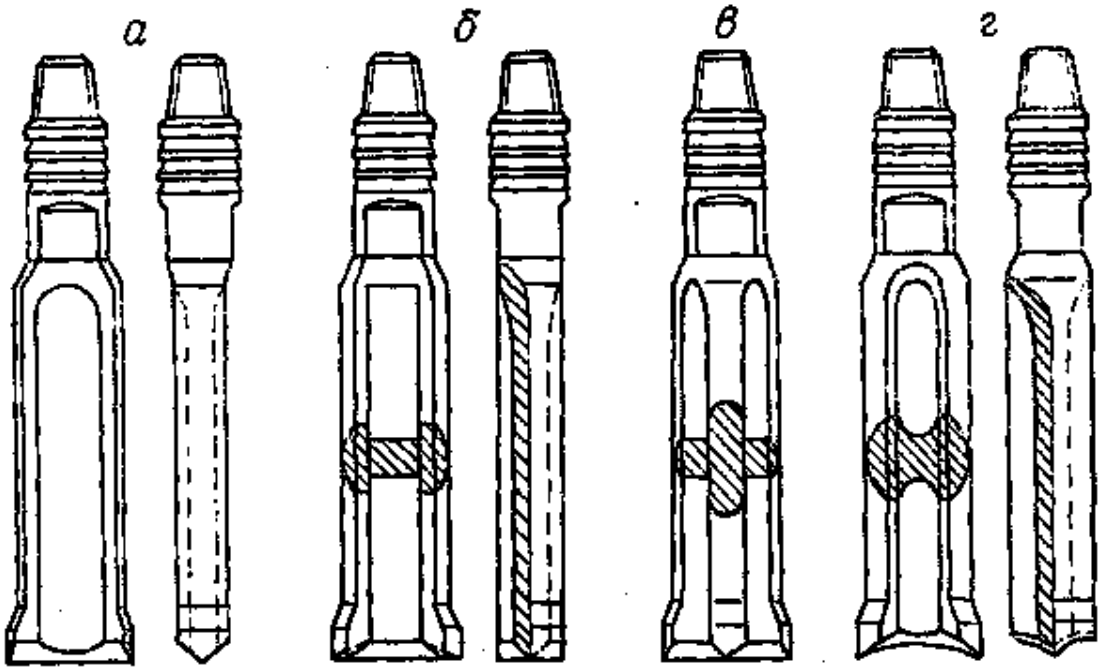


Рис. 6.6. Типы долот
а- плоское; б- двутавровое; в- крестовое; г- округляющее

Плоские долота (рис. 6.6,а) предназначены для проходки плотных не трещиноватых пород без твердых включений.

Они бывают двух видов - облегченные и тяжелые.

Облегченное - небольшой толщины и с широкими неглубокими желобами. Рабочая головка с одним лезвием и небольшой дробящей поверхностью (около 40%); угол приострения не превышает 90^{O}.

Тяжелое плоское долото используют для бурения пород средней твердости и твердых. По форме оно напоминает облегченное, но массивнее, имеет большую толщину тела и дробящую поверхность (до 50-60%), угол приострения 90-110^{O}.

Плоские долота выпускают диаметром 148, 198, 248, 298, 345, 395, 445, 495, 595 и 695 мм. Масса долот от 42 до 520 кг.

Двутавровые долота (рис. 6.6, б) предназначены для проходки вязких пород. Их лезвия имеют по обоим концам выступающие в обе стороны борта, обеспечивающие лучшую обработку стенок скважин. Заправляют такие долота обычно под углом 80-100^{o}. Выпускают их диаметром 148-850 мм, масса 42-630 кг.

Крестовые долота (рис. 6.6, в) применяют для проходки твердых трещиноватых пород, а также валунно-галечных отложений. В зависимости от твердости пород угол приострения крестовых долот изменяется от 100 до 130^{o}. Диаметр этих долот 148-595 мм, масса 66-980 кг.

Округляющие долота (рис. 6.6, г) используют для проходки твердых трещиноватых пород и валунно-галечных отложений, а также для выравнивания стенок скважин. Дробящая поверхность их достигает 80%, угол приострения 90-130^{o}. Диаметр выпускаемых долот 148-695 мм, масса - 85-1400 кг.

Специальные долота серийно промышленность не выпускает, обычно их изготовляют на месте работ. Специальные долота применяют для исправления скважины или при ловильных работах. Для расширения скважин под башмаком обсадной трубы используют эксцентричные долота различных конструкций, а также односторонне заправленные обычные (со скошенным лезвием). Пирамидальные долота предназначены для отжатия за башмак обсадной трубы встретившегося при проходке нетвердых пород валуна. Для расширения стенок скважины вокруг оставшегося в ней после аварии инструмента применяют *боковые долота*.

Долота изготовляют ковкой или штамповкой из стали Ст63, У7, У8, У7А, У8А и др. После ковки их отжигают, а лезвия подвергают закалке на высоту, равную их полуторной толщине. Твердость закаленной части должна быть 45-57 HRC.

В табл. 6.2 приведены основные размеры долот, изготовляемых Оротуканским заводом горного оборудования и предусмотренных ОСТом 41-103-75 для ударно-канатного бурения при разведке россыпей.

Таблица 16.2. **Основные размеры долот**

Тип долота	Типо-размер	Диаметр, мм	Длина, мм	Угол приострения	Масса, кг
Плоское	ДП-190	190	1200	90	115
	ДП-140	140	1100	100	70
Облегченное	ДПО-190	190	1000	90	85
	ДПО-140	140	1100	70	40
Двутавровое	ДД-190	190	750	90	70
	ДД-140	140	650	90	45
Крестовое	ДК-190	190	1200	130	145
	ДК-140	140	1200	90	84
Округляющее	ДО-190	190	1200	90	120
	ДО-140	140	1200	90	75
Плоское со сменными лезвиями	Г-111А	191	940	90	84

В последние годы на ударно-канатном бурении при разведке россыпей в условиях Магаданской области и Якутской АССР широко применяют долото со сменным лезвием (рис. 6.7), разработанное опытно-методической партией новой техники СВТГУ и выпускаемое Оротуканским заводом горного оборудования. Каждое долото комплектуется 25-30 сменными лезвиями и необходимыми запасными частями; масса лезвия 5 кг

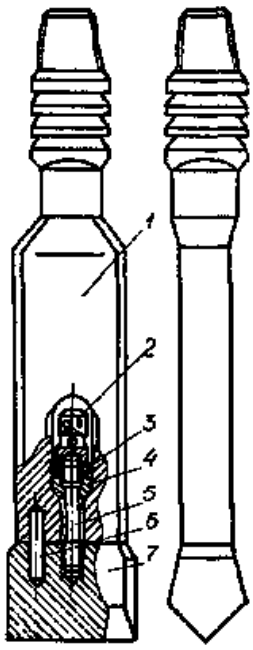


Рис. 6.7. Долото со сменным лезвием
1-корпус; 2- гайка; 3- штифт; 4- шайба; 5- шпилька; 6- гладкая шпилька; 7- лезвие

Кроме лезвий плоской формы с углом приострения 90^{o} и прямым контуром долото может комплектоваться сменными лезвиями других геометрических форм (рис. 6.8).

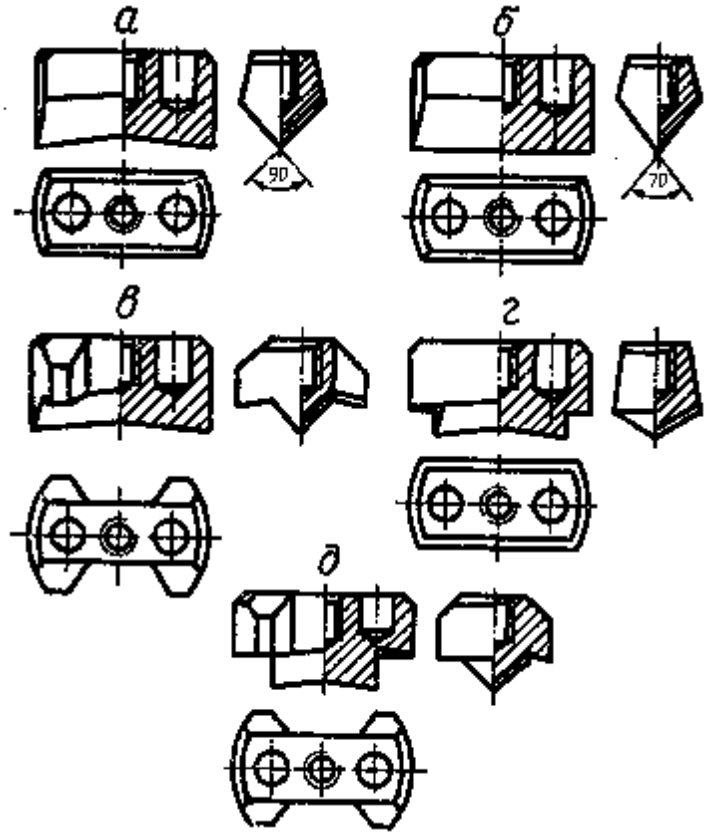


*Рис.*6.8. Типы сменных лезвий:
а- плоское с углом приострения 90° и вогнутым контуром;
б - плоское с углом приострения 70°;
в - округляющее;
г - плоское ступенчатое;
д - округляющее ступенчатое

Долота со сменными лезвиями позволяют значительно снизить трудоемкие затраты по заправке долот. В процессе бурения рабочая часть долота изнашивается - уменьшается диаметр, притупляются углы лезвия долота, в результате чего резко снижается механическая скорость. При износе долота по диаметру на 5 мм требуется его заправка, которую осуществляют кузнечным способом, придавая рабочей части определенную форму, размер и твердость.

Внедрение долот со сменными лезвиями, небольшой вес которых и взаимозаменяемость, намного повышают качество заправки и улучшают технико-экономические показатели бурения.

Штанги ударные служат для увеличения веса бурового снаряда и сохранения вертикального направления скважины. Ударная штанга (рис. 6.9) - это массивный длинный цилиндрический стальной стержень. Оба конца штанги снабжены конической резьбой - нижний имеет внутреннюю резьбу для соединения с полуштангой или долотом, верхний - наружную для соединения с канатным замком или рабочей раздвижной штангой. С двух сторон штанги имеются выемки для захвата ее инструментальным ключом при свинчивании или развинчивании. В верхней шейке сделаны ловильные канавки для захвата штанги плашками ловильника.

Диаметры ударных штанг 110, 140, 150, 170, 190, 220 мм, длина 2, 4, 6 м, масса в зависимости от диаметра и длины - от 300 до 1300 кг.

Основные размеры ударных штанг, выпускаемых Оротуканским заводом горного оборудования и предусмотренных ОСТом 41-102-75, для УКБ при разведке россыпей приведены в табл. 6.3.

Таблица 6.3. **Основные размеры ударных штанг, мм**

Диаметр, мм	Длина, мм	Масса, кг
150	2700	350
140	2000,4000	232,464
110	4000	295

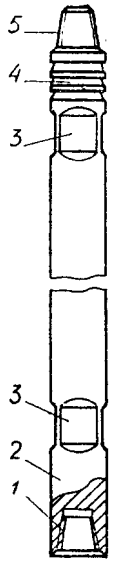


Рис. 6. 9. Штанга ударная
1- внутренняя резьба; 2- тело штанги; 3- выемки для инструментального ключа; 4- ловильные канавки; 5- наружная резьба

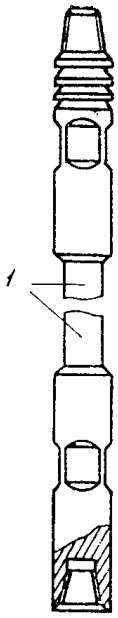


Рис. 6.10. Штанга забивная (полуштанга) с проточкой (1)

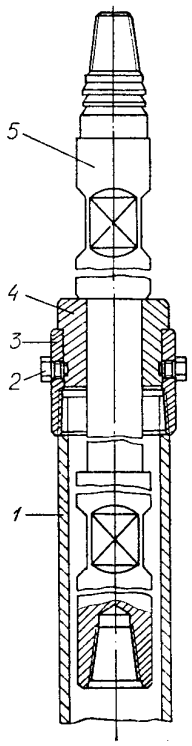


Рис. 6.11. Приспособление для забивки труб
1 - труба обсадная; 2- стопорный болт; 3- забивная головка; 4- вкладыш из двух половин; 5- полуштанга

Полуштанги (рис. 6.10) служат для тех же целей, что и ударные штанги, а также используются при обсадке и извлечении обсадных труб. Они изготовляются Оротуканским заводом горного оборудования и отличаются от штанг тем, что в средней части имеют проточку диаметром 110 мм и длиной 1100 мм. Масса полуштанги 280 кг.

Полуштанга входит в приспособление для забивки труб (рис. 6.11). При забивке обсадных труб удары наносятся верхними плечиками полуштанги по вкладышу из двух половин, закрепленному в забивной головке, забивная головка навинчивается на верхнюю обсадную трубу.

Рабочие раздвижные штанги (рабочие ножницы) предназначены для облегчения отрыва бурового снаряда из забоя в процессе бурения (табл.6.4). В твердых однородных породах бурение обычно ведут без раздвижных штанг, но в вязких, трещиноватых и сильно валунистых породах применение их необходимо. В буровом снаряде рабочая раздвижная штанга находится между ударной штангой и канатным замком. Состоит она из двух замкнутых звеньев (рис. 6.12), скользящих одно в другом.

Таблица 6.4. **Основные размеры рабочих раздвижных штанг**

Диаметр, мм	Длина верхнего звена, мм	Длина нижнего звена, мм
140	1690	183
112	1370	112

Канатный замок служит для соединения бурового снаряда с инструментальным канатом и состоит из корпуса и гильзы (рис. 16.13). В корпусе имеется канал для каната,

гнездо для размещения гильзы и окно. В нижней части корпуса сделаны ключевые выемки и внутренняя коническая нарезка. Верхняя часть шейки снабжена ловильными канавками.

Гильза представляет собой втулку, имеющую, с одной стороны, осевую цилиндрическую проточку, а с другой - коническую. В коническую часть гильзы заправляют канат. Гильза может свободно поворачиваться в гнезде вокруг своей оси и перемещаться вниз. Верхняя часть гильзы закаливается до 38-42 HRC.

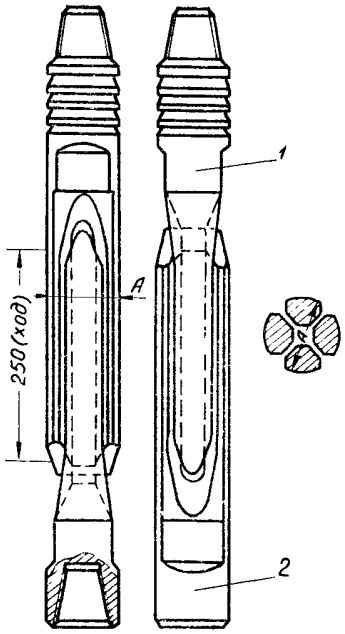


Рис. 6.12. Штанга раздвижная рабочая (ножницы рабочие):
1 - звено верхнее;
2 - звено нижнее

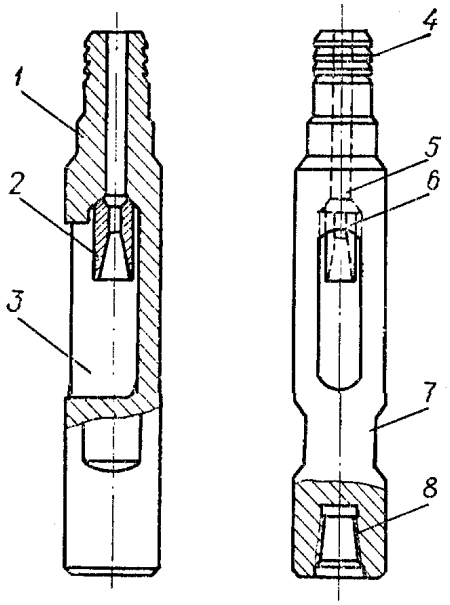


Рис. 6.13. Замок канатный
1 – корпус; 2 – гильза; 3 – окно; 4 – шейка; 5 – канал; 6 – гнездо; 7 – выемки для инструментального ключа; 8 – внутренняя коническая нарезка

Основные размеры канатных замков для ударно-канатного бурения при разведке россыпей приведены в табл. 6.5.

Принцип действия канатного замка основан на свойстве каната раскручиваться под нагрузкой и вновь скручиваться, как только нагрузка с него снимается. При подъеме снаряда канат раскручивается, поворачивая его с гильзой на некоторый угол.

Таблица 6.5. **Основные размеры канатных замков**

Диаметр, мм	Диаметр канала, мм	Длина, мм	Масса, кг
150	32	1110	112
140	25	1100	95
110	25	1100	65

При падении снаряда на забой скважины, когда канат разгружен, он вновь скручивается и проворачивает гильзу в гнезде канатного замка. Таким образом, снаряд при каждом подъеме поворачивается на некоторый угол, величина которого зависит от состояния и рода свивки каната. При новом канате и канате односторонней свивки снаряд поворачивается на больший угол.

Инструментальный канат наиболее интенсивно изнашивается у канатного замка, поэтому периодически (через 120ч) приходится перезаправлять его в гильзе. Для этого

гильзу вынимают через окно, не свинчивая замка со штанги. Канат продергивают вместе с гильзой, обрубают на расстоянии 1-1,5 м от гильзы и вновь закрепляют в ней.

Желонки предназначены для очистки скважины от выбуренной породы (шлама). На ударно-канатном бурении при разведке россыпей применяют поршневые желонки. Работают они по принципу всасывания шлама под действием вакуума, создаваемого движением поршня.

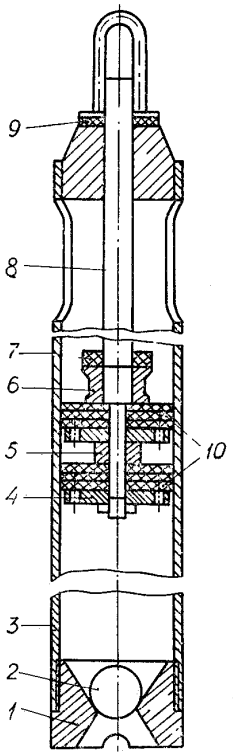


Рис. 6.15. Желонка Р-8ЖА-4У
1-башмак; 2- шаровой клапан; 3- корпус; 4- поршень; 5- втулка; 6гайка; 7,9- амортизаторы; 8- шток; 10- манжеты

При разведке россыпей ударно-канатным способом используют желонки с шаровым или плоским клапаном. Наиболее эффективной считают желонку с шаровым клапаном Р-8ЖА-4У, разработанную ВНИИ-1. (рис. 6.14, табл. 6.6).

К штоку в верхней части желонки приварена серьга для присоединения ее к канату желоночной лебедки. После операции "долочения" желонку на этом канате опускают на забой скважины. После трех-пяти ходов поршня ее поднимают на поверхность и опускают в воронку разгрузочного устройства. Штырь - толкатель разгрузочного устройства поднимает шар. В открывшееся отверстие башмака разгружается шлам. При подъеме желонки из разгрузочного устройства шар опускается на дно башмака.

Таблица 6.6. **Техническая характеристика желонки Р-8ЖА-4У**

Показатели	Величина
Диаметр проходного отверстия башмака, мм	92
Ход штока, мм	2000
Максимальный объем шлама, поднимаемый за одно опускание желонки в скважину, л	38
Внутренний диаметр корпуса желонки, мм	150-152
Наружный диаметр желонки, мм	168
Длина корпуса желонки, мм	2800
Общая длина при опущенном штоке, мм	13170
Максимальная общая длина (при выдвинутом штоке), мм	5170
Масса, кг	138

Новые снаряды для ударно-канатного бурения

ВНИИГСом совместно с трестом "Промбурвод" разработаны новые конструкции буровых снарядов с различными видами дополнительного динамического воздействия на забой.

1. Буровой снаряд с дополнительными продольными ударами состоит из долота, ударной штанги, ножниц и канатного замка. Ударная штанга выполнена в виде герметичного корпуса, в котором посредством пружин смонтирован ударник. На нижнем и верхнем торцах ударника размещены бойки, а в основаниях корпуса смонтированы наковальни. Жесткость пружин выбирается так, чтобы в нерабочем положении между бойками и наковальнями имелся зазор.

В процессе бурения при ударе долота по забою ударник приходит в колебательное движение, когда при контакте долота с породой бойки поочередно наносят серию разнонаправленных ударов по наковальням.

2. Буровой снаряд с дополнительным крутильным ударом отличается от известных тем, что кроме вертикальных ударов с его помощью можно воздействовать на забой крутильными ударами. Снаряд состоит из корпуса, во внутренней полости которого смонтирован ударник, долото и пружина. Ударник снабжен продольными выступами, которые входят в пазы корпуса, выполненные по винтовым линиям. В верхней части ударника расположен клиновой пояс, с которым скреплена штанга. Корпус выполнен с внутренним конусом, угол которого совпадает с углом клина пояса. Снаружи корпус закрыт обшивкой. Штанга на тросе крепится с помощью канатного замка.

Работа снаряда осуществляется следующим образом. После сброса снаряд ударяет долотом по забою. В момент удара, вследствие действия силы инерции, клиновые пояса расклиниваются, ударник отделяется от корпуса и начинает скользить торцами выступов по винтовым пазам. Это перемещение осуществляется как за счет силы тяжести, так и за счет энергии, накопленной в пружине во время подъема снаряда. Ударный импульс, в результате которого образуется поворот снаряда, происходит при ударе выступов по корпусу.

3. Буровой снаряд с дополнительными рыхлителями состоит из долота и штанги с герметизированной полостью, в которую может быть залита жидкость или помещена дополнительная ударная масса. В нижней части полости штанги предусмотрен выступ, на котором размещены пружины и поршень. Внутренняя часть долота снабжена прямоугольной полостью, сквозными отверстиями и смонтированными в них соответственно траверсой и пикообразными рыхлителями. Отверстия имеют уплотнения, препятствующие проникновению бурового шлама в полость. Шток жестко соединяет траверсу с поршнем.

После сброса снаряд ударяет по забою. В момент удара жидкость или дополнительная масса продолжает двигаться вниз и осуществляет удар по поршню, рыхлители получают ускорение и внедряются в забой.

Экспериментальная проверка работоспособности осуществлена на стенде, имитирующим станок УКС - работа снаряда с крутильным ударом характеризуется поворотом долота на угол 20^{o} после удара, что обеспечивает дополнительное скалывание породы и способствует эффективному округлению ствола скважины, скорость бурения возрастает в 1,5-2 раза, случаев заклинки не наблюдалось. При испытании первого снаряда - суммарная частота ударов долота по забою достигала 150-200 в мин., скорость бурения увеличилась в 1,3-1,4 раза, прихвата долота не наблюдалось.

Инструмент для обсадки и извлечения труб

Обсадные трубы служат для закрепления неустойчивых стенок скважин или всего ствола, а также для изоляции отдельных участков. Кроме того, они обеспечивают прямолинейное направление скважин, особенно в начальный период (при забуривании).

Трубы изготовляют бесшовными или сварными из качественных сортов стали марок А, С, Д. Наружный диаметр труб 168, 219, 273, 325, 377, 426 и 478 мм; толщина стенки 7-13,0 мм; длина труб 3-6 м.

При УКБ на разведке россыпей применяют обсадные трубы с утолщенной стенкой и с муфтовым или безмуфтовым соединением.

Башмак обсадных труб при креплении скважин предохраняет конец колонны от смятия, срезает выступы породы на стенках скважины и расширяет скважину, что облегчает посадку труб. Башмак представляет собой толстостенное кольцо с внутренней резьбой (для присоединения к обсадной трубе) и острым режущим торцом снизу. На рис.6.15 показан башмак для обсадной трубы.

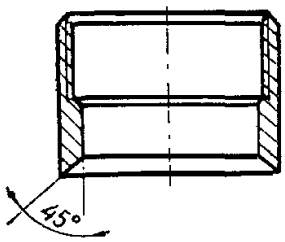


Рис. 6.15. Башмак обсадной трубы

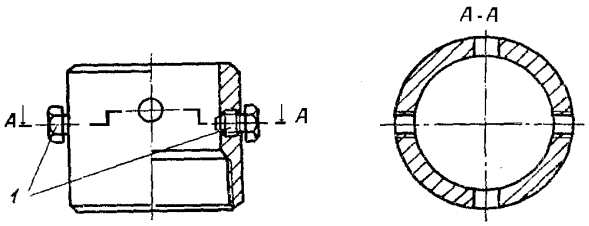


Рис. 6.16. Головка забивная
1 - болты стопорные

Забивная головка (рис.6.16) служит для предохранения верхнего конца трубы от деформации при нанесении ударов во время посадки обсадной колонны в скважину. Забивная головка входит в приспособление для забивных труб (см. рис. 6.11).

Головка выбивная. Разрезную выбивную головку применяют при расхаживании колонны обсадных труб с помощью бурового снаряда. Головка имеет наружную резьбу для присоединения с муфтой обсадной трубы, два диаметрально расположенных отверстия для удобства свинчивания и развинчивания, прорезь для каната и осевую расточку для прохода шейки канатного замка. Извлечение колонны обсадных труб с использованием разрезной головки производится так: с верхней обсадной трубы снимают забивную головку и навинчивают муфту; буровой снаряд (без долота) опускают в скважину; в муфту ввинчивают выбивную головку; регулируют положение бурового снаряда в скважине и, включив механизм ударной балки, наносят сильные удары по выбивной головке плечиками канатного замка бурового снаряда.

Технология бурения

Наиболее важными характеристиками горно-геологических условий залегания россыпей с точки зрения бурения и отбора проб является буримость рыхлых отложений и плотика, а также устойчивость стенок скважин при их сооружении.

В настоящее время все породы, слагающие россыпи, по буримости расклассифицированы только для ударно-канатного способа бурения. Классификация основана на количественном соотношении валунов и глыб, крупной гальки и щебня ко всему объему пород с учетом состава цементирующего материала и содержит шесть категорий (см. табл. 2.6).

Учитывая, что выделение в отдельную группу пород первой категории неоправданно - их объем составляет менее 0,1%, была предложена классификация - группировка пород по буримости для всех способов бурения (табл. 6.7). Разделение рыхлых отложений на группы произведено на основе количественного содержания каменистого материала с увязкой действующей классификации пород.

Общепринятой классификации по устойчивости стенок скважин нет. Исходя из практики бурения на россыпях с учетом необходимости обеспечения высокого качества отбираемых проб, рыхлые отложения можно подразделить на три группы:

- неустойчивые рыхлые отложения, при бурении которых после извлечения пробы скважина заполняется породой до уровня башмака обсадных труб или выше его;

- слабо- и среднеустойчивые рыхлые отложения, при бурении которых после извлечения пробы стенки скважины в течение одного и нескольких последующих рейсов остаются устойчивыми, но менее чем на всю глубину скважины;

- устойчивые рыхлые отложения, при бурении которых стенки скважин остаются устойчивыми на всю глубину до зачистки плотика включительно.

Таблица 6.7. **Классификация - группировка пород по буримости на россыпях**

Группа пород	Частота встречи, %	Краткая характеристика рыхлых отложений	Категория пород по буримости и частота ее встречи, %
I	7,2	Торфа и продуктивный пласт, сложенные песчано-глинистыми отложениями с незначительным количеством крупной гальки и щебня, валунов и глыб, до 10%	I (0,1%), II (7,1%)
II	40,9	Торфа и продуктивный пласт, сложенные гравием и дресвой с небольшим количеством крупной гальки частично IV и щебня, валунов и глыб, до 20%	III (20,7%)
III	30,4	Торфа и продуктивный пласт, сложенные галечно-щебенистыми отложениями с большим количеством крупной гальки и щебня, валунов и глыб, до 40%	IV (20,2%) частично V(10,1%)
IV	21,5	Торфа и продуктивный пласт, сложенные галечно-щебенистыми отложениями с очень большим количеством крупной гальки и щебня, валунов и глыб, более 40%	V (10,1%) VI (11,4%)

Для повышения качества отобранных проб (содержание россыпного полезного компонента, границы продуктивного пласта) требуется получение в процессе опробования данных, соответствующих фактическим параметрам месторождения на каждом интервале скважины. Получение достоверных данных предопределяет специфические технологические схемы ударно-канатного бурения.

1. Наиболее предпочтительной, в большинстве случаев (при бурении неустойчивых, средне- и слабоустойчивых отложений) обязательной является технологическая схема "бурение в трубах". При этом в начале колонна обсадных труб погружается в целик забоя на интервал опробования, затем производится бурение с одновременным или последующим отбором с оставлением предохранительного столбика до 5-10 см высотой. Величина погружения труб, во избежание потерь породы в результате свайного эффекта, не должна превышать интервала опробования. Однако в случае встречи напорных вод и плывунов, когда в трубах образуются породные пробки, для увеличения предохранительного столбика интервал опережения забоя трубами доводится до метра и более.

2. В отложениях с включением большого количества валунов и гальки допускается схема бурения "ниже труб", при которой сначала производится бурение с отбором пробы или без нее (в зависимости от способа бурения) ниже башмака обсадных труб на интервал опробования. Затем осаживаются трубы с учетом врезания башмака в целик забоя на высоту предохранительного столбика. После этого при необходимости производится дополнительное долочение, а затем отбор проб или чистка скважины от породы, срезанной со стенок скважины в процессе посадки труб. Эта схема бурения является вынужденной, так как бурение в трубах в таких отложениях приводит к поломкам башмака обсадных труб и самих труб, сложным, трудно ликвидируемым авариям.

3. В промежуточных по устойчивости и крепости породах применяется схема "бурение на одном уровне", когда в процессе бурения забой скважины и башмак обсадных труб поддерживаются на одном уровне, если это позволяет применяемый способ бурения.

4. В мерзлых и плотных устойчивых породах, в которых осадить обсадные трубы в целик забоя практически невозможно, применяется схема бурения без крепления. Однако и в этом случае углубка за рейс не должна превышать интервала опробования.

При всех разновидностях технологических схем бурения при разведке россыпных месторождений обязательным является строго поинтервальный отбор проб, причем интервал углубки за рейс и длительность долбления определяются не из условия получения максимальной рейсовой скорости, а величиной интервала опробования. Этот интервал обычно составляет 0,2 и 0,4, реже 0,5 м, и лишь в отдельных случаях, обычно при разведке на массу, доходит до 1 м.

Во всех схемах бурения, кроме последней, существенно видоизменяется состав работы и последовательность их выполнения, дополнительные затраты времени на крепление скважин являются сопоставимыми с процессом бурения, существенно увеличиваются энергетические затраты на сооружение скважин.

Эффективность бурения при поисках и разведке россыпных месторождений определяется технико-технологическими показателями совершенства способов, технологии и технических средств, а их оценка производится на основе качественных и технико-экономических критериев.

Параметры ударно-канатного бурения при разведке россыпей

Основными параметрами технологического процесса ударно-канатного бурения, определяющими качество работ и технико-экономические показатели его применения являются тип долота, сила удара (масса снаряда, высота его сбрасывания) и частота ударов, интервал углубки за рейс, интервал забивки обсадных труб и технологическая схема бурения.

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 применяются 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 уменьшает 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 α=70-80^{o}, для пород средней крепости - 90-110^{o}, а для крепких - 110-140^{o}.

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, улучшая тем самым качество опробования. Наибольшие преимущества плоские долота показывают при бурении рыхлых отложений без включения крупнообломоч-

ного материала, при бурении в трубах и при опробовании продуктивного пласта для повышения качества опробования.

Округляющие долота эффективны при бурении ниже труб в рыхлых отложениях с большим количеством крупной гальки и валунов.

Крестовые долота можно применять при бурении наиболее валунистых отложений, для разрушения отдельных крупных валунов и проходки крепких 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, то есть $R = Q S j / g$,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 крепости пород на 1 см диаметра долота D (или длины его лезвия): для мягких пород -25-30 кг/см, для пород средней крепости -35-45 кг/см, для крепких пород-50-60 кг/см. В эффективном разрушении породы на забое принимает участие часть снаряда называемая "ударной", масса которой должна быть $Q > q D$. Фактическая "ударная" масса снаряда определяется как $Q = Q_1 + Q_2 + 1/2\ Q_3$, 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. Эти величины 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 снижается. Рациональная частота ударов определяется из эмпирического выражения $n=0{,}118k\alpha(j/S)^{1/2}$, где k - коэффициент, учитывающий неравномерность угловой скорости кривошипа, k = 0,9 так как при опускании снаряда (двигатель не загружен) угловая скорость кривошипа выше, чем при подъеме снаряда; α- угол поворота пальца кривошипа при движении шатуна от нижней к верхней мертвым точкам, $\alpha = 170\text{-}180^{o}$; j – ускорение падения бурового снаряда; S-высота сбрасывания снаряда. При выборе S и n рекомендуется исходить из следующего: с увеличением высоты сбрасывания частоту ударов необходимо уменьшать, а при снижении S - увеличивать n. 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 неполноценны.

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, когда в скважине образуется большое количество шлама, буровой снаряд начинает падать с меньшим ускорением, синхронность его падения с качаниями ударной балки вновь нарушается. Необходимо либо уменьшить число оборотов электродвигателя, либо прекратить бурение и очистить скважину. В момент за-

буривания 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 величине ее. Кинетическая энергия, расходуемая при этом на разрушение породы, будет наибольшей. Рациональная величина подвески бурового снаряда может быть определена следующим выражением d = l - h 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 каната 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 крепости пород.

Шламовый режим. 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. Это двояко влияет на производительность бурения. С одной стороны, увеличение вязкости и объемного веса жидкости повышает сопротивление движению снаряда. Скорость падения снаряда уменьшается и производительность бурения снижается. С другой стороны, 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. Если в скважине нет жидкости или удерживающая способность ее недостаточна, частицы породы оседают, и на забое образуется так называемая "подушка", поглощающая значительную часть энергии удара. Поэтому 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 2г/см^3 незначительно влияет на конечную скорость падения снаряда. При дальнейшем же увеличении объемного веса скорость падения резко уменьшается, а с этим связано резкое 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. Добавляя в скважину воду и периодически производя чистку ее, можно изменять высоту столба шлама и объемный вес жидкости.

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, а затем по мере зашламования жидкости вода добавляется порциями в зависимости от скорости бурения и требуемой вязкости жидкости. Перед чисткой скважины рекомендуется влить сразу 20-30 литров 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, а высоту пульпы (при поднятом инструменте) около 3-3,5 м. С целью уменьшения плотности пульпы рекомендуется перед началом нового рейса 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 1700кг/м^3 рекомендуется вязкость пульпы поддерживать в пределах 22-25 с.

Интервал углубки за рейс. Величина интервала углубки за рейс является одним из основных параметров бурового процесса при разведке россыпных месторождений, оказывающим значительное влияние на качество отбираемых проб и производительность труда. В настоящее время бурение скважин при разведке россыпных месторождений осуществляется с интервалом углубки за рейс 0,2; 0,4-0,5 и 1,0 м. Анализ показывает, что при разведке россыпных месторождений ударно-канатным способом 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 0,5-1,0м, так как в этом случае за счет сокращения вспомогательных операций наблюдается повышение рейсовой скорости.

Интервал забивки обсадных труб. В практике геологоразведочных работ при 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 трубы породы. Наиболее рациональным, однако, считается, когда интервал забивки обсадных труб соответствует интервалу опробования, объем извлекаемой пробы значительно выше и составляет при рейсе 0,2 м почти 90% от расчетного объема пробы. При неограниченном интервале забивки труб объем извлеченной пробы при той же величине рейса составляет только 60% от расчетного. С увеличением интервала углубки за рейс процент извлечения породы еще более снижается.

Отбор проб и очистка скважины. Пробы отбирают 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 три-четыре 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 обмывания желонки. 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 выжелоненной породы теоретическому. В случае резких отклонений выжелоненного грунта от теоретического объема принимаются меры по устранению причин расхождения (проводят глинизацию скважины или переходят на бурение с трубами).

На разведке россыпей скважинами УКБ в объединении "Севвостгеология" для промывки отобранных проб внедрена установка Проба-2М (рис. 6.17), на которой механизированы операции дезинтеграции, грохочения и обогащения.

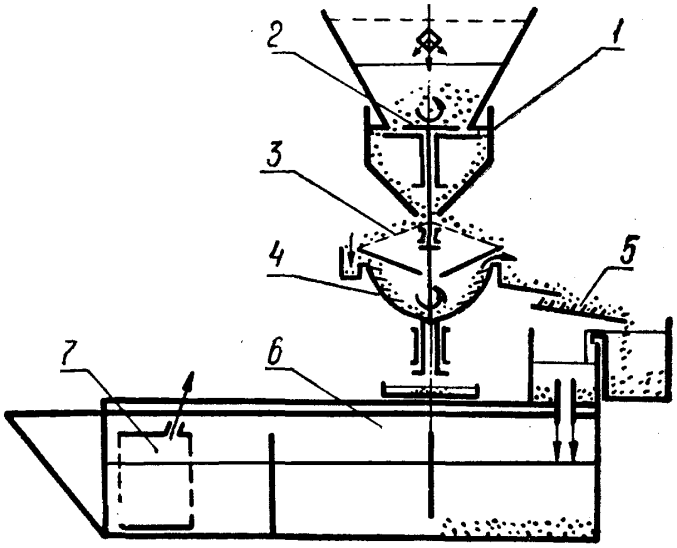


*Рис.*6.17. Конструктивная схема установки «Проба-2М»

1-питатель с бункером и омывателем;
2-вал с дисковым импеллером;
3-конический виброгрохот;
4-центробежный сепаратор;
5-шлюз; 6-емкость; 7-насос

Промывочный прибор «Проба-2М» предназначен непосредственно для обработки пробы и получения концентрата. Ниже приводится назначение его основных элементов и принцип работы.

Питатель 1 служит для дезинтеграции, грохочения, классификации и дозированной подачи материала в центробежный сепаратор 4. Питатель состоит из воронкообразного корпуса, в котором смонтирован вал 2. В верхней части вала закреплен импеллер, в средней - торцевой кулачок, служащий для создания вибрации грохоту 3. Грохот соединен с валом на подшипниках скольжения и как бы подвешен своим торцевым кулачком. В верхней части питателя установлен бункер, куда загружают пробу, в нижней части которого расположены штыри для интенсификации дезинтеграции и отверстия диаметром 4 и 6 мм для первичного грохочения. При повороте бункера по часовой стрелке относительно вертикальной оси между ним и днищем образуется кольцевая щель 35 мм для разгрузки крупной фракции.

Сепаратор центробежный 4 служит для получения концентрата фракции менее 3 мм из исходной пробы. Корпус сепаратора закрепляется на раме промывочного прибора болтами. В корпусе смонтирована на подшипниках качения чаша, в которой установлена резиновая футеровка с нарифлениями, служащая для улавливания тяжелой фракции и золота. В днище сепаратора имеется центральное отверстие, в которое после освобождения сетки грохота от шлама, поворота и откидывания бункера-питателя смывается концентрат. Под отверстием перед пуском прибора устанавливается доводочный лоток или другая емкость для сбора концентрата. Шлюз 5 служит для улавливания самородков. На его днище установлены трафарет и резиновый мат. Для подачи воды используется насос типа «ГНОМ-10-10», обеспечивающий расход воды до 1,5 м3/смену.

Работа промывочного прибора Проба-2М. При включении электродвигателя вращение передается чаше центробежного сепаратора при помощи клиноременной передачи. Установленные на днище сепаратора штыри передают вращение через штифт валу питателя и импеллера. Одновременно торцевой кулачок, закрепленный на валу питателя, создает вертикальные колебания (вибрацию) грохоту. Одновременно с прибором включается насос для подачи воды в центральную систему прибора. Загрузка производится при работающем приборе и водоснабжении. В бункере прибора происходит дезинтеграция и первичное грохочение. Мелкий материал (менее 6 мм) поступает на сетку грохота. Фракция менее 3 мм проваливается в отверстия сетки и идет на обогащение в центробежный сепаратор. Материал 3-6 мм поступает на кольцевой лоток, а затем на контрольный шлюз в бункер. После завершения в бункере дезинтеграции он поворачивается по винтовым направляющим, в результате чего приподнимается и между днищем и бункером образуется кольцевая щель 35мм. В образовавшуюся щель выносится оставшийся материал, кото-

рый через воронку корпуса питателя поступает на грохот. Мелкий материал через грохот попадает в чашу сепаратора, а крупный (более 3 мм) через контрольный шлюз выносится потоком воды в эфелесборник. По окончании работы прибор и насос отключаются, питатель с бункером поворачивается на кронштейнах, открывая доступ к сепаратору. Включается насос, и при помощи обмывочного пистолета и щетки очищается футеровка сепаратора. Концентрат смывается через центральное отверстие сепаратора на доводочный лоток или и другую емкость. Концентрат шлюза проверяют визуально или при необходимости смывают на доводочный лоток. Промывочный прибор обеспечивает улавливание металла не ниже 97%. После промывки на приборе остается около 0,5 л концентрата, доводку которого производят на доводочном сепараторе ДЦС-2 или на лотке вручную. Установка работает с подогреваемой до 35-40^{o}С оборотной водой, монтируется в передвижном отапливаемом помещении.

Производство работ при сооружении скважин. Сооружение скважин при ударно-канатном бурении состоит из трех основных этапов: подготовка рабочего места и установка станка, забуривание и бурение, сопровождающееся чисткой и креплением скважины обсадными трубами, и, наконец, оборудование скважины для эксплуатации или ликвидации ее. Последнее - зависит от назначения скважины.

Конструкция скважины. Конструкцию скважин на ударно-канатном, как и на любом другом разведочном бурении следует максимально упрощать. Это снижает расход труб, энергии, повышает производительность труда и уменьшает общие затраты на бурение. При разведке россыпей на УКБ 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 4-6м (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 и т.д.), 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 - труды диаметром 219 мм (до глубины 60-80 м) и 168 мм (глубже).

Забуривание скважины производится в следующем порядке. После расчистки буровой линии расчищается площадка под буровые станки и вспомогательное оборудование (промывочные станции, дизельную электростанцию, емкости для воды т.п.). Перед забуриванием каждой новой скважины станок устанавливается на домкраты. Производится осмотр механизмов и узлов станка, проверяется буровой инструмент и состояние канатов и их крепление. После этого приступают к забуриванию скважины. Забуривание, как и бурение неглубоких скважин (до 8 м), в обязательном порядке производят с использованием направляющего колокола. При забуривании скважины сразу же (поинтервально) производится посадка 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 та-

ких 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. Бурильщик замечает это по ослаблению каната. Часто скважина обрушается целиком, что вызывает прихват бурового снаряда. 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 производится. Во избежание свайного эффекта забивку труб нужно производить 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 и искажаются данные опробования. Если интервал не опробуется, а трубы свободно забиваются, величина рейса не ограничивается.

Не всегда удается забить трубы без предварительного долочения. 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.

Состав снаряда: долото, полуштанга, штанга, канатный замок; применяют только плоское долото. Воду не подливают, поскольку при бурении водных таликов ее в скважине в избытке. В слабообводненных талых породах с большим количеством глины подливают 10-15 л воды на рейс 0,4 м. Частота ударов 50-52 в минуту; навеску, как правило, не делают.

Бурение плывунов осуществляют с опережающей обсадкой колонны труб. Необходимо перекрыть сразу весь горизонт плывуна и забивать 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. 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. Для того чтобы ее можно было взять желонкой, необходимо повторное долочение. 4.Желонение - очистка забоя скважины желонкой, пробоотборником. Мерзлый грунт по сравнению с таликами имеет существенное преимущество - он 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 этого: 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 этом случае необходимое качество работ обеспечивается применением тампонирования стенок скважины и соблюдением шламового режима.

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^{o}.

При бурении без труб в малоустойчивых породах рекомендуется подсаливание воды (5%-ный раствор). Хорошие результаты дает применение глинистого раствора с плотностью 1,18-1,2г/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 обмыва снаряда.

Частоту ударов в мерзлых устойчивых породах III-IV категорий принимают равной 50-52 в минуту, навеска должна быть наименьшая или равна нулю.

Бурение в осложненных горно-геологических условиях. Горно-геологические условия, значительно осложняющие бурение разведочных скважин: 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: мерзлоты, водных таликов, сушенцов с положительной и отрицательной температурой.

Неустойчивые рыхлые отложения могут быть пробурены и принудительно закреплены одной колонной обсадных труб диаметром 219 м на глубину до 60 м. Когда разрез представлен мелкогалечным материалом без валунов, длину колонны можно увеличить до 80 м.

Если появляется необходимость 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 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 трудно, а чаще невозможно.

Характерно, что граница устойчивых и сыпучих пород легко устанавливается бурильщиком. Буровой снаряд обычно подбрасывает на 20-60 см, и углубка прекращается.

Многолетним опытом бурения определен метод, позволяющий бурить такие горизонты без крепления трубами, используя тампонирование стенок льдом, глиной, торфом и т.д. Применение тампонирования одновременно с бурением улучшает качество опробования. Состав тампонирующей смеси: 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/см3; мерзлый торф, мох, дерн или другой волокнистый материал (опилки, бумага и т.д.); вода (когда нет глинистого раствора). Расход смеси на 1 м скважины: ведро глины (6-10 кг), 2-3 ведра льда (12-16 кг), 0,5-1 ведро воды (4-8 кг). Лед можно заменить частично или полностью льдонасыщенным торфом. Забросска в скважину рыхлого снега недопустима, так как он, не долетая до забоя, оседает на стенках скважины и заужает ее. Перед заброской кусок плотного снега, как и волокнистый материал, надо облить водой и заморозить. На рейс 0,4 м расход смеси составит около половины указанного количества. После засыпки смеси в скважину производят долочение на заданный интервал, в результате которого компоненты смеси и грунта измельчаются, перемешиваются и тампонируют стенки скважины. Это прекращает их обрушение. Порядок операций при бурении с искусственной проморозкой: засыпка тампонирующей смеси; долочение на рейс 0,4 м; желоне-

ние. Часто для тампонирования используют только лед в количестве 1,5-3,0 ведра на рейс 0,4 м.

При интенсивном осыпании, для того чтобы смесь в стенках замерзла и схватилась, после долочения работы в скважине приостанавливают на 20-30 мин. Затем производят вторичное долочение и желонение. Далее операции повторяют, пока не будет пройден интервал сыпучих пород.

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.

Большую трудность представляет бурение валунов. Если поверхность валуна горизонтальна, что встречается довольно редко, и валун перекрывает все сечение скважины, то процесс бурения не затруднен, снижается только скорость. Осложнения возникают лишь при выходе из валуна. Долото может пробить валун и выйти из него, не обработав стенки скважины, и 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^{o}. Состав снаряда: при бурении без обсадки - долото, утяжеленная ударная штанга (6 м), канатный замок; при бурении с обсадкой - долото, забивная штанга, ударная штанга (4 м), канатный замок. 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 минуту.

6.1.2. *Вращательное бурение с отбором керна скважин небольшого диаметра*

Вращательное бурение с отбором керна начинает широко применяться при разведке россыпных месторождений и может быть использовано на всех стадиях разведки. Преимущества его в возможности получения ненарушенного керна разбуриваемой толщи и круглогодичной применимости в любых метеорологических условиях.

На россыпях бурение осуществляется твердосплавными коронками всухую и, реже, с призабойной циркуляцией промывочной жидкости (безнасосное бурение). Этим в процессе углубки скважины исключается размыв керна, вымывание полезных компонентов из пробы и имеется возможность получать столбик породы в ненарушенном виде, позволяющем задокументировать особенности строения и состав рыхлых отложений, сравнительно точно определить содержание металла в пробе и мощность продуктивного пласта.

Однако существующая техника для вращательного бурения не приспособлена к разведке россыпей, сложенных несвязанными рыхлыми отложениями, так как невозможно в процессе бурения вести крепление стенок скважины с одновременной обсадкой. Крепление ведется периодически, в зависимости от устойчивости стенок скважины. В связи с этим вращательное бурение используется в основном для отбора проб в россыпях, характеризующихся незначительной валунистостью и наличием достаточного количества глинистого материала, обеспечивающего устойчивость незакрепленных стенок скважины на пройденном интервале и возможность затирки скважин всухую.

Колонковое вращательное бурение при разведке россыпей имеет ряд особенностей, которые заключаются в следующем.

1. В сыпучих и обводненных малоустойчивых отложениях, когда со стенок скважины осыпается порода, применяются удлиненные колонковые трубы, которые дают возможность дойти через вывалы до забоя и забуриться в целик не менее чем на интервал опробования. При извлечении породы из колонковой трубы вывалы обычно легко отличаются от керна по своей рыхлости. Керн поступает на документацию и опробование, а вывал выбрасывается в отвал.

2. При проходке плывунов мощностью до 4-5 м применяются также удлиненные колонковые трубы длиною 5-6 м, редко больше, которые позволяют пройти весь интервал плывунов, забуриться в более плотные отложения и в них произвести затирку керна. В этом случае керн поднимается со всего интервала за один рейс бурения.

Крепление скважин обсадными трубами в обоих случаях производится вслед за бурением путем задавливания их механизмом подачи станка до забоя с плотными отложениями. Только после обсадки труб производится подъем снаряда из скважины.

3. В плотных глинистых породах бурение ведется ниже башмака обсадных труб до тех пор, пока стенки устойчивы, обычно величина такого интервала составляет 8-10 м. Как только начинают проявляться вывалы и осыпания породы, расхаживанием или задавливанием производится крепление скважины обсадными трубами. После окончания крепления осуществляется чистка скважины. Извлеченная при этом порода имеет несохранившуюся структуру, перемешана и не опробуется.

4. В мерзлых устойчивых породах скважины бурятся без крепления их обсадными трубами. Креплению подлежит только устье скважины на глубину деятельного слоя, то есть 3-4 м.

При бурении всех пород, кроме плывунов, величина рейса определяется требованиями опробования и обычно находится в пределах 0,5-1,0 м, редко достигая 2,0 м. В последнем случае поднятый керн по своей длине делится на отдельные пробы.

Колонковое бурение при разведке россыпей производится установками общего назначения. Широко используются ранее выпускавшиеся станки ЗИФ-650, которые размещают в буровых зданиях - "тепляках" - на санях. Здание размером 5,6х3,5 м включает необходимое оборудование, инструмент и печь для обогрева, при этом обеспечивается свободный доступ ко всем механизмам.

Однако наиболее эффективно применение для бурения вращательным способом установок, обеспечивающих также возможность ударно-канатного бурения (см. раздел 1.1). При этом колонковое бурение применяется только в минимально необходимых объемах для выяснения особенностей строения месторождений.

Технология бурения скважин с отбором керна по всей глубине

После установки станка на месте бурения производят забуривание скважины всухую твердосплавными коронками до глубины 2-8 м в зависимости от устойчивости её стенок. Затем, как только начинаются заметные вывалы породы в талых рыхлых породах, устанавливают направляющую трубу, верхний конец которой выводят в помещение буровой. После этого бурение производится коронками следующего меньшего по размеру диаметра. По мере подбурки скважины эта же колонна расхаживанием или задавливанием подается вслед за забоем на возможно большую глубину. Обычно первой или направляющей колонной удается закрепить ствол скважины до глубины 10-12 м.

Если первую колонну труб больше осадить не представляется возможным, продолжают бурение коронкой того же диаметра до тех пор, пока стенки устойчивы и не наблюдается заметных вывалов породы. Когда осыпание со стенок скважины становится большим, не позволяющим дохождения до забоя производить углубку на нужный интервал опробования, осуществляется крепление скважины колонной следующего размера и,

соответственно, переход на бурение коронками меньшего диаметра с задавливанием спущенной колонны вслед за забоем на возможно большую глубину.

Как правило, выход каждой колонны обсадных труб составляет 10-15 м, реже несколько более. Из такого расчета выбирается начальный диаметр скважины с тем, чтобы ее закончить снарядом необходимого размера, определяемого в зависимости от содержания, крупности зерен полезных компонентов и других параметров россыпи. При проектировании конструкции скважины обычно предусматривается запасной (на случай возможных осложнений) диаметр породоразрушающего инструмента.

При вращательном бурении применяется стандартный инструмент- коронки типов М, СМ, СТ, СА и конструкций местного изготовления; колонковые снаряды для бурения всухую и с местной циркуляцией жидкости, а также и обычные колонковые снаряды с открытыми шламовыми трубами; диаметры обсадных и колонковых труб от 108 до 230 мм.

Технологические режимы бурения при разведке россыпей вращательным способом рекомендуются следующие: диаметр скважин - 131, 151, 192 и 245 мм; частота вращения - от 70 до 150 об/мин; осевая нагрузка от 400 до 1400 даН, частота расхаживания 5-10 в мин при высоте подъема снаряда 5-10 см над забоем.

Выход керна $B_к$ определяется, как правило, объемным способом[20] по расчету разницы между объемом мерной емкости $V_м$ и объемом долитой в емкость воды $V_д$, после помещения в нее полученного образца породы с расчетного интервала (L), $B_к=(V_м-V_д)/V_т$, где $V_т$ - теоретический объем керна, определенный как $V_т = 0{,}785\pi D_в^2 L$, где $D_в$ - внутренний диаметр коронки.

В породах, включающих даже незначительное количество глин сохранность керна высокая (до 98-100%), в связи с чем литологическая характеристика может быть дана с исчерпывающей полнотой, отражающей все особенности строения и состава геологического разреза.

Бурение в слабоустойчивых породах производят с применением вяжущих материалов (глина и др.) или с креплением трубами.

Длина рейса при бурении линз ила, дресвы возможна до 1,8-2,5 м, при бурении мерзлых песчано-глинистых отложений с гравием и щебнем - до 1,0-1,5 м, вязких глин - до 0,2-0,4 м.

В сложных геолого-технических условиях (слабосвязанные грунты, таликовые зоны, неустойчивые и обводненные отложения) скважины крепят трубами до устойчивой мерзлоты или до коренных пород. Добуривание скважины разрешается производить коронкой меньшего диаметра.

Галечно-валунные отложения связанные плотной глиной бурят небольшими рейсами до 0,4 м.

6.1.3. Бурение скважин установками комбинированного действия

Буровые установки УБР-50ВУ (БУУ-2) и УБР-2М предназначены для последовательного комбинированного в отдельных рейсах ударно-канатного и вращательного бурения скважин преимущественно при разведке россыпных месторождений золота.

Применение комбинации данных способов бурения значительно повышает эффективность работ по разведке золоторудных россыпей за счет снижения времени бурения при использовании ударно-канатного способа при проходке сложных по геологическому строению интервалов скважины (валунистость, плывуны и др.) и непродуктивных горизонтов. Вращательное колонковое бурение с отбором керна необходимо использовать для проходки продуктивных пластов и зачистки плотика, учитывая, что оно обеспечивает получение проб более высокого качества.

Сочетание ударно-канатного и вращательного способа бурения в одной установке, и, следовательно, использование их в любой последовательности позволяет вести процесс

бурения с одновременным креплением стенок скважины при достаточно высокой производительности и получать пробы хорошего качества.

Разработанные специализированные установки типа УБР-50ВУ укомплектованы широким набором инструмента для ударно-канатного и вращательного бурения (рис. 6.18).

Из оригинального инструмента для разведки россыпей разработаны забивные стаканы для бурения и отбора проб без отрыва стакана от забоя; желонки с плоским двустворчатым клапаном; шнековый бур для забуривания скважины и проходки пустых глинистых пород; шнековый пробоотборник закрытого типа; ложковый грунтонос с различной конструкцией режущих элементов; колонковый снаряд для бурения с обратной внутренней циркуляцией системы А.С. Волкова.

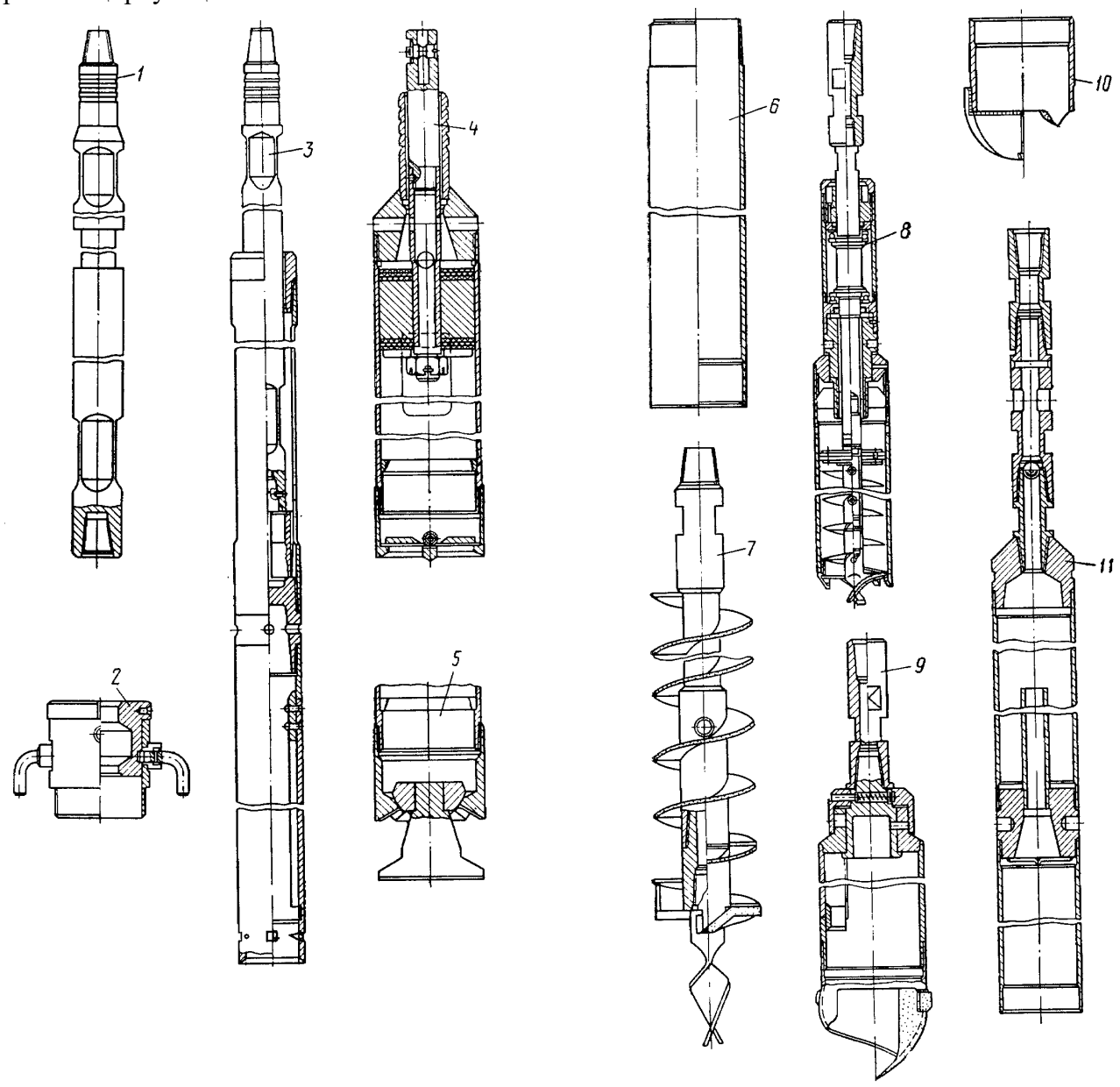


Рис. 6.18. Буровой инструмент к установке УБР-50ВУ

1-ударная штанга; 2- приспособление для забивки обсадных труб; 3- забивной стакан; 4- поршневая желонка с плоским клапаном; 5- желоночный башмак с полусферическим клапаном; 6- обсадная труба; 7- шнековый бур; 8- шнековый пробоотборник; 9- грунтонос; 10- сменный башмак к грунтоносу; 11- колонковый снаряд с местной циркуляцией

Технология бурения установками комбинированного действия на отдельных интервалах бурения соответствует технологии бурения вращательным или ударно-канатным способом. Однако имеются и некоторые особенности, связанные с чередованием способов бурения на скважине и применения специфического инструмента. Технологические возможности при этом значительно расширяются, так как появились возможности крепления стенок скважины ходовой колонной обсадных труб с одновременным отбором проб колонковым снарядом.

Основным снарядом для отбора качественных проб при высоких механических скоростях является колонковый снаряд с призабойной циркуляцией промывочной жидкости.

Основные параметры бурения приведены в табл. 6.8.

Таблица 6.8. **Рациональные технологические параметры вращательного колонкового бурения**

Наименование	Ед. измерения	Величина параметра
1.Диаметр обсадной колонны (скважины)	мм	168(219)
2.Технологическая схема бурения	-	ниже труб
3.Тип бурового снаряда	-	колонковый (грунтонос)
4.Диаметр твердосплавной коронки	мм	175
5.Частота вращения снаряда	об/мин	80-100
6.Осевая нагрузка	даН	900-1300
7.Частота расхаживания снаряда	двойной ход/мин	10-20
8.Высота подъема снаряда	мм	50-100
9.Интервал бурения за рейс	м	0,7-1,2
10.Способ затирки керна	-	всухую

При бурении мелкогалечниковых отложений с небольшим количеством глин в условиях, где получение керна колонковым снарядом затруднено, рекомендуется применять имеющиеся в комплекте грунтоносы, которые дают в этих условиях очень высокий выход керна - до 100%, но механическая скорость бурения при этом значительно снижается.

Практикой показано, что объем бурения вращательным способом составляет до 60-70% общего объема бурения установками комбинированного действия.

Как отмечено выше, ударно-канатный способ используется для забивки обсадных труб и проходки непродуктивных горизонтов. Основные режимные параметры: тип долота - крестовое, масса снаряда до 750 кг, высота сбрасывания - до 0,8 м, частота ударов в минуту - 55. Забивка обсадных труб производится, как правило, на интервал подбуривания при бурении ниже труб ударно-канатным или вращательным способом, либо в целик забоя - при бурении ударным способом.

Новая технология комбинированного вращательного бурения единым рейсом была предложена для бурения скважин на россыпное золото в Мартайгинской ГРЭ (ПГО "Запсибгеология", 1986г.). Мощность рыхлых отложений, которые были представлены элювиальными глинами со щебнем и обломками пород и гравийно-песчано-галечниковыми отложениями, составляла до 10 м. Стенки скважин были весьма неустойчивы.

На основе анализа данных, полученных при бурении скважин диаметром 168 мм и более вращательным (станок ЗИФ-650М) и ударным (БУ-20-2УШ) способами, был предложен комбинированный медленновращательно-ударный способ бурения с использованием модернизированной буровой установки УБР-2М. Установка позволяла бурить скважины с установкой обсадных труб диаметром 168 мм на глубину 25м; частота вращения снаряда от 12 до 76 об/мин, осевая нагрузка до 1500 даН, масса ударного снаряда 300 кг, частота ударов в минуту - до 55, высота сбрасывания - 0,6 м.

В качестве технологического инструмента использовался комплект обсадных труб длиной 15 м (трубы длиной 1,6-2,4 м с соединением "труба в трубу"), специальный ударный снаряд массой 300 кг и оригинальная коронка диаметром 168 мм.

Для повышения качества опробования было предложено бурить скважины одним рейсом до плотика с дальнейшей затиркой породы и извлечением пробы по всей скважине. Бурение проводилось комплектом труб диаметром 168 мм медленно-вращательным способом с нанесением ударов по колонне труб. После проходки скважины до плотика и углубки в него на 0,6-1,0м колонна с керном извлекалась и с помощью делительного устройства керн делился на секции опробования поинтервально. Углубление в плотик на такую глубину позволило отобрать металл, проседающий в трещиноватые и выветрелые породы плотика на глубину до 0,6 м, и, кроме того, произвести затирку керна в коронке, предохраняя его от выпадения при подъеме колонны из скважины.

Существенным недостатком такого способа является появление так называемого "свайного" эффекта при глубине бурения 7-9 м. Поэтому для снижения этого эффекта верхний глинистый слой толщиной до 2 м извлекался по методу забивного стакана, после чего скважина проходилась до конечной глубины и, как было проверено заверочными горными выработками, установленная величина рейса на выход керна и качество опробования влияла незначительно. Пробы высокого качества в продуктивном пласте получены при частоте вращения до 24 об/мин и осевой нагрузке 800-900 даН. Рекомендуемая частота ударов 20-25 уд/мин при бурении по маловалунистым и 45-51 уд/мин - по валунистым малосвязанным пластом.

Буровая установка ЛБУ-50 (рис. 6.19) предназначена для бурения скважин глубиной 50 м и шурфов до 15 м в горных породах до IV категории по буримости.

Бурение осуществляется специальным буром, который опускается на забой и поднимается на поверхность по гладкой бурильной трубе тросом лебедки. Крепление стенок шурфов осуществляется железобетонными или деревометаллическими кольцами. Установка смонтирована на шасси автомашины ЗИЛ-131. Привод всех механизмов осуществляется от ходового двигателя через коробку мощности. Для ударно-канатного бурения установка обеспечивается забивными стаканами, ударной штангой, желонками с плоским и сферическим клапанами и долотами.

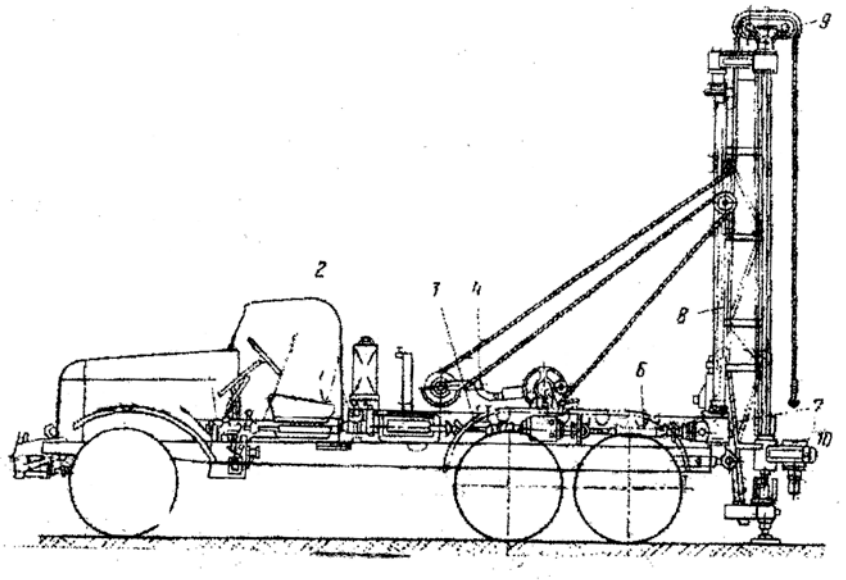


Рис. 6.19. Буровая установка ЛБУ-50

1 – коробка отбора мощности автомашины; 2 – шасси; 3 – карданный вал; 4 – ударный механизм; 5 – лебедка; 7 – угловой редуктор; 8 – вертикальный вал для привода вращателя; 9 – кронблок; 10 – подвижный ротор

Шурфы проходятся специальным ковшовым буром диаметром 740 мм, который в днище имеет окна, снабженные ножами и резиновыми клапанами (последние ставятся при проходке плывучих пород). В верхней части бура имеются складные ножи-расширители, разрабатывающие шурф до диаметра 1050 мм.

Техническая характеристика установка ЛБУ-50 приведена в табл. 6.9.

Таблица 6.9. **Техническая характеристика установки УКБ 12/25 и УКБ-12/25С**

Параметры	Значения параметров
Глубина скважин, 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 скважин, градус	0 – 60
Мощность двигателя “Дружба-4, кВт	2,9
Вращатель :	
тип	подвижный
частота вращения, об/мин I диапазон	100; 270; 600
II диапазон	450; 600; 1200;
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

Бур спускается на забой и поднимается на поверхность на канате лебедки по гладкой бурильной колонне, которая в процессе бурения не извлекается из шурфа.

При подъеме бура, наполненного породой, ножи-расширители входят в корпус бура, а при спуске бура на забой специальное пружинное устройство переводит ножи в рабочее положение.

Разгрузка породы из бура и ее уборка от устья шурфа, крепление шурфа железобетонными или деревометаллическими кольцами частично механизированы. Для транспортировки бурового и вспомогательного инструментов оборудован специальный прицеп.

6.1.4. Пневмоударное бурение скважин

Как было отмечено, значительное количество россыпных месторождений России, особенно золотоносных, расположено в районах многолетней мерзлоты, мощность которой достигает 300-400 м.

Повышение эффективности буровых работ и качество разведки многолетнемерзлых россыпей может быть достигнуто применением ударно-вращательным способом бурения с получением керна и продувкой скважины газообразными агентами. При этом

пневмоударники позволяют интенсифицировать процесс бурения за счет возможности получения более высоких ударных нагрузок, а применение сжатого воздуха в качестве рабочего агента позволяет успешно проводить буровые работы в сильнотрещиноватых и разрушенных полностью поглощающих промывочную жидкость породах, в сильновалунистых россыпях, в подработанных горными выработками зонах, а также в многолетнемерзлых породах. Причем в многолетнемерзлых породах скважины могут проходиться без закрепления обсадными трубами, если будут учтены специфические физико-механические свойства мерзлых пород и применены специальные техника и технология бурения.

Мерзлые породы и условия их нерастепления при бурении. Мерзлые породы представляют собой 4-х компонентную систему, которую образуют следующие составляющие: минеральный скелет породы, лед, незамерзающая вода, пары и газы. Минеральный скелет (его структура, литологический и петрографический состав и др.), так же как и при бурении пород с положительной температурой, оказывает значительное влияние на прочность мерзлых отложений. Но, в отличие от пород с положительной температурой, на прочность мерзлых пород в не меньшей степени влияет количество содержащихся в них льда и не замерзшей воды. Особенно это сказывается на прочности рыхлых четвертичных отложений, которыми сложены золотосодержащие россыпи.

Если минеральный скелет россыпи прочно сцементирован льдом, количество которого может достигать 30-70%, а количество не замерзшей воды незначительно, то мерзлые отложения по своей прочности почти не отличаются от обычных пород средней крепости. С увеличением в мерзлых породах количества не замерзшей воды крепость их снижается и начинают проявляться пластические свойства, нарастание которых приводит к быстрым и необратимым деформациям пород с выдавливанием последних в ствол скважины.

Соотношение количества льда и не замерзшей воды, являясь важным фактором, характеризующим прочность мерзлых пород, зависит, главным образом, от температуры замораживания последних. Поскольку глубина охлаждения многолетнемерзлых россыпей невелика - температура пород колеблется от 0^{o} до -12^{o}C и, в большинстве случаев, находится в пределах от -3^{o} до -5^{o}C, мерзлые отложения, слагающие россыпи, весьма чувствительны к нарушению их теплового состояния. Незначительное повышение температуры мерзлоты, иногда даже на десятые доли градуса, приводит к нарастанию их пластичности и, как следствие, к оползанию. Если же температура повышается до положительных значений, происходит полная потеря связности пород со всеми вытекающими отсюда при бурении скважин последствиями.

Растепление мерзлых пород и связанные с этим осложнения при бурении могут быть предупреждены или устранены за счет соответствующего регулирования температуры нагнетаемого в скважину сжатого воздуха. Поэтому при разработке параметров процесса продувки скважин, буримых в многолетней мерзлоте, вместе с определением расхода и давления сжатого воздуха следует определять необходимую степень его охлаждения. Учитывая энергоемкость искусственного охлаждения воздуха, которая резко возрастает с увеличением глубины охлаждения, необходимым и достаточным следует считать такое охлаждение воздуха на поверхности, при котором в кольцевом пространстве призабойной зоны скважины температура воздуха в процессе бурения не превысит 0^{o}C , при условии, что воздух будет в достаточной степени осушен. Это создает условия для предупреждения растепления мерзлоты, как в призабойной части, так и по всей скважине, и для сохранения керна.

При пневмоударном бурении скважин обвязка наземного оборудования имеет ряд специфических особенностей, которые приведены на рис. 6.20. При бурении в многолетнемерзлых породах наблюдаются случаи перемерзания бурильных труб, что связано с выделением из воздуха влаги. Это происходит в результате дополнительного охлаждения воздуха при его движении к забою по бурильным трубам. Для предупреждения этого, с целью выделения и улавливания влаги на поверхности, в обвязку включается радиатор-

ный холодильник 4, представляющий собой трубчатый радиатор, обдуваемый вентилятором.

С целью улавливания выделившейся из воздуха влаги в обвязку включается поверхностный влагоотделитель 5, конструкция которого приведена на рис. 6.21,а. При дальнейшем движении по бурильным трубам воздух дополнительно охлаждается и из него выделяется влага. Для улавливания ее в состав снаряда включается погружной скважинный влагоотделитель (рис. 6.21, б). Глубина установки влагоотделителя (табл. 6.10) определяется температурой входящего в скважину воздуха (как правило, все описанное выше холодильное оборудование позволяет охладить воздух до температуры близкой к температуре окружающего воздуха).

Таблица 6.10. **Глубина установки влагоотделителя**

Температура окружающего воздуха, град. С	Глубина установки влагоотделителя, м
25-30	70-80
15-25	60-70
5-15	30-50
0-5	0-10

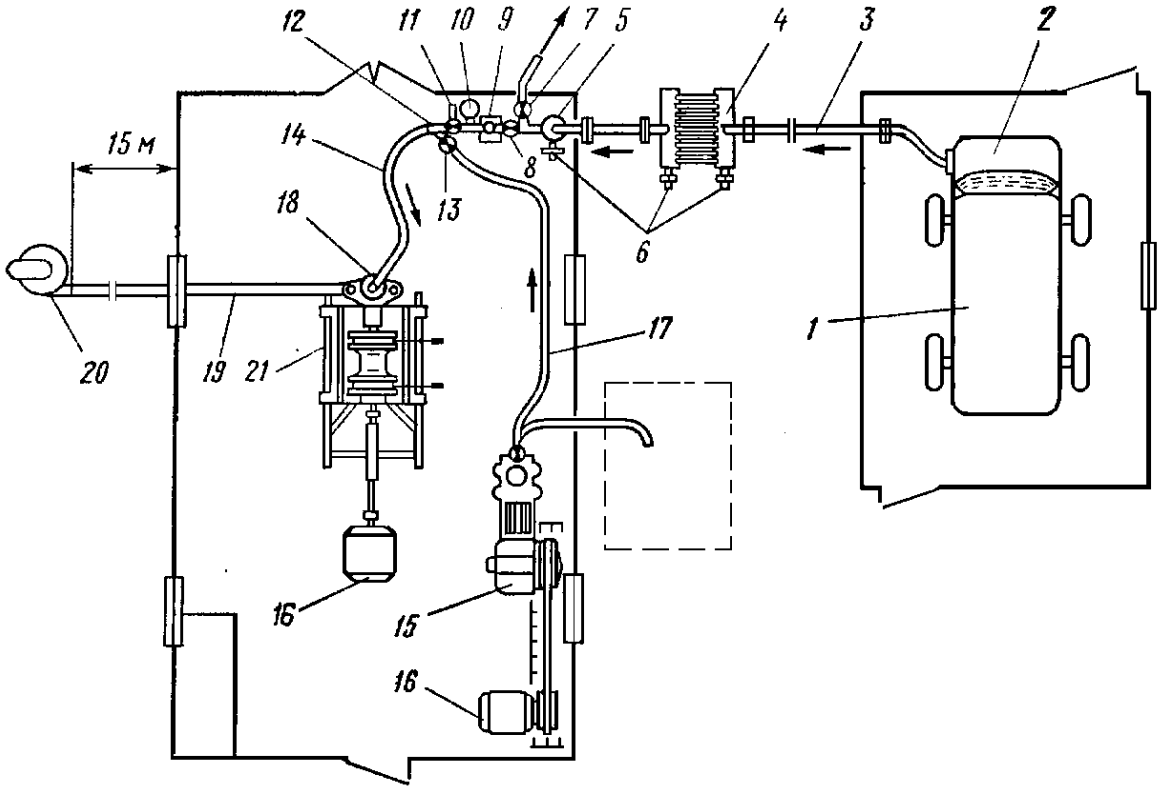


Рис. 6.20. Схема расположения оборудования при пневмоударном бурении

1 - компрессор; 2 - воздухозаборник; 3 - трубопровод; 4 - холодильник; 5 - влагоотделитель; 6 - кран для выпуска конденсата; 7 - вентиль для сброса части воздуха на выкидную линию; 8 - вентиль для регулирования подачи воздуха в скважину; 9 - расходомер воздуха; 10 - манометр; 11 - термометр; 12 - вентиль для перекрытия воздушной магистрали; 13 - вентиль гидравлической линии; 14 - нагнетательный шланг; 15 - буровой насос; 16 - электродвигатели; 17 - нагнетательный шланг бурового насоса; 18 - превентор (герметизатор); 19 - выкидной трубопровод; 20 - вентилятор; 21 - буровой станок

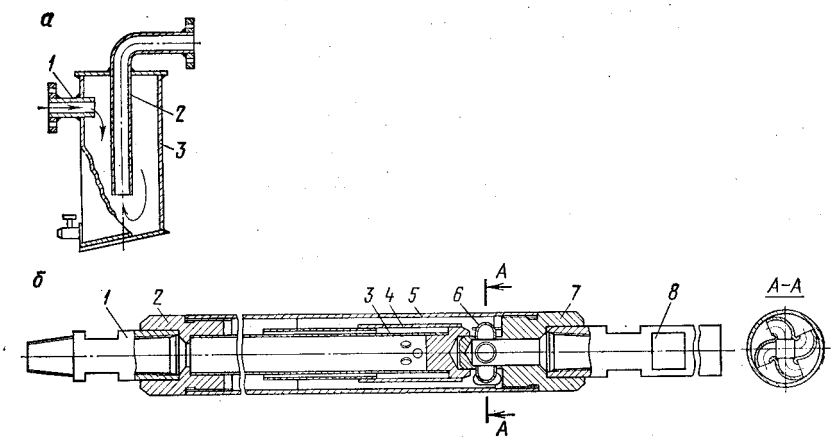


Рис. 6.21. Влагоотделители:
а-*поверхностный:* 1-патрубок, 2-трубка, 3-корпус;
б-*скважинный:* 1-ниппель замка, 2,7-переходники, 3-внутренняя трубка, 4-наружная трубка, 5-корпус, 6-сопло (завихритель), 8-муфта замка

Из табл. 6.10 видно, что при бурении в зимнее время года, установка погружного влагоотделителя необязательна.

При бурении в многолетнемерзлых породах устье скважины оборудуется превентором, показанным на рис. 6.22. Над кондуктором 3 устанавливается металлический короб 1 с резиновой крышкой 2, через которую проходят бурильные трубы 5, и отводящей трубой 4. При этом воздух отсасывается вентилятором 20 (рис. 6.20). При необходимости улавливания всего шлама для опробования до вентилятора устанавливается циклон, схема которого приведена на рис. 6.23. Применение такой схемы позволяет обеспечивать сбор 90% выходящего из скважины шлама.

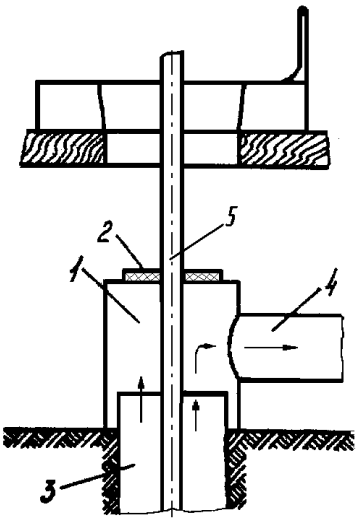


Рис. 6.22.Оборудование устья скважины

1 - короб, 2 – резиновая крышка, 3 – направляющая труба, 4 – отводящая труба

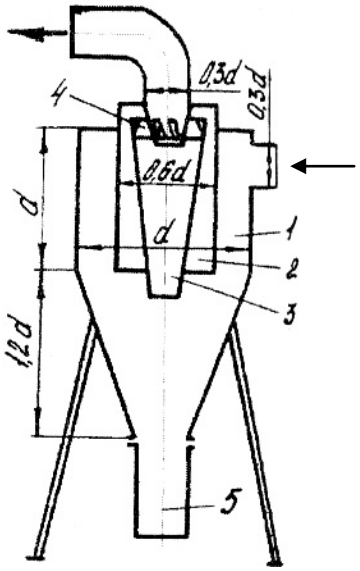


Рис. 6.23. Циклон для улавливания

1 – наружный конус, 2 – внутренний циклон, 3 – внутренний конус, 4 - направляющие лопатки, 5 - шламосборник

Для разведки россыпей пневмоударным способом используют специальные колонковые наборы типа КПР (табл. 6.11), в состав которых входят колонковая и шламовая трубы и пневмоударник (рис. 6.24).

Таблица 6.11**. Техническая характеристика колонковых наборов КПР**

Параметры	Единицы измерения	Шифр набора		
		КПР-161	КПР-184	КПР-216
Диаметр бурения	мм	161	184	216
Диаметр керна	мм	115	140	170
Глубина бурения	м	300	300	300
Расход воздуха	м3/мин	8-10	8-10	8-10
Давление воздуха	МПа	0,6-0,9	0,6-0,9	0,6-0,9

а б

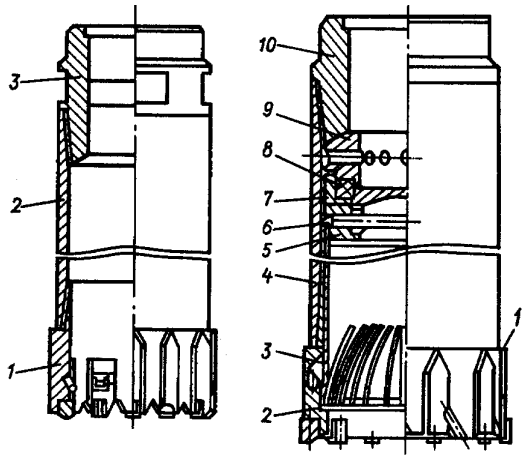


Рис. 6.24. Колонковые трубы ТП и ТДП
а - одинарная труба комплекса КПР: 1- коронка КП с кернорвателем; 2 - труба (ТП), 3 - переходник;
б - двойная труба комплекса КПР (ТДП):
1 -коронка КПД; 2 – кернозахватное устройство; 3 - керноприемная труба; 4 - наружная труба; 5 - опорное кольцо; 6 - стопор; 7-шайба; 8 -амортизатор; 9 - упорная втулка; 10 - верхний переходник

В процессе бурения могут быть использованы одинарные (тип ТП) или двойные (тип ТДП) колонковые трубы (табл. 6.12). Пневмоударное бурение, обеспечивая высокие технико-экономические показатели относительно вращательного, имеет существенный недостаток, заключающийся в том, что керн, как правило, разбит на отдельные части. Это осложняет структурные и другие геологические исследования. Если при бурении в монолитных породах необходимый выход керна получается и при использовании одинарного колонкового снаряда, то при бурении по разрушенным породам и в зоне полезного ископаемого его в ряде случаев оказывается недостаточно. Самым простым способом повышения выхода керна является применение двойных колонковых снарядов. Для захвата и удержания керна в двойном трубе снаряде применяется проволочный кернодержатель, который устанавливается в расточке коронки.

В тех случаях, когда керн, получаемый двойными колонковыми снарядами, не удовлетворяет требованиям геологической службы, методом улучшения качества кернового опробования является применение эжекторных аппаратов.

Каждый тип колонковых снарядов оснащается специальной коронкой (табл. 16.12) – КП или КДП (рис. 6.25).

Шламовые разъемные трубы предназначены для улавливания и быстрого извлечения крупных частиц шлама, не выносимых воздухом на поверхность. Вертикальный разъем трубы позволяет достаточно точно "привязывать" шлам к геологическому разрезу.

Таблица 6.12. **Техническая характеристика колонковых труб в наборах КПР**

Показатели	Марка колонковых труб					
	одинарных			двойных		
	ТП-146	ТП-168	ТП-203	ТДП-146	ТДП-168	ТДП-203
Наружный диаметр , мм	146	168	203	146	168	203
Внутренний диаметр , мм	132	154	191	132	154	191
Наружный диаметр внутренней трубы , мм	-	-	-	127	150	180
Внутренний диаметр внутренней трубы , мм	-	-	-	119	143	173
Длина керноприемника, мм	-	-	-	1988	2041	1638
Длина наружной трубы, мм	-	-	-	2060	2110	1710
Длина внутренней трубы, мм	-	-	-	2000	2053	1650
Общая длина ,мм	2500	2500	2500	2248	2288	1893
Масса, кг	69,8	82,6	92,4	94	110,7	111,8
Средний ресурс, м	150	150	150	150	150	150

Таблица 6.13. **Технические характеристики коронок**

Показатели	Марки коронок					
	КП-161	КП-184	КП-216	КДП-161	КДП-184	КДП-216
Наружный диаметр, мм	161	184	216	161	184	216
Внутренний диаметр, мм	118	142	171	116	140	171
Количество вставок твердого сплава форм, шт	12	12	12	12	10	12
Длина, мм	148	148	148	138	138	138
Масса, кг	4,2	5,8	8,5	3,7	4,6	6,5
Ресурс (породы VI категории по буримости), м	100	100	100	100	100	100

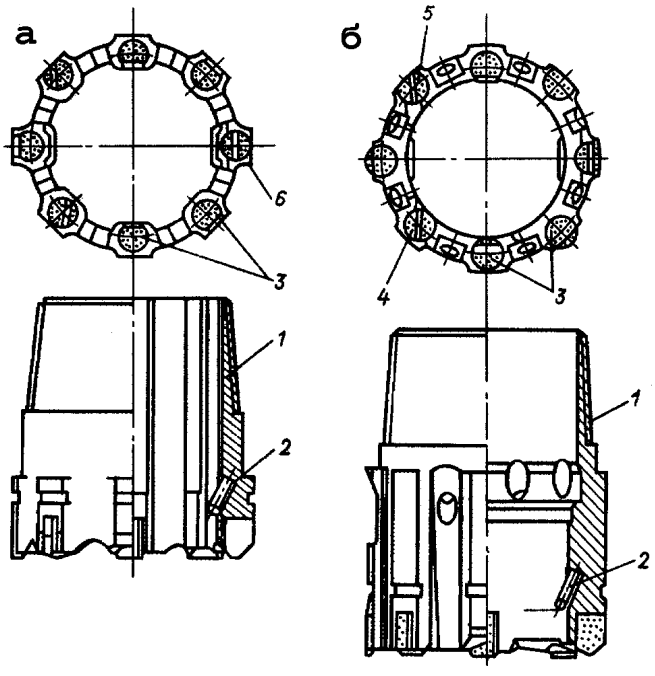


Рис. 6.25. Коронки
а - коронка КП для одинарной трубы, б - коронка КДП для двойной трубы:1 - корпус коронки, 2 - скоба - кернорватель; 3 - вставки твердого сплава формы ПР-1; 4, 5 - вставки твердого сплава форм ПР-3 и ПР-2; 6 - вставка твердого сплава формы ПР-4

Технология пневмоударного бурения

Применяемое оборудование. Для бурения скважины пневмоударниками можно использовать любые буровые станки с пониженной частотой вращения шпинделя.

Тип применяемого компрессора определяется необходимой глубиной скважины. Так для бурения в мерзлых и сухих породах до глубины 300-400 м, в обводненных до глубины 80-100 м можно применять компрессоры, развивающие давление воздуха до 0,7 МПа с производительностью до 10 $м^3$/мин. При бурении скважин большей глубины необходимо применять компрессоры типа СД-15/25.

Техническая характеристика компрессорных станций, которые могут быть применены для пневмоударного бурения приведена в табл. 6.14.

Забуривают скважину под кондуктор пневмоударником с долотом или коронкой с короткой колонковой трубой. При забуривании скважин в крепких сильно трещиноватых породах или в рыхлых отложениях с валунами возможны отклонения ствола скважины от заданного направления. Для устранения таких осложнений необходимо забуривать скважину инструментом, диаметр которого больше диаметра направляющей трубы на 20-35мм. Указанный кольцевой зазор позволит при установке и цементировании направляющей трубы в определенной мере исправить отклонение скважины от заданного направления. С этой же целью необходимо по мере углубления скважины увеличивать длину колонковой трубы.

Таблица 6.14. **Характеристики компрессорных станций**

Показатели	Тип станции				
	ПВ-10	ПР-10М	НВ-10	ПВ-107	СД-15/25
Производительность, $м^3$/мин	10	10	10	10	15
Давление нагнетания, МПа	0,7	0,7	0,8	0,8	2,5
Система охлаждения компрессора	Воздушная	Воздушная	Воздушная	Воздушная	Водяная
Двигатель	ЯМЗ-236	А-ОТМД	ЯМЗ-236	АПД-2-914	В2-500А-С
Мощность двигателя, кВт	98	96	98	75	221
Габариты, м	4,5х1,7х1,9	4х1,7х2,1	3,2х1,7х1,4	4,5х1,7х1,9	9,6х3,0х3,6
Масса, кг	3200	3000	2880	2600	10600
База	Прицепная тележка	Прицепная тележка	Прицепная тележка	Прицепная тележка	Шасси авт. КРАЗ-257

Технологические параметры режима бурения

Режим бурения определяется давлением, расходом и влажностью сжатого воздуха, частотой вращения снаряда, осевой нагрузкой на забой и температурным состоянием скважины.

Давление и расход воздуха. Давление воздуха в процессе бурения зависит от состояния скважины, бурового снаряда и является одним из основных показателей процесса бурения в заданном режиме. Для эффективного бурения скважин пневмоударниками необходимо обеспечить максимальное давление сжатого воздуха и минимальные непроизводительные его потери. В течение рейса давление должно изменяться незначительно, в основном, за счет наполнения трубы керном. Быстрое повышение давления в процессе бу-

рения с одновременным прекращением выноса пыли свидетельствует о нарушении циркуляции воздуха. Это может возникнуть при бурении в илистых породах вследствие чрезмерной нагрузки на забой, превышении углубки за рейс длины трубы, и переполнении шламовой трубы, перемерзании отверстий в бурильных трубах или образовании грязевого сальника. В этом случае следует прекратить бурение и произвести "расхаживание" снаряда. Если давление не падает до нормального - произвести подъем снаряда.

Расход воздуха определяет качество очистки скважины от шлама выбуренной породы. В процессе бурения не допускается сбрасывание воздуха на поверхности.

Для нормальной очистки скважины от шлама в условиях бурения в сухих породах необходимо обеспечить скорость восходящего потока не менее 10-15 м/с на всем интервале от забоя до шламовой трубы.

В связи с этим при бурении на россыпях (диаметр бурения более 161 мм) на пневмоударник необходимо устанавливать кожух. В противном случае скопление шлама вокруг пневмоударника приведет к аварии. Одной шламовой трубы длиной 1,5 м при диаметрах бурения 161, 184 и 216 мм достаточно для отбора шлама (при выходе керна 100%) при углубке соответственно 1,5; 1,1 и 0,9 м. При более длинных углубках за рейс и при меньшем выходе керна длину шламовой трубы необходимо увеличивать.

Частота вращения снаряда должна находиться в пределах 20-30 об/мин., а нагрузка на коронку - в пределах 200-400 даН при бурении в плотных сцементированных породах, 100-150 даН - в валунно-галечных отложениях и 0-50 даН - при бурении по илам и чистым глинам.

Тепловой режим скважины. При бурении мерзлых пород температура и влажность сжатого воздуха, поступающего на забой, имеет наиболее существенное значение для нормального процесса бурения. С целью охлаждения сжатого воздуха в зимних условиях в поверхностную обвязку включается радиаторный холодильник, охлаждающий сетевой воздух до температуры, близкой к температуре окружающего. До забоя скважины воздух дополнительно охлаждается при движении по бурильным трубам и в пневмоударнике, который обеспечивает значительное снижение температуры воздуха. Рекомендуемые режимы бурения на россыпях приведены в табл. 6.15.

С целью снижения отрицательного влияния растепления пород в летнее время в льдистых глинистых отложениях, в песках без исключений валунов и в таликовых зонах следует бурить пневмоударником без очистки забоя воздухом (вращательно-забивной способ). В результате скорость бурения незначительно снижается, но выход керна постоянно остается высоким и составляет практически 100%. Шлам улавливать при такой схеме нецелесообразно, так как он размазывается по стенкам скважины и частично теряется.

При бурении в сушенцовых зонах рекомендуется применять метод опережающего замораживания. Для этого в скважину опускается до забоя шланг или бурильные трубы, по которым периодически (2-3 раза через 15-20 мин) подается по 20-30 л воды или глинистого раствора; затем скважина выстаивается (замораживается). Длительность выстаивания составляет ориентировочно 1-1,5 ч (определяется количеством залитой жидкости и температурой пород в скважине). Бурение после этого производится с соблюдением режима, характерного для бурения в галечниковых отложениях, сцементированных естественным льдом.

Во время бурения в продуктивных отложениях необходимо обращать внимание на следующее: при перекреплениях и продувке скважины подъем снаряда не должен превышать длину блокировочного хода пневмоударника (3 см). Если это не соблюдается, возможны промежуточные срывы керна и выпадение его из колонковой трубы. "Затирку" керна допускается производить в исключительных случаях, так как при вращении снаряда без подачи воздуха стенки скважины в зоне забоя растепляются и при остановке в течение нескольких минут коронка примерзает.

Таблица 6.15. **Параметры режима бурения на россыпных месторождениях**

Породы	Расход воздуха, $м^3$/мин	Частота вращения коронки, об/мин	Осевая нагрузка, даН
Плотные, хорошо сцементированные глины, суглинки, пески	8-10	20-40	200-400
Рыхлые, слабосцементированные дресва, гравийно-галечные отложения	5-8	10-30	100-150
Все породы сушенцовых зон	5-8	10-20	100-150
Породы таликовых зон	8-10	10-20	100-150
Валуны, глыбовый материал	8-10	20-40	100-150

Если керн остался на забое, выполняется повторный спуск снаряда с той же коронкой или коронкой, имеющей больший внутренний диаметр. При этом "бурение по керну" производится с вращением при давлении воздуха 0,25-0,3 МПа. Скважина углубляется на 10-20 см, и керн затирается в течение 3-5 мин с расхаживанием без подачи воздуха. После этого производится подъем снаряда.

Технология отбора проб и документация скважин. Документация скважин при пневмоударном бурении осуществляется по мере отбора проб. Записи производятся по каждому интервалу опробования отдельной строкой. После геологического описания и выделения интервалов опробования, которые заносятся в геолого-технический наряд, каждой пробе присваивается номер. Номер пробы и выход массы (вес керна и шлама) записываются в полевую книжку. Каждая проба снабжается биркой с указанием номеров линии, скважины, пробы, диаметров керна и скважины, интервала опробования, даты бурения (в соответствии с записями в полевой книжке).

При поисковых работах опробуется вся толща рыхлых отложений и верхняя часть подстилающих коренных пород (на глубину 1,6-2,0 м). Интервалы опробования предполагаемых металлоносных горизонтов должны составлять 0,4 м. В непродуктивной толще интервалы опробования могут быть увеличены до 1,2 м.

На стадиях разведочных работ отбор проб в продуктивном горизонте начинают за 2-3 м до предполагаемой границы металлоносного пласта и выполняют равными интервалами 0,4 или 0,2м.

Бурение скважины заканчивается, если по коренным породам пройдено не менее 1,6-2 м при отсутствии в двух последних секциях опробования весовых содержаний или знаков металла.

С целью контроля точности определения положения металлоносного пласта и его элементов производятся контрольные замеры глубины скважины, как при вскрытии продуктивного горизонта, так и при встрече металлоносного пласта. В каждой скважине выполняется кавернометрия. Кавернограммы прилагаются к журналу бурения. Минимальный выход массы объединенных керно-шламовых проб должен быть не менее 85% (в конкретных условиях допускается эту величину уточнять по экспериментальной заверке результатов опробования).

При выходе керна более 85% допускается бурить по пластус углубками за рейс 0,8-1,2м. Если выход керна снижается, то углубка за рейс уменьшается до 0,4м. Секции опробования, независимо от углубки за рейс, не должны превышать 0,4м.

При отсутствии керна опробование может быть проведено только по шламу, который необходимо улавливать как в скважине (разъемными трубами), так и на поверхности (циклоном). Шламовая проба является представительной, если выход её по массе не ниже 85%.

Шлам из шламовых труб извлекается следующим образом. Поднятая на поверхность шламовая труба укладывается на корпус делителя шлама боковой крышкой вверх.

После осмотра шлама труба поворачивается вокруг оси на 180°, в результате чего шлам высыпается на перегородки делителя, а затем поступает в лотки. Из лотков-приемников он высыпается в мешочки, взвешивается и снабжается бирками с указанием номера скважины, интервала, с которого вынесен, и массы пробы. Делитель шлама и лотки после каждого рейса тщательно очищаются. Если керн перед промывкой не будет подвергаться дополнительным исследованиям, то шлам из лотков необходимо сразу помещать в керновые ящики соответствующих интервалов.

На поверхности шлам улавливается циклоном с помощью вытяжной системы. Шлам из циклона извлекается после окончания каждого рейса или после углубки скважины на величину секции опробования. Перед извлечением шлама из циклона бурение прекращается, и вытяжная линия интенсивно продувается. Полученный шлам помещается в керновый ящик или объединяется со шламом из шламовой трубы соответствующей секции. В теплое время года поступающий из скважины шлам мерзлой породы со льдом при вращении в циклоне может растепляться и налипать на внутреннюю поверхность корпуса. Чтобы исключить возможные потери части шламовых проб, необходимо каждый цикл отбора заканчивать смывом шлама с внутренней поверхности циклона. Для этой цели применяется специальное устройство, представляющее собой бачок для воды емкостью 25-30 л, который устанавливается на циклоне и соединяется с ним шлангом.

Схема "привязки" шламовой части проб к соответствующим интервалам керновых проб поясняется следующим примером. Углубка за рейс 1,2 м, выход керна 80%, длина секций опробования 0,4 м. Если нет явных признаков участков, в которых разрушены и потеряны 20% керна, то поднятый (0,96 м) делится на три равные части (по 0,32 м), каждая из которых относится к соответствующему интервалу опробования скважины, равному 0,4 м. Шлам, находящийся в шламовой трубе, независимо от количества также делится на три равные части, которые после описания и взвешивания объединяются с соответствующими частями керна (шлам из нижней части трубы объединяется с верхней частью керна, шлам из средней - со средней частью керна и шлам из верхней части трубы - с нижней).

Если по внешнему виду керна возможно определить место наибольшего его разрушения, то это учитывается при делении керна и шлама на части - относительная доля шлама, приходящаяся на этот участок разрушения, соответственно увеличивается. Шлам из циклона отбирается независимо от углубки за рейс, после углубления скважины на 0,4 или 0,2 м и включается, подобно шламу из шламовой трубы, в соответствующие пробы керна или в пробы шлама из шламовой трубы, если бурение выполнялось без керна.

Основные преимущества опробования россыпных месторождений пневмоударным способом следующие:

1) керн и шлам сохраняют естественную влажность;

2) скважина имеет постоянный фактический диаметр по всей длине, каверны в её стенках образуются очень редко;

3) при бурении в породах перемежающейся твердости (валуны в рыхлых отложениях) скважина не отклоняется от заданного направления;

4) весьма точная привязка керна по вертикали (что обеспечивается жесткостью бурильных труб) исключает "растяжку или просадку" продуктивных пластов;

5) хорошая сохранность и относительно большой объем керна позволяют выполнять весь комплекс литолого-петрографических, минералогических, палинологических и структурных исследований, что имеет большое значение при ведении исследований в новых районах, особенно закрытых рыхлыми отложениями.

Пневмоударное бурение комплексом КПР рекомендуется применять в районах распространения многолетней мерзлоты при поисковых и разведочных работах на россыпное золото, олово, алмазы и для заверки скважин, пробуренных ударно-канатным способом.

Для оценки качества проб при пневмоударном бурении была произведена их заверка бороздовыми в одинаковых геологических условиях (многолетнемерзлые устойчивые рыхлые отложениях). Было пробурено и заверено горными выработками 24 скважины. При пневмоударном бурении в пробу отбирали весь материал (керн и шлам) и условно её называли объединенной.

Этот анализ показал, что качество проб при пневмоударном бурении значительно ниже бороздовых,вследствии того, что они имеют систематическую отрицательную погрешность. Это предопределяет необходимость заверки данных пневмоударного, как и других способов бурения скважин малого диаметра и внесения поправочных коэффициентов.

6.1.5. Бурение скважин большого диаметра для разведки и заверки качества работ

Бурение скважин большого диаметра обусловлено необходимостью повышения качества геологоразведочных работ.

Важнейшей особенностью технологии бурения таких скважин является необходимость крепления скважин опережающей или ходовой колонной обсадных труб в любом интервале или на всю глубину рыхлых отложений, слагающих россыпь. Второй важной особенностью технологии бурения скважин является то, что параметры процесса бурения определяются не достижением максимально высоких скоростей углубки скважин, а получением проб высокого качества, с минимальным обогащением или разубоживанием их. Третья особенность заключается в том, чтобы технология бурения была максимально универсальной и обеспечивала сооружение скважин в талых и многолетнемерзлых отложениях - от плывунов, илов и глин до валунов и глыб твердых пород.

Для решения этих задач созданы буровые установки УБСР-25М (табл. 6.16) и УБМ-20А с комплектом инструмента.

Буровая установка УБСР-25М, смонтированная на базе трактора ТТ-4, состоит из коробки передач, раздаточной коробки, лебедки, мачты с гидроцилиндрами подъема и укосиной, подвижного ротора с гидроцилиндрами подачи, гидравлических домкратов (рис. 6.26).

Привод рабочих органов осуществляется от двигателя трактора через раздаточную коробку и коробку передач.

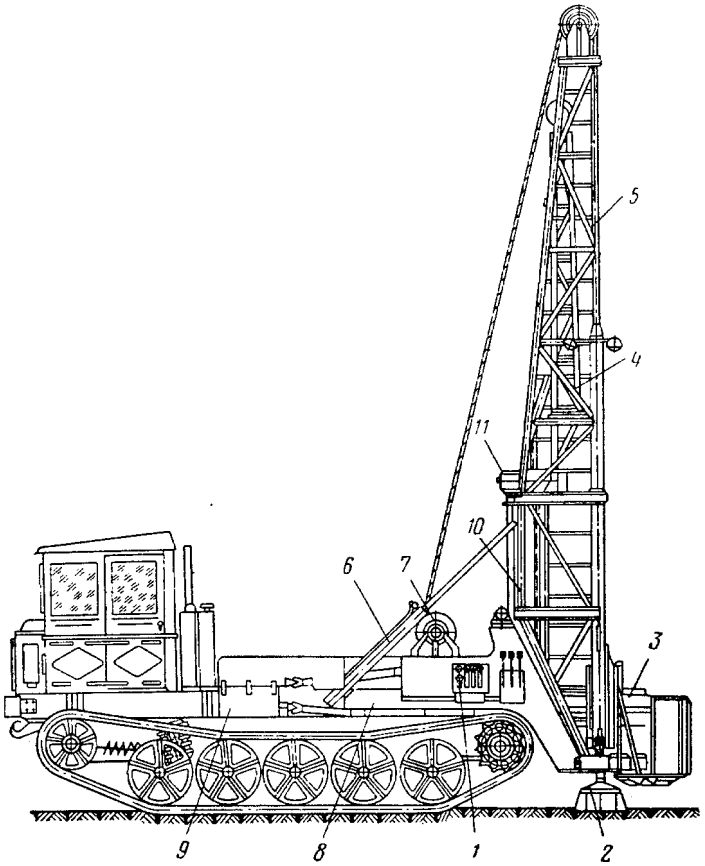


Рис. 6.26. Буровая установка УБСР-25-2М

1 - пульт управления; 2 – домкраты; 3 - ротор; 4 - укосина; 5 - мачта, 6 - гидроцилиндры; 7 - лебедка; 8 - конический редуктор; 9 - коробка передач; 10 - вертикальный вал; 11 - верхний редуктор

В гидравлической системе предусмотрено использование двух шестеренчатых насосов НШ-10Е и НШ-50Д-2 для подъема и опускания мачты, выставления домкратов, работы с ротором и укосиной.

Установка оснащена лебедкой фрикционного типа грузоподъемностью 3,25 т, предназначенной для подъема и спуска бурового инструмента и других грузов.

Подвижной ротор обеспечивает передачу осевого усилия от гидроцилиндра подачи и крутящего момента буровому инструменту и обсадным трубам.

Мачта установки закреплена на раме шарнирно. Передние стойки мачты являются направляющими для передвижения ротора. Укосина служит для отвода инструмента от устья скважины.

Таблица 6.16. **Техническая характеристика установки УБСР-25-2М**

Показатели	Значения
1. Диаметр бурения (по внутреннему диаметру обсадных труб), мм	605
2. Глубина бурения, м	25
3. Ротор: максимальный крутящий момент, кН	50
частота вращения, об/с: при правом вращении . при левом вращении	0,08; 0,23; 0,38; 0,62 0,23
4.Механизм подачи: тип	гидравлический
ход подачи, м	3,250
усилие подачи, кН: вверх	120
вниз	50
5. Лебедка: тип	фрикционный
грузоподъемность, кН	32,5
канатоемкость, м	50
6. Мачта: грузоподъемность, кН	65
высота до оси кронблока, м	9,15
7. Масса, кг: установки	15000
инструмента	10000
8. Габаритные размеры в транспортном положении, м	9,21x2,5x3,5

Буровая установка УБСР-25М комплектуется следующим технологическим инструментом: ковшовым буром на бурильных трубах, грейфером, долотом, бурильными трубами, обсадными трубами и башмаками для них.

Ковшовый бур (рис. 6.27), спускаемый в скважину на бурильных трубах, предназначен для бурения рыхлых песчано-глинистых отложений (сухих и обводненных) как с креплением, так и без крепления стенок скважины колонной обсадных труб. Он состоит из цилиндрического корпуса, в котором клином закрепляется днище. В нижней части корпуса имеются выступы и пазы, при сборке входящие в зацепление с соответствующими пазами и выступами днища, что позволяет передавать крутящий момент режущей части.

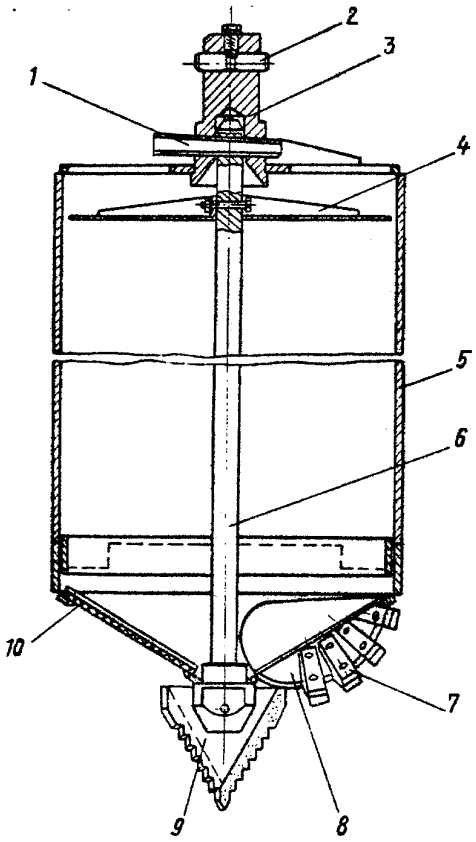


Рис. 6.27. Ковшовый бур на трубах
1 - клин; 2 - палец; 3 - трехгранный хвостовик; 4 - очищающий диск; 5 - корпус; 6 - ось; 7 - съемный резец; 8 - заборный ковш; 9- разбуривающее перо; 10-днище

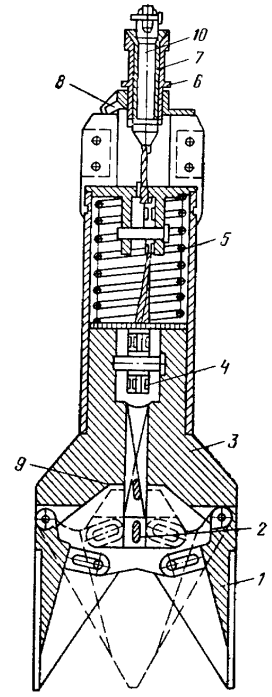


Рис. 6.28. Грейфер
1 - челюсть; 2 - рычажная втулка; 3 - корпус; 4 - полиспаст; 5 - пружина; 6 - головка; 7 - подвесная штанга; 8 - собачка; 9 - палец; 10 – тяга

Днище является основным рабочим органом бура и легко заменяется. Оно выполнено в виде конуса (с углом 120^{o}) с заборными ковшами, оснащенными съемными резцами и разбуривающим пером. Крутящий момент и осевые усилия от ротора на бур передаются через специальную вилку, ведущую и бурильные трубы.

Грейфер (рис. 6.28) предназначен для ударно-канатного бурения в рыхлых отложениях с включением валунно-галечного материала. Он состоит из корпуса с челюстями, подвесного устройства, полиспастной системы с пружиной и тягой для подсоединения каната лебедки.

Челюсти грейфера, подвешенного на вилке укосины, при его снятии с вилки остаются в раскрытом положении. При сбрасывании грейфера на забой снова срабатывает подвесное устройство таким образом, что при натяжении каната челюсти через полиспастную систему закрываются.

После закрытия челюстей грейфер поднимается на поверхность. При новом вывешивании грейфера на вилке пружина раскрывает челюсти, освобождая породу, а подвесное устройство вновь срабатывает и при снятии с вилки укосины не дает закрываться челюстям. После этого грейфер готов к новому сбрасыванию. В случае необходимости разбуривания скважины полиспастная система фиксируется от перемещения специальным пальцем, и челюсти при всех манипуляциях с грейфером остаются раскрытыми.

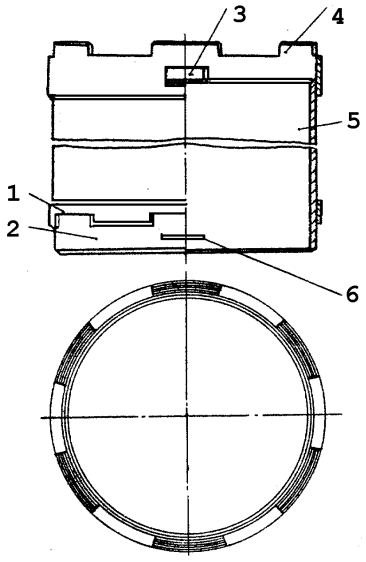
Долото используется для разрушения валунов, перекрывающих забой скважины. Работа долотом осуществляется попеременно с работой грейфером.

Универсальный кассетный бур БКУ предназначен для бурения скважин диаметром 585 мм во всем комплексе пород россыпных месторождений. Бур состоит из корпуса и двух взаимозаменяемых кассет - ковшовой и колонковой, устанавливаемых в корпусе в зависимости от буримых отложений. Каждая кассета присоединяется к корпусу через переходник, запираемый клином. Корпус бура представляет собой сварной цилиндр с крышкой, имеющей хвостовик трехгранного сечения, служащий для присоединения кассеты. Кроме того, на крышке установлены корпус с шариковым клапаном и пробка-декомпрессор. На нижнем торце корпуса бура выполнены кулачки, передающие кассете вращение и осевое усилие.

Ковшовая кассета состоит из каркаса с переходником и днища. Днище имеет опорное кольцо с кулачками на верхнем торце, присоединяемое к корпусу, и две породоразрушающие лопасти с четырьмя резцами каждая. В центре днища расположено опережающее долото, армированное коронками КДП-32-19. На днище установлен плоский клапан, крепящийся на болтах. Угол между лопастями днища составляет 120^{o}, благодаря чему кассета используется для бурения в рыхлых связных отложениях. Колонковая кассета предназначена для бурения в плотных породах с отбором керновой пробы.

Принцип действия. Бур с ковшовой кассетой опускают в скважину на колонне бурильных труб и ставят на забой. Ему сообщают вращение и осевое усилие. При этом опережающее долото разрушает центральную часть забоя, а лопасти остальной забой и подают разрушенную породу в корпус бура через открытые плоские клапаны. После заполнения бура породой бурение прекращают и его поднимают на поверхность. При отрыве от забоя плоские клапаны закрываются и предотвращают высыпание породы обратно в скважину. На поверхности бур устанавливают в стороне от скважины и выбивают клин, соединяющий его корпус с кассетой. Кассету извлекают из корпуса, освобождают от породы (при необходимости обмывают водой) и устанавливают обратно в корпус для следующего спуска в скважину.

Бур с колонковой кассетой также опускают в скважину на колонне бурильных труб и ставят на забой. Ему сообщают вращение и осевое давление. В процессе бурения производят расходку бура, то есть несколько раз за рейс его отрывают от забоя на 70-100 мм и опускают обратно. При этом благодаря наличию шарикового клапана над керном в корпусе создается вакуум и сбрасывается скапливающаяся избыточная жидкость. По окончании рейса производится затирка керна, отрыв его от забоя и подъем на поверхность. Керн удерживается в корпусе благодаря затирке, вакууму и керноудерживающим элементам. На поверхности отворачивают пробку-декомпрессор до выхода из резьбы бокового отверстия, при этом вакуум в корпусе исчезает. Затем выбивают клин, извлекают кассету, освобождают ее от керна (при необходимости обмывают), затем ставят ее обратно в корпус бура для спуска в скважину.



Обсадные трубы (рис. 6.29) предназначены для крепления стенок скважины.

Обсадная труба состоит из корпуса, к которому приварены соединительные кольца с кулачками. Соединение труб осуществляется двумя сухарями, которые закрепляются болтами.

Башмак является режущим наконечником обсадной колонны. Он состоит из корпуса, соединительного кольца и ножей. Режущие поверхности ножей наплавлены твердым сплавом.

Рис. 6.29. Обсадная труба
1 и 4 - кольца с кулачками; 2 и 5 - корпуса;
3 –паз (верхний); 6 -щелевой паз

Бурильная труба предназначена для передачи крутящего момента и осевого усилия инструменту. В комплекте имеются трубы двух размеров- 1 и 3 м.

Ведущая бурильная труба предназначена для передачи крутящего момента и осевого усилия от вилки ротора инструменту и обеспечивает регулирование расположения инструмента относительно башмака обсадных труб.

Таблица 6.17. **Техническая характеристика буров**

Параметры	Ковшово-шарошечный	Колонково-вакуумный	Универсальный бур	
			с ковшовой кассетой	с колонковой кассетой
Механическая скорость, м/ч	0,6-1,3	1-2,5	До 1,1	До 1,6
Проходка за рейс, м	0,2-0,4	0,4-1	0,2-0,8	0,2-0,8
Осевая нагрузка, кН	10-60	10-60	10-60	10-60
Частота вращения, об/мин	5-40	5-40	5-40	5-40
Размеры, мм:				
диаметр по корпусу, не более	565	561	565	561
диаметр по породоразрушающим элементам, не более	586	586	585	585
внутренний диаметр (для колонковой кассеты)	-	-	-	520
высота	1380	1542	1410	1245
Масса, кг	380	262	300	285

Технология бурения скважин

Технология бурения скважин в талых и мерзлых россыпях имеет существенные отличительные особенности из-за различных гидрогеологических условий, применяемых способов бурения и породоразрушающего инструмента. Это предопределяет различный подход к установлению количественных величин основных технологических параметров бурового процесса.

Бурение в талых россыпях

При медленно-вращательном процессе бурения ковшовыми бурами, применяемыми при крупности каменного материала 150-200 мм, основными параметрами являются частота вращения бурового инструмента n, начальная осевая нагрузка на породоразрушающий инструмент P_o и темп ее увеличения в течение рейса B, расстояние режущих элементов ковшового бура относительно башмака обсадных труб *S* и углубка за рейс *h*.

Исходя из физико-механических свойств рыхлых отложений и механизма их разрушения ковшовым буром при одновременном креплении скважин обсадными трубами, установлено, что при малых частотах вращения бурового инструмента образуется стружка породы значительной толщины. Это приводит к образованию "пробки" в окнах бура, препятствует поступлению породы в корпус бура и снижает скорость бурения. При излишнем увеличении частоты вращения бурового инструмента продолжительность контакта режущих элементов с породой забоя недостаточна, вследствие чего вместо объемного разрушения происходит характерный для поверхностного разрушения процесс снятия тонкой стружки. Установлено, что для получения оптимальной толщины стружки и максимальной величины скорости бурения частота вращения бурового инструмента должна составлять около 5 об/мин.

Осевая нагрузка в течение рейса должна изменяться от некоторой первоначальной величины, зависящей от физико-механических свойств пород, до максимального значения

в конце рейса. Это объясняется условиями поступления породы в корпус бура и является особенностью технологии бурения скважин большого диаметра ковшовыми бурами. Значительное влияние на процесс бурения и поступление породы в корпус оказывает положение его режущих элементов относительно башмака обсадных труб.

Рациональные значения основных параметров технологического процесса медленно-вращательного бурения скважин большого диаметра ковшовыми бурами приведены в табл. 6.18.

Таблица 6.18. **Параметры технологического процесса**

Параметры	Тип отложений		
	крайне неустойчивые	слабо - устойчивые	устойчивые
Технологическая схема	Бурение в обсадных трубах (S=+10см)	Бурение на одном уровне с башмаком обсадных труб (S= 0)	Бурение ниже башмака обсадных труб (S= -10 см)
Частота вращения n, об/мин	5	5	5
Начальная осевая нагрузка Ро,кН	30-32	25	35
Темп увеличения осевой нагрузки В, даН/мин	90	60	80
Интервал бурения за рейс h, м	0,5	0,4	0,5

Установлено, что механическая скорость при наличии водопритока возрастает почти в два раза, поскольку породоразрушающие элементы шарошечных долот лучше омываются и не происходит налипания породы на поверхность шарошек. Поэтому при бурении в сухих породах рекомендуется доливать воду в количестве 40-50 л на каждые 10 см углубки.

Ударно-захватное бурение целесообразно применять в гравийно-галечниковых отложениях с крупностью каменного материала более 150-200 мм, а также для извлечения отдельных валунов размером до 500 мм. В случае встречи валунов и плит, перекрывающих забой скважины, используется однолезвийное долото массой 800 кг с последующим извлечением обломков грейфером.

Эффективность ударно-захватного бурения определяется высотой сбрасывания грейфера на забой, применяемой технологической схемой бурения и кинематикой обсадных труб в процессе бурения. Скорость бурения грейфером повышается с увеличением высоты его сбрасывания в результате увеличения энергии удара. Однако максимальная величина подъема грейфера над забоем ограничивается величиной энергии, при которой происходит полное внедрение челюстей грейфера в породу. Кроме того, при значительных высотах сбрасывания грейфер раскачивается при падении, ударяется о стенки скважины или обсадных труб, что снижает конечную скорость его падения и величину внедрения в забой. Установлено, что рациональная высота сбрасывания грейфера, независимо от буримых пород, составляет 1,5 м.

Величина скорости ударно-захватного бурения существенно зависит от технологической схемы. Так в рыхлых отложениях с содержанием валунно-галечникового материала до 40% скорость бурения с опережением забоя трубами до двух раз выше, чем при схеме бурения ниже башмака обсадных труб. При бурении пород, содержащих более 40% крупного обломочного материала, скорости бурения при всех схемах практически не различаются. Учитывая, что при бурении пород с большим содержанием валунов и гальки на процесс "крепления в целик" забоя затрачивается на много больше энергии и времени, а также имеет место повышенный износ башмака обсадных труб, более целесообразно ве-

сти процесс по схеме бурения ниже башмака обсадных труб с разбуриваем породы грейфером или долотом.

Кинематика колонны обсадных труб оказывает влияние на механическую скорость бурения грейфером. Ее повышенное значение имеет место при постоянном или периодическом вращении обсадных труб, что связано с перемещением разрыхленной породы башмаком от периферийной части скважины к центру. При этом происходит выравнивание забоя, что способствует более полному заполнению головки грейфера породой.

Рекомендуемые технология и режимы ударно-захватного бурения грейфером: технологическая схема - 1) бурение в обсадных трубах, 2) высота сбрасывания - 1,5 м, 3) кинематика обсадной колонны - постоянное или периодическое вращение. При бурении отложений с большим количеством валунно-галечникового материала следует применять схему бурения ниже башмака обсадных труб.

Основой для выбора наиболее эффективных способов бурения и областей их применения в различных условиях является сравнение рейсовых скоростей при рациональных параметрах процесса бурения.

Сравнительный анализ показателей медленно-вращательного и ударно-захватного бурения позволил определить их рациональные области применения (табл. 6.19).

Таблица 6.19. **Рациональные области применения различных способов бурения**

Тип отложений	Способы бурения	
	медленно-вращательный	ударно-захватный
	бур на трубах	грейфер
Крайне неустойчивые (содержание обломочного материала до 40%)	-	+
Слабоустойчивые (содержание обломочного материала до 40%)	-	+
Устойчивые (содержание обломочного материала более 40%)	-	++
Плывуны (в том числе напорные)	++	-

Примечание: (++) - рациональный способ бурения; (+) - возможный способ бурения; (-) - нерациональный способ бурения.

Технология бурения скважин в многолетнемерзлых россыпях

Бурение в данных условиях рекомендуется проводить модифицированной установкой типа УБМ-20А. Буровая установка УБМ-20А по своей конструкции аналогична установке УБСР-25М. В связи с отличием технологии бурения в многолетнемерзлых россыпях в ее конструкцию внесен ряд изменений, которые заключаются в следующем.

С целью снижения времени на спуско-подъемные операции высота мачты увеличена до 11 м. Для проведения вспомогательных работ на среднем поясе мачты установки смонтирована дополнительная стрела-укосина, представляющая собой горизонтальную направляющую, по которой на ролике передвигается гидроцилиндр со штоком, являющийся подъемным механизмом. Стрела-укосина значительно облегчает проведение вспомогательных операций по разгрузке шламосборников и уборке керна от устья скважины, наращивание бурового снаряда и перемещению различных грузов на буровой площадке.

Для сокращения трудоемкости спуско-подъемных операций на установке УБМ-20А предусмотрен трубный подсвечник. Особенностью данного устройства является то, что оно позволяет укладывать трубы на рабочую площадку отводом верхней части колонны труб при закрепленной нижней части. Это значительно облегчает процесс проведения спуско-подъемных операций, а также исключает возможность травматизма.

Буровая установка комплектуется следующим технологическим инструментом: ковшовым, шарошечным и пневмоударным бурами, обсадными и бурильными трубами, приводом подрезного устройства и ведущей трубой.

Ковшовый бур, используемый только для забуривания скважины, идентичен по конструкции с ковшовым буром из комплекта установки УБСР-25М

Шарошечный бур (рис. 6.30) предназначен для бурения колонковых 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.

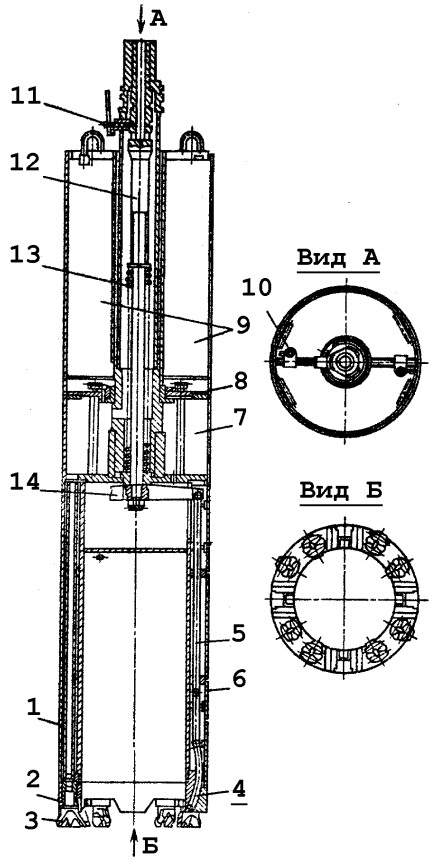


Рис. 6.30. Шарошечный бур
- крестовина
1 - корпус; 2 - башмак; 3 - двухшарошечные долота; 4 - подрезной нож; 5 - шток; 6 - герметичная крышка;7 - рессивер; 8 - крышка рессивера; 9 - шламосборник; 10 - палец; 11 - замок; 12 – центральный толкатель с гребенкой; 13 - возвратная пружина; 14

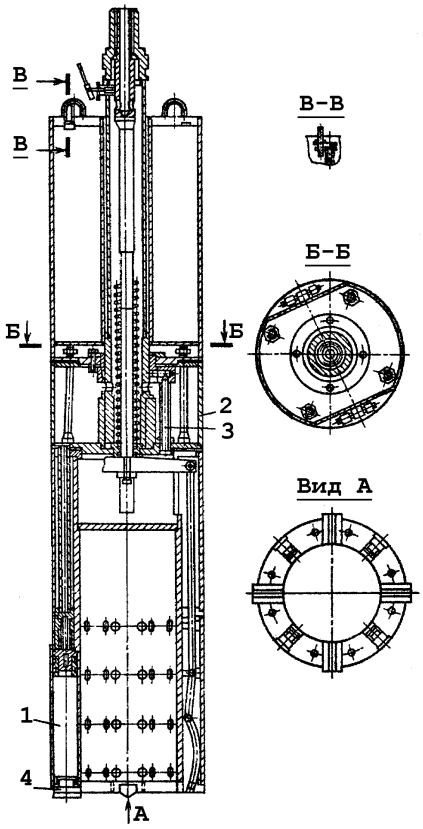


Рис. 6.31. Пневмоударный бур

1 – пневмоударник; 2 – рессивер; 3 – воздухопроводящий канал; 4 - долото

В корпусе бура монтируется также 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 отрывают керн и удерживают его при подъеме.

Пневмоударный бур (рис. 6.31), предназначенный для бурения валунов и коренных пород, оснащен четырьмя серийными пневмоударниками П-105. Корпус бура и подрезное

устройство аналогичны используемым в конструкции шарошечного бура. Оба бура 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.

Бурильные трубы (рис. 6.32), входящие в комплект установки, представляют собой двойную герметичную колонну.

Колонна состоит из наружных труб, имеющих в верхней части переходник, а в нижней - муфту, и концентрично размещенные в них внутренние трубы. Каждая внутренняя труба установлена с возможностью продольного перемещения и подпружинена относительно наружной. Величина перемещения внутренней трубы равна рабочему ходу пружины.

Такая конструкция колонны бурильных труб позволяет передавать на породоразрушающий инструмент крутящий момент и производить очистку скважины сжатым воздухом, а также передавать осевое усилие для подрезки керна через внутреннюю колонну труб.

Использование быстроразъемного безрезьбового герметичного соединения двойной бурильной колонны позволяет значительно (в 2-3 раза по сравнению с обычным резьбовым соединением) сократить время на проведение спуско-подъемных операций.

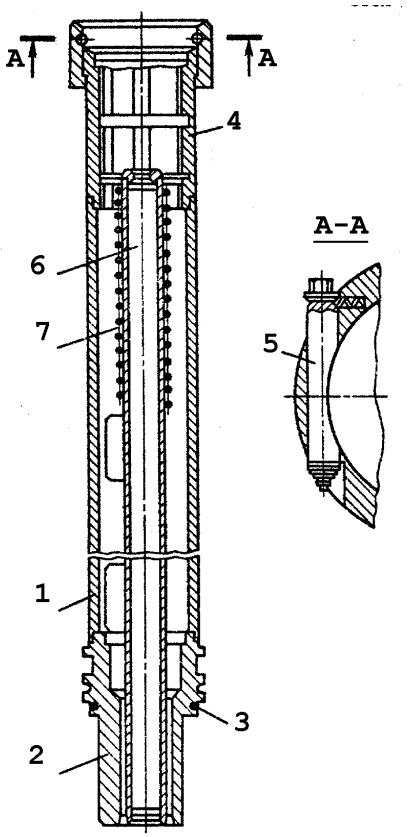


Рис. 6.32. Бурильная труба

1 - наружная труба; 2 -хвостовик; 3 - уплотнительное кольцо; 4 – муфта;5 - соединительный палец; 6 - внутренняя труба; 7 - возвратная пружина

Унификация разработанного породоразрушающего инструмента, входящего в комплект установки, дает возможность в любой последовательности применять шарошечный или пневмоударный бур, что обеспечивает бурение практически в любых по литологическому составу многолетнемерзлых рыхлых отложениях. Обсадные трубы, по конструкции аналогичные обсадным трубам установки УБСР-25М, устанавливаются только для крепления устья скважины на глубину от 1,5-2,0 до 6,0 м. Дальнейшее бурение осуществляется без крепления стенок скважин обсадными трубами.

Основными параметрами процесса бурения являются частота вращения инструмента, осевая нагрузка на породоразрушающий инструмент и расход воздуха. Во всех случаях необходимо использовать полную мощность компрессорного хозяйства. При этом обеспечивается удовлетворительная очистка забоя от шлама, стабильная работа пневмоударников и увеличивается стойкость режущих элементов буров.

При бурении рыхлых отложений с различным количеством обломочного материала применяется колонковый шарошечный бур. Рациональной является углубка за рейс 1,0 м.

Рациональные параметры бурения скважин с отбором проб в многолетнемерзлых россыпях приведены в табл. 6.20.

Извлечение породы при этих технологических схемах бурения достигает 95-100% независимо от применяемого породоразрушающего инструмента. Порода в процессе подъема из скважины не теряется. Измельчения металла, смещения границ продуктивного пласта и искажения его мощности не отмечалось.

Таблица 6.20. **Рациональные параметры бурения скважин**

Параметры	Тип бурового снаряда	
	шарошечный бур	пневмоударный бур
Частота вращения инструмента, об/мин	23; 37	14; 23
Осевая нагрузка, кН	36-50	20-35
Расход воздуха, м3/мин	до 20	до 30
Углубка за рейс, м	1	1

6.1.6. *Разведка буровыми комплексами с гидротранспортом керна*

Для разведки россыпей при отсутствии в них валунно-галечниковых отложений и при достаточно равномерной концентрации полезного компонента взамен ударно-канатного бурения можно использовать комплекс КГК-100.

Этот метод был использован в ПГО "Севукргеология" при разведке аллювиально-элювиальных ильменитовых россыпей. До настоящего времени поиски и разведка россыпей ильменита осуществлялись ударно-канатным способом с производительностью - 250-300 м/ст.-мес.

Разработаны технические средства и технология бурения, позволяющие вести непрерывный поинтервальный (до десятых долей метра) отбор кернового материала в несвязных породах. Установка для отбора проб (УОП) выполнена в виде санной приставки к комплексу КГК-100 (рис. 6.33).

По мере углубки скважины керновый материал от забоя по бурильным трубам и керноотводящему шлангу подается потоком жидкости в формирователь шламового потока, а затем в пробоотборную емкость (бак). После заполнения емкости керновым материалом и промывочной жидкостью с помощью механизма перемещения под шламовый поток подается очередная емкость. Заполненные емкости перемещаются на транспортер, а освободившиеся секции заполняются пустыми.

Технология предусматривает поинтервальный (до 0,5м) отбор проб. В начале бурения первого полуметрового интервала в керноприемное устройство поступает осветленная (чистая) промывочная жидкость, которая сбрасывается. При поступлении керношламовой пульпы она направляется в керноприемную емкость и маркируется этикеткой с указанием интервала бурения. При заполнении емкости на 3/4 ее объема под поток керношламовой пульпы подается очередная емкость. В зависимости от механической скорости бурения число емкостей, заполненных пульпой с одного интервала, может достигать 2-3 и более. После углубки скважины на 0,5 м, что контролируется нанесенными на бурильную колонну метками, вращение колонны останавливается на 5-8с без прекращения промывки. Полный вынос кернового материала с каждого очередного интервала происходит аналогично. Для ускорения отделения твердой фракции от жидкости и облегчения работы обслуживающего персонала в емкости помещаются специальные фильтровые мешки.

По разработанной технологии буровой установкой КГК-100 на двух месторождениях проведено опытное бурение скважин с определением глубин залегания и мощности пластов, содержания ильменита и подсчетом запасов. Результаты статистической обработки полученных данных (65 скважин, 944 м) по всем сопоставляемым скважинам показали преимущество КГК-100 по сравнению с УКБ.

Анализ полученных результатов свидетельствует и об экономической эффективности КГК-100. Так, производительность по сравнению с ударно-канатным способом возрастает в 5-6 раз и до 30% снижается себестоимость бурения.

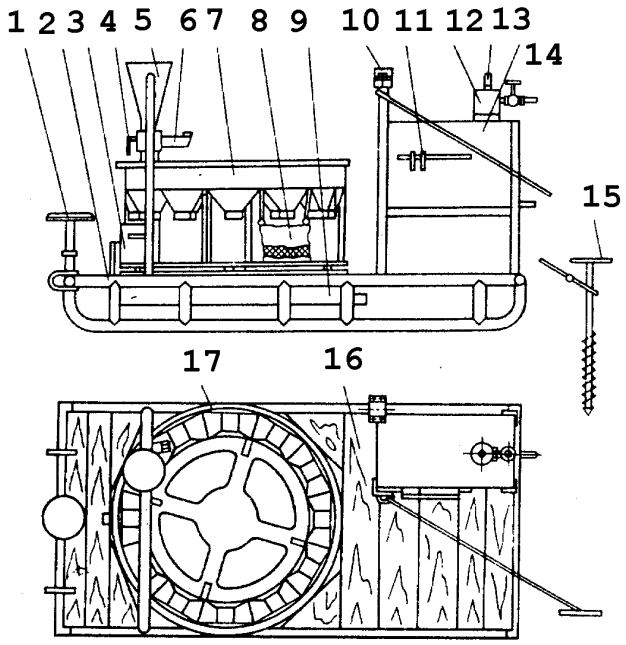


Рис. 6.33. Установка для отбора проб УОП-2

1 - место оператора; 2 - сани; 3 - бак; 4 - ручка; 5 - бункер; 6 -патрубок; 7 - распределитель; 8 - мешок; 9 – поддон; 10 - зажим; 11 - крюк; 12 - крышка; 13 - клапан; 14 - емкость; 15 - якорь; 16 - настил; 17 - поручень

Сбор всего объема поинтервально выбуренной породы обеспечивает высокое качество опробования.

6.2. Разведка 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 технологий 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, то есть 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, то есть 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: 1) буровые суда, 2) плавучие буровые установки (ПБУ) и 3) амфибийно-буровые установки (АБУ), характеристика которых приведена в табл. 16.21.

Таблица 6.21. **Характеристика судов и установок для бурения**

Установка	Глубина бурения, м	Dскв, мм	Глубина моря, м	Габариты, м	Грузоподъемность, т	Водоизмещение, т
ПБУ (плавучие) Приморец Р	50	219	50	16х9х2,4	30	70
АБУ (амфибийные суда)	50	132	50	16,2х8,6х 3,8	10	57

6.2. 1.*Способы бурения*

В настоящее время для разведки россыпных месторождений используются различные способы бурения, эффективность которых приведена в табл. 6.22.

Ударно-забивной способ бурения

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.

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.

Таблица 6.22. **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
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1.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)	+	+	+	+	+	+	+	+
2.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	+	+	+	+	+	+	+	+
3.Вибрационный (вибратор, вибромолот)	1.В направляющих, жестко связанных с ПБУ	+	+	-	-	+	-	-	-
	2.На верхнем конце погружаемой колонны	+	+	-	-	+	-	-	-
	3.На колонне у дна моря	+	+	+	+	+	+	+	-
	4.Опускаемые с керноприемником в скважину	+	+	+	+	+	+	+	-
4.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.

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 минуту 12-16
- Длина ударной штанги, м . 2,5-4,0
- Диаметр ударной штанги, мм 110;130
- Масса ударной штанги, кг, 200-400

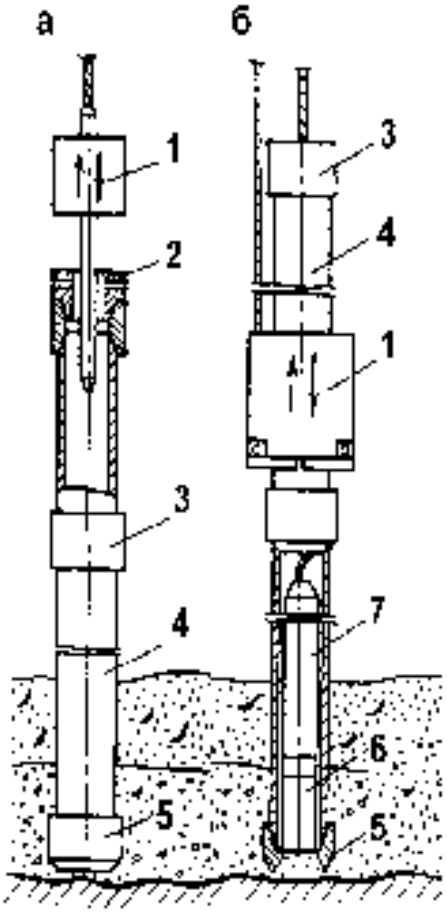


Рис. 6.34. Принципиальные схемы бурения (а - традиционная; б - разработка МГРИ) на шельфе

1 - забивной снаряд; 2 – наголовник; 3 - муфта; 4 - обсадная труба; 5 - башмак; 6 - керноприемник; 7 - ударная штанга

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 слабосвязных 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, то есть 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 станко-месяц. Средняя сменная про-

изводительность 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. 6.35).

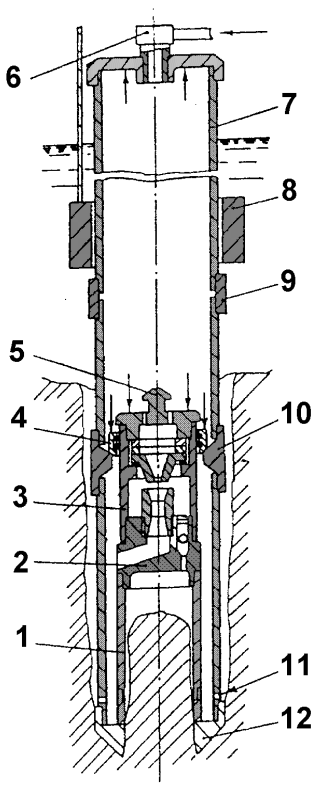


Рис. 6.35. Схема забивного бурения с применением СГК:
1- керноприемный стакан; 2 - эжектор; 3 - шток; 4 - втулка; 5 - грибок; 6 - вертлюг-сальник;7- колонна; 8 - снаряд забивной; 9 - муфта; 10 - муфта упорная; 11 - окна промывочные; 12 - башмак

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 12, две трубы, соединенные упорной муфтой 10 с внутренним кольцевым выступом, и установленный на муфте забивной снаряд 8, 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 4 перемещают в крайнее нижнее положение, на грибок 5 одевают ловитель, керноприемник вывешивают на тросе вспомогательной лебедки и опускают в колонну. Рациональные параметры наиболее часто применяемой на практике ударной системы:

Диаметры 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 расширить 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

В процессе бурения скважин на акваториях и отбора проб в твердых породах было установлено, что рациональным является вращательный способ бурения с отбором керна.

С целью повышения эффективности бурения скважин с ПБУ вращательным способом отечественными и зарубежными инженерами разработан ряд оригинальных конструкций вращателей, учитывающих специфические условия работы. Разработки ведутся в основном в направлении создания вращателей с индивидуальным приводом.

В настоящее время разработаны вращатели различных типов: вращатели, устанавливаемые на платформеПБУ, 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^{o}.

В МГРИ разработаны два варианта морских буровых вращателей, устанавливаемых на предварительно забитой в грунт морского дна обсадной колонне муфтового соединения (кондукторе) роторного (ВМБК-Р) и шпиндельного (ИМБК-Ш) типов.

ВМБК-Р изготовлен на базе труборазворота РТ-1200 с индивидуальным электроприводом мощностью 3 кВт. ВМБК-Р обеспечивает вращение бурильной колонны при бу-

рении и механическое ее свинчивание и развинчивание при проведении СПО. ВМБК-Р не обеспечивает регулирование частоты вращения инструмента и осевой нагрузки на забой и с успехом может применяться только при сооружении относительно неглубоких скважин, когда бурение можно вести без разгрузки бурового снаряда.

С целью исключения недостатков ВМБК-Р разработан вращатель шпиндельного типа ВМБК-Ш. Принципиальное различие между этими вращателями в том, что последний снабжен двумя электродвигателями, симметрично установленными относительно проходного отверстия вращателя и гидравлическим механизмом подачи бурового инструмента.

Технология бурения с использованием ВМБК-Ш следующая. На верхний торец колонны обсадных труб, предварительно забитой в грунт на глубину 4-5 м, закрепляют площадку с вращателем и подсоединяют к вращателю электрокабель и гидравлические магистрали. Опускают в скважину бурильные и ведущую трубы, закрепляют на гидроцилиндрах траверсу со шпинделем и зажимным патроном. Вращатель обеспечивает бурение скважин глубиной 150 м диаметром 112 мм в крепких горных породах (галечно-щебенистые грунты, кварцевые валуны) бурильными трубами диаметром 50 мм с частотой вращения 75 об/мин и интенсивностью промывки 20-90 л/мин при осевой нагрузке до 10 кН. Мощность привода вращателя 3,2 кВт, масса 450 кг.

Вращатель не подвержен качке, так как установлен на забитом в грунт кондукторе, который из-за малого сечения не качается под влиянием волн. Гибкая связь вращателя с ПБУ (электрокабель и водяной шланг) позволяет последней без заметного влияния на процесс бурения дрейфовать и качаться в пределах, допустимых по условиям выполнения работ на ПБУ. Так, глубина моря для кондуктора диаметром 168 мм, не имеющего никаких дополнительных связей, кроме защемления его нижнего конца в грунте дна, не должна превышать 30 м.

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. 6.23).

Табл. 6.23. **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	12775	6000	3235	2230
Масса, кг	629	450	111	27

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 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. 6.36).

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*.

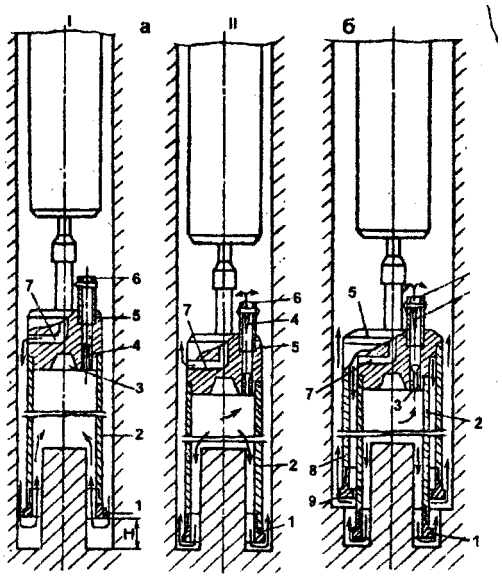


Рис. 6.36. Схемы одинарного (а) и двойного (б) снарядов и их работы при безнасосном бурении.

Бурение скважин с непрерывным транспортированием керна

Бурение с непрерывным транспортом 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.

1. Вращательное бурение с гидротранспортом керна (ГТК) и шлама.
2. Ударное бурение с непрерывной транспортировкой выбуренной породы.

Вращательное бурение с ГТК осуществляется 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. Ниже приведена техническая характеристика комплекса для бурения с гидротранспортом керна :1) наружный диаметр твердосплавной коронки- 132мм; 2) глубина бурения - 50м; 3) глубина моря – 50м;.4) диаметры труб -наружных 108мм, внутренних 73мм; 5)длина трубы - 2м; 6) масса двойной трубы - 62кг; 7) диаметр керна – 61-65мм; 8) частота вращения – 75 и 165об/мин; 9) крутящий момент – 3500 Н,м; 10) ход подачи -3800мм; 11) усилие подачи - вниз – 31кН, вверх - 56,5кН; 12) тип приводного двигателя - Д-65Н; 13) мощность двигателя - 48кВт; 14) тип бурового насоса- НБ4-320/63; 15) подача насоса –32-320л/мин; 16) 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 бурения приведены им в табл.6.24.

Таблица 6.24. **Режимные параметры бурения 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 керношламового 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 ведется с опережением забоя скважины башмаком ДКТ (рис. 6.37).

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%-ный выход керна.

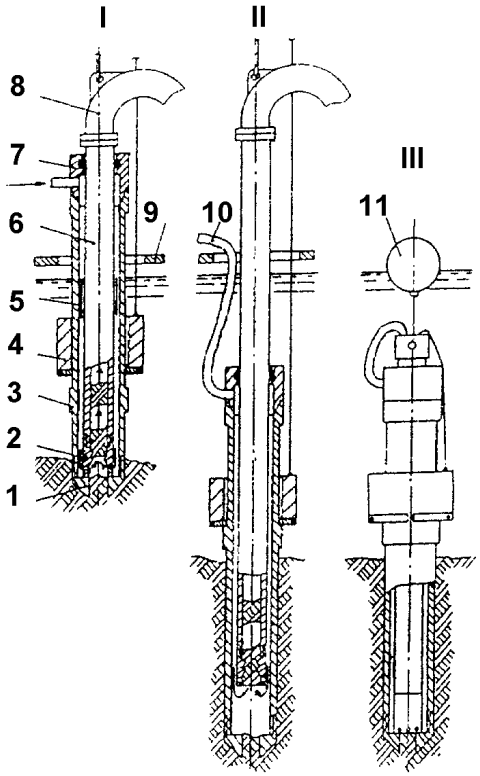


Рис. 6.37. Схемы забивного бурения с гидротранспортированием керна (I, II) и отстоя ДКТ в период шторма (III)

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

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: а) 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 (схема II). При этом повышается производительность 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 (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.

6.2.2. *Однорейсовое бурение скважин погружными автономными установками*

На различных стадиях поисков и разведки россыпных месторождений зачастую необходимо бурение мелких скважин, расположенных на значительном расстоянии одна от другой, в породах с различными физико-механическими свойствами. Для этих целей нередко используют самоходные и передвижные плавсредства, оснащенные станками ударно-канатного и вращательного бурения. Интенсивное увеличение объемов бурения подводных скважин за последние годы вызвало усложнение конструкций установок и систем стабилизации положения плавсредств над устьем скважины. Увеличение стоимости при использовании подобных систем может составить до 25% для бурового судна и до 40% для понтона или баржи.

Применение этих технических средств следует считать не рациональным при бурении скважин глубиной 5-8 м с относительно плотным их расположением на разведуемом участке. В этом случае из-за больших затрат времени на подготовительно-заключительные и вспомогательные операции, низкой коммерческой скорости бурения скважин коэффициент полезного использования бурового судна во времени не превышает 15%, что существенно увеличивает стоимость бурения, определяющуюся в основном затратами на аренду и эксплуатацию плавсредств.

При поисковом и разведочном бурении рационально применять средне- и малотоннажные суда в комплексе с погружными автономными установками, что позволяет устанавливать базовое плавсредство с одним якорем и резко сокращать затраты времени на вспомогательные операции.

Большая часть созданных *в* настоящее время погружных автономных установок предназначена для однорейсового вращательного или вибрационного бурения подводных скважин. 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.

Самыми совершенными в настоящее время можно считать погружные гидровибраторные установки, разработанные на кафедре Технологии и техники геологоразведочных работ Донецкого ГТУ (Горного института). Отличительной особенностью их является создание непрерывной призабойной обратной циркуляции промывочной жидкости, за счет которой устраняется свайный эффект, повышается механическая скорость бурения, углубка за рейс и выход керна. Образование разряжения внутри колонковой трубы вызывает дополнительное усилие подачи. Ударно-вибрационно-пенетрационно-гидромониторный режим внедрения снаряда в грунт позволяет бурить скважины даже по валунно-галечным отложениям, а вибровращательной установкой - по крепким скальным породам.

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, обеспечива-

ющая 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 применяются колонковые трубы длиной 8-12 м, что в сборе с гидровибратором составляет 10-14 м. Учитывая, что длина грузовой стрелы даже среднетоннажных судов не превышает 12 м, для работы с данными снарядами необходимы специальные стабилизирующие устройстве в виде раздвижных, складывающихся ног или поплавковых систем.

Принцип действия стабилизирующих поплавковых систем (СПС) основан на использовании для удержания снаряда в вертикальном положении, независимо от рельефа дна и выталкивающей силы. Эта особенность СПС позволяет определять углы залегания рыхлых отложений и коренных пород и геоморфологию изучаемого района.

Поплавки могут изготавливаться из легких материалов с положительной плавучестью, а также в виде пустотелых герметичных или открытых емкостей. Поплавки из легких материалов могут стабилизировать только небольшие пробоотборники, так как они обладают недостаточной плавучестью, а постановка многоярусных систем усложняет конструкцию и эксплуатацию их, увеличивает потери времени на спуско-подъемные операции. Герметичные, заполненные воздухом поплавки должны иметь достаточную прочность, чтобы противостоять гидростатическому давлению, возрастающему с глубиной. Причем плавучесть их постоянная.

Указанных недостатков лишены поплавки, выполненные в виде открытых снизу емкостей с регулируемой плавучестью. Такая СПС предназначена не только для удержания снаряда в вертикальном положении во время бурения, но и для автоматического увеличения осевого усилия по мере углубки скважины.

СПС (рис. 6.38) состоит из набора металлических, открытых снизу управляемых впускными клапанами поплавков *11*, закрепленных на бурильной трубе *9* с помощью хомутов и тросов *10*. Через колонну *14* СПС соединяется с гидровибратором *15*, переходником *16*, колонковым набором *17*, башмаком *7*. Вода для привода гидровибратора *15* подается насосом по нагнетательному шлангу 8 и сальнику-вертлюгу 6, навинчиваемому на верхнюю часть колонны *14*.

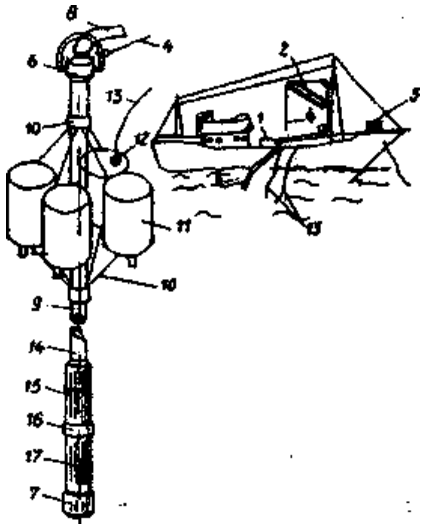


Рис. 6.38. Стабилизирующая поплавковая система

Спуско-подъемные операции и извлечение снаряда из грунта осуществляется лебедкой *1* или (в случае прихвата) кабестаном *3* посредством грузовой стрелы *2* и каната *4*, закрепленного на серьге *5*. Один или несколько поплавков *11* снабжены регулировочными верхними клапанами *12*, управляемыми с палубы судна тросами *13*. СПС имеет обитую плавучесть, превышающую вес установки в целом. После спуска установки на воду производится постепенное стравливание воздуха из поплавков с регулируемой плавучестью через клапан *12*. После полного погружения в воду снаряда и поплавков *11* дальнейшее стравливание прекращается, а спуск СПС осуществляется за счет уменьшения плавучести (подъемной силы) в результате сжатия воздуха внутри поплавков под действием гидростатического давления воды. Когда башмак *7* достигнет дна, буровой снаряд удерживает-

ся в вертикальном положении.

Разность между весом колонны и плавучесть в СПС в момент постановки на дно составляет величину первоначального осевого усилия на башмак *7*. По мере углубки скважины, как и при спуске, осевое усилие автоматически возрастает, вследствие чего поддерживается высокая механическая скорость бурения.

Сборка снаряда и установки в целом производится на специальной откидной площадке, встроенной в фальшборт судна. Погружение башмака *7* и колонковой трубы *17* осуществляется гидровибратором *15*.

Несмотря на явные преимущества установок с СПС (увеличенная углубка за рейс и постоянная высокая механическая скорость бурения, возможность определения элементов залегания пород и др.), им присущи и некоторые недостатки (громоздкость, необходимость устройства специальных откидных площадок и наличия больших свободных пространств на палубе судна, значительные усилия извлечения снаряда и невозможность применения в зонах мелководья).

Установки с СПС успешно применялись для однорейсового бурения в условиях морей Дальнего Востока.

Выполнение стабилизирующих опор в виде раздвижных или складывающихся ног имеет существенное преимущество по сравнению с другими конструкциями:

- простота устройства и небольшая масса, что позволяет использовать их на малотоннажных судах, обладающих повышенной мобильностью и маневренностью,
- высокая транспортабельность, минимальные затраты времени на сборку и разборку, возможность укладки при дальних переходах судна как на палубе, так и в небольших трюмах;
- компактность в сложенном положении и возможность надежного закрепления у борта судна;
- в рабочее положение опора переводится за бортом судна, поэтому на палубе установка не требует больших свободных площадок и не мешает производству корабельных операций;
- спуско-подъемные операции не требуют особых усилий от буровой бригады и полностью отвечают требованиям правил техники безопасности.

Отмеченные достоинства особенно ценны при аренде малотоннажных плавсредств с ограниченным рабочим пространством на палубе, малой высотой и грузоподъемностью стрелы и лебедки.

В ДонНТУ создана погружная комбинированная установка с повышенной рейсовой углубкой УГВП-130/8.

Техническая характеристика УГВП-130/8

Максимальная глубина опробования, м	8
Максимальная глубина акватории, м	50
Диаметр скважины, мм	130
Диаметр керна, мм	90
Выход керна, %	90±10
Категория пород по буримости	I-IV
Расход морской воды для привода гидровибратора, л/мин	200
Перепад давления на гидровибраторе, МПа	20-25
Ресурс рабочего времени, машино-ч	200
Масса установки, кг	375

Установка эксплуатировалась Причерноморской ГРЭ на малотоннажном научно-исследовательском судне "Топаз" водоизмещением 180 т. В составе буровой бригады три человеке.

На судне для установки УГВП-130/8 (снаряд длиной 10 м) была разработана специальная опора, представляющая собой спускаемую на канате конструкцию.

Основным исполнительным органом установки является гидровибрационный пробоотборник (рис. 6.39), состоящий из гидравлического вибратора, генерирующего вибрацию и ударные импульсы, и двойного колонкового снаряда.

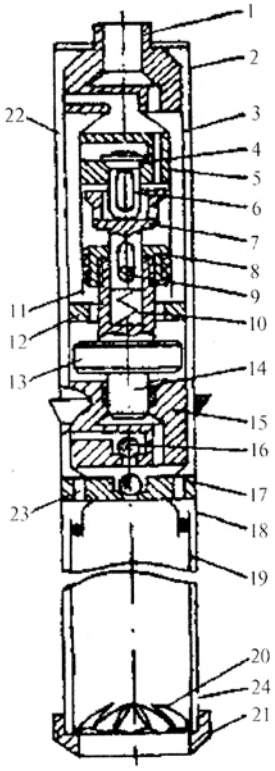


Рис. 6.39. Гидровибрационный пробоотборник

В исходной позиции боек 13 под действием силы тяжести находится в крайнем положении, вследствие чего выпускной клапан 4 закрыт, а выпускной клапан 7 открыт. Морская вода буровым насосом НВ-32 по нагнетательному шлангу подается в гидровибратор.

По каналу в переходнике *1* и зазору между корпусом *3* и цилиндром *11* вода поступает под поршень *8*, вызывая его подъем. При этом жидкость из надпоршневой полости вытесняется по каналам распределительной коробки *5* и переходника 1 в скважину.

Поршень *8*, перемещаясь вверх, сжимает пружину *10* и, дойдя до выпускного клапана *7*, наносит по нему удар за счет силы удара сжатой пружины *10* и частичного совместного хода с бойком *13* выпускной клапан *7* закроется (перекроет каналы в распределительной коробке *5*), а впускной клапан 4 откроется, поскольку оба они связаны толкателем 6. Жидкость одновременно начнет поступать и в верхнюю полость цилиндра *11*.

В момент перестановки клапанного блока боек нанесет удар по верхней наковальне *12*. По мере поступления жидкости в верхнюю полость цилиндра поршень *8* и боек *13* устремляются вниз, так как площадь поршня сверху больше, чем снизу на величину поперечного сечения штока *14*. Клапанный блок будет сохранять свое верхнее положение за счет давления жидкости на выпускной клапан *7*. Перестановка блока в исходное положение произойдет после захвата пальцем *9* клапана *7* и совместного хода вниз. При перестановке клапанов боек нанесет удар по нижней наковальне *15*. Далее цикл работы повторится. Отработанная в гидровибраторе жидкость по зазору *22*, каналам *23* разделительной муфты *17*, зазору между наружной *18* и внутренней *19* колонковыми трубами и через отверстия *24* поступает на забой скважины выше башмака *21*, размывая грунт и вынося шлам. Этим достигается гидромониторный эффект, увеличение диаметра скважины, снижение силы трения и бокового сопротивления.

Насосный блок для создания обратной циркуляции промывочной жидкости выполнен в нижней наковальне *15* и состоит из клапана *16* и системы распределительных каналов. Роль плунжера насоса выполняет шток *14*. Во время хода штока вверх происходит всасывание воды из скважины через внутреннюю колонковую трубу *19* в камеру под штоком. При ходе штока вниз вода выбрасывается в скважину через клапан *16*, зазор *22* между корпусом гидровибратора *3* и наружным корпусом *2*, каналы *23*, кольцевое пространство между внутренней *19* и наружной *18* колонковыми трубами и отверстия *24*.

Буровой снаряд представляет собой двойную колонковую трубу, состоящую из наружной трубы *18* и внутреннего керноприемника *19*, специального лепесткового керноза хватывающего устройства *20* и породоразрушающего инструмента *21*. Для предохранения керна от размыва внутренняя керноприемная труба *19* уплотнена манжетами в башмаке *21* и в цилиндре разделительной муфты *17*.

Погружение колонкового набора в фунт происходит под действием четырех факторов: ударных импульсов, вибрации, размыва и безынерционной нагрузки. Заглубление облегчается возникновением дополнительной осевой нагрузки за счет понижения давления внутри керноприемника при работе насосного блока гидровибратора.

Таким образом, принципиальным отличием описанного пробоотборника от существующих является использование комбинированного гидроударно-вибрационно-пенетрационного способа бурения. Все это способствует значительному увеличению рейсовой углубки и технической скорости бурения.

7. БУРЕНИЕ СКВАЖИН НА ВОДУ

Наиболее распространенным методом разведки и эксплуатации подземных вод остается бурение скважин и колодцев. Выбор способа бурения определяют: степень гидрогеологической изученности района, цель работ, требуемая достоверность получаемой геолого-гидрогеологической информации, технико-экономические показатели рассматриваемого способа бурения, стоимость 1 $м^3$ добываемой воды, срок существования скважины. Зависит он также от характера водовмещающих пород и вод (напорные, уровень которых устанавливается выше глубины вскрытия, или безнапорные).

На выбор технологии бурения скважин влияют температура подземных вод, степень их минерализации и агрессивность по отношению к бетону (цементу) и железу.

В зависимости от целевого назначения и конкретных условий буровые скважины на воду сооружаются следующими способами: вращательным с прямой и обратновсасывающей промывкой; вращательным с промывкой аэрированным раствором, пеной; вращательным без промывки – шнековыми и ковшовыми бурами и бескерновым способом.

В настоящее время наибольшее распространение получило вращательное бурение, производительность которого в 3-5 раз выше чем у ударно-канатного. Его рекомендуется применять в районах с изученными гидрогеологическими условиями для вскрытия напорных вод. Но вращательное бурение с промывкой имеет весьма существенный недостаток - может вызвать закупорку пор и трещин водоносного горизонта, что требует дополнительных затрат времени и средств на возбуждение притока воды в скважину. Однако применение специальных растворов и новой технологии вскрытия водоносных горизонтов делает данный способ бурения скважин на воду наиболее эффективным.

К недостаткам способа можно отнести: большой расход обсадных труб (что объясняется малой величиной выхода последующей колонны из-под башмака предыдущей, обычно составляющей 25-30 м, а при специальных способах посадки труб - до 50-70 м); относительно малые глубины бурения; низкие техническую и коммерческую скорости бурения; высокую стоимость 1 м бурения; опасность уплотнения пород в зоне водоносного горизонта при неправильно выбранной технологии бурения, что может вызвать снижение дебита скважины.

При сооружении скважин на воду с помощью ударно-канатного бурения проводят следующие операции: разрушение породы на забое, чистку скважины от бурового шлама и крепление её стенок обсадными трубами. Они разделены во времени. Причем работа долота на забое составляет небольшую долю от времени, затрачиваемого на проходку скважины. Этим объясняются более низкие технико-экономические показатели ударно-канатного бурения по сравнению с вращательным.

Ударно-канатным способом проходят скважины начального диаметра 200-900 мм и глубиной 100-150 м.

Представляют интерес работы по совмещению ударного бурения с обратновсасывающей промывкой, ударно-забивного - с обратной продувкой, а также ударно-вращательного - с системой связанных между собой пневмоударников для проходки скважин большого диаметра в скальных породах. Комбинированное бурение (ударно-канатным, шнековым и вращательным способами) обеспечивает более точное опробование водоносных горизонтов.

7.1. *Вскрытие водоносных горизонтов и оборудование скважин фильтрами при вращательном бурении*

К вскрытию водоносного горизонта приступают после завершения всех работ, связанных с сооружением скважины, т.е. после крепления этого интервала колонной обсадных труб, цементирования затрубного пространства (если в этом есть необходимость),

разбуривания цементного стакана и тщательной промывки скважины для удаления продуктов цементирования и ранее применявшегося бурового раствора. От правильного выбора технологии вскрытия водоносного горизонта при вращательном бурении зависят достоверность получаемой гидрогеологической информации и дебит скважины. На эффективность вскрытия водоносного горизонта влияют тип и способ установки фильтра в скважине, способ и режим промывки, вид очистного агента.

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

Фильтр состоит из трех частей (рис. 7.1): рабочей 1, отстойника 2, расположенного ниже рабочей части фильтра, и надфильтровой части 3 с герметизирующим сальником 4. Сверху фильтра устанавливается приспособление 5 для спуска его в скважину. При изготовлении каркасов из металлических труб в них высверливают отверстия в виде щелей или круглые (рис. 7.2). Размеры отверстий выбирают в соответствии с крупностью зерна продуктивного горизонта. Тонкие фильтрующие покрытия каркасов осуществляют с помощью сеток (металлических, пластмассовых, стеклянных) и проволоки (рис. 7.3).

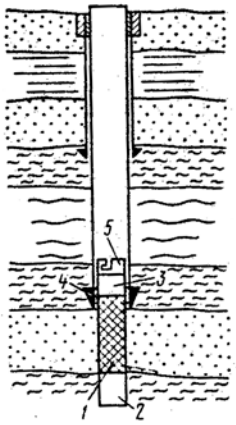


Рис. 7.1. Схема установки фильтра в скважине

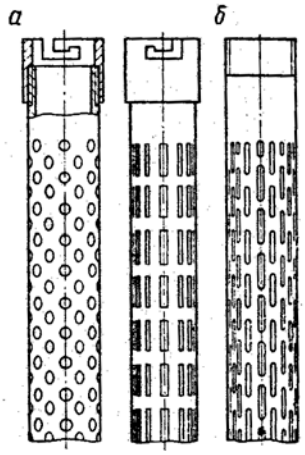


Рис. 7.2. Трубчатые фильтры:
а – стальные, б – пластмассовые

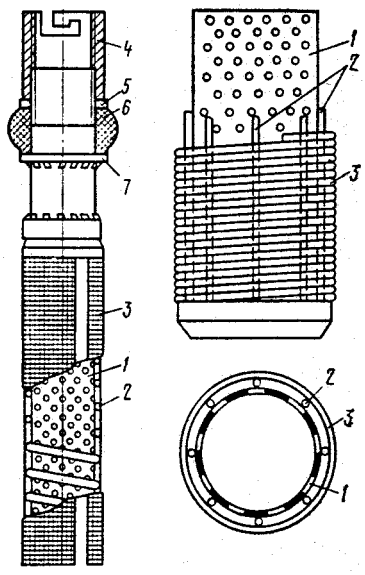


Рис. 7.3. Фильтры сетчатые и проволочные:

а – фильтр сетчатый: 1 – перфорированная труба; 2 – проволочная обмотка; 3 – сетка фильтровая; 4 – специальная муфта для спуска фильтра на ключе; 5 – подвижный фланец;

б – фильтр с проволочной обмоткой: 1 – трубный каркас с круглыми отверстиями; 2 – опорные стержни; 3 – проволочная обмотка

Фильтровые сетки изготовляются плетением трех видов: простого (квадратного), галунного и киперного (рис. 7.4).

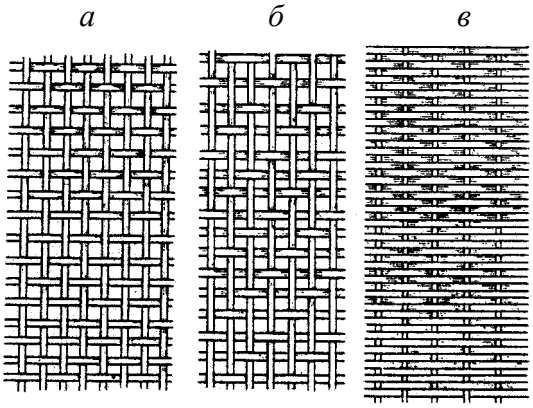


Рис. 7.4. Фильтровые сетки:

а – простого плетения; б – киперного плетения; в – галунного плетения

Сетки из пластических масс выпускаются со штампованными отверстиями и плетенные с квадратными отверстиями. В качестве обмоточной проволоки применяется круглая латунная, из нержавеющей стали (диаметр 1-3 мм) или проволок специальной формы сечения, образующих при намотке щели с узким входным и расширенным выходным сечениями.

Довольно широко применяются *фильтры с засыпкой* двух видов: гравийной в месте установки в скважине (рис. 7.5) и кожуховые, которые состоят из секций длиной около одного метра (рис. 7.6).

Через фильтр в скважину должно поступать максимальное количество жидкости из продуктивного горизонта. Пропускная способность фильтра оценивается его скважиностью W, показывающей отношение действительной проходной поверхности ко всей боковой поверхности, контактирующей с породой,

$$,W = \frac{nF_o}{\mathrm{Dl}} \qquad (15.1)$$

где n – число отверстий по всей длине фильтра; F_o – площадь одного отверстия, м; D - наружный диаметр фильтра, м; l – длина рабочей части фильтра, м; W – в зависимости от конструкции фильтра составляет от 0.1 до 0,4.

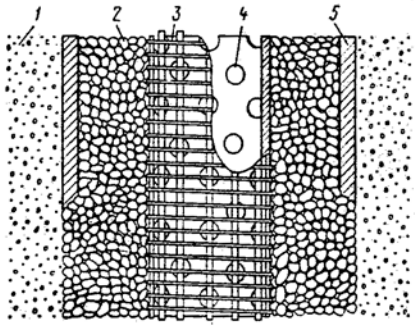


Рис. 7.5. Фильтр с гравийной обсыпкой

1 – водоносный пласт; 2 – гравийная обсыпка; 3 – проволочная обмотка; 4 – перфорированная труба; 5 – обсадная труба, постепенно поднимаемая для обнажения фильтра с обсыпкой

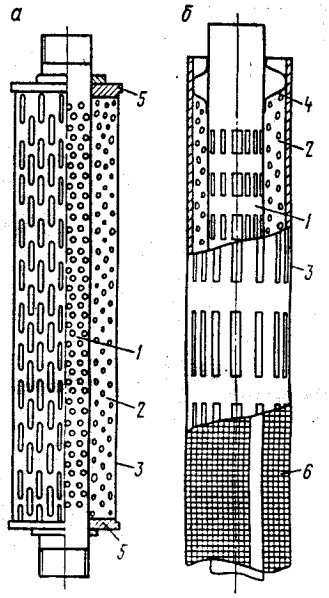


Рис. 7.6. Кожуховые фильтры

1 – опорный каркас; 2 – графийная обсыпка; 3 – внешний каркас; 4 – направляющие фонари; 5 – опорные фланцы; 6 – фильтровая сетка

Все существующие фильтры можно разделить на дырчатые или щелевые, сетчатые, гравийные и гравитационные.

Выбор конструкции фильтра производят из условия, при котором его водозахватная способность (максимально допустимый дебит жидкости через фильтр) превышала бы ожидаемый дебит скважины.

Скважины можно оборудовать фильтрами как одновременно с процессом вскрытия водоносного горизонта, так и последовательно - вначале вскрывают водоносный пласт, затем устанавливают фильтр.

Вскрытие водоносного горизонта с одновременной установкой фильтра обычно применяют, когда водоносный горизонт представлен мелкими и среднезернистыми песками, в том числе и глинистыми. Это можно осуществлять гидромеханическим, гидравлическим и другими способами.

Гидромеханический способ основан на использовании специальных долот-расширителей лопастного типа (рис. 7.7). Спускаемый в скважину фильтр подвешивают с помощью переходника-отсоединителя на бурильных трубах, при спуске которых он не вращается. Разбуриваемая долотом-расширителем порода выносится из скважины водой по зафильтровому пространству или по фильтровой трубе (при использовании специального сальника). Бурильные трубы соединяются с соединителем полым поршнем с помощью заклепок. После установки фильтра в скважине на поршень сбрасывают шаровой клапан и под давлением промывочной жидкости заклепки срезаются. При подъеме долота вместе с бурильными трубами лопасти долота складываются при упоре их в башмак отстойника.

Гидравлический способ можно осуществлять традиционным гидроразмывом, дополнительно с расхаживанием фильтровой колонны или с применением гидравлического турбинного расширителя.

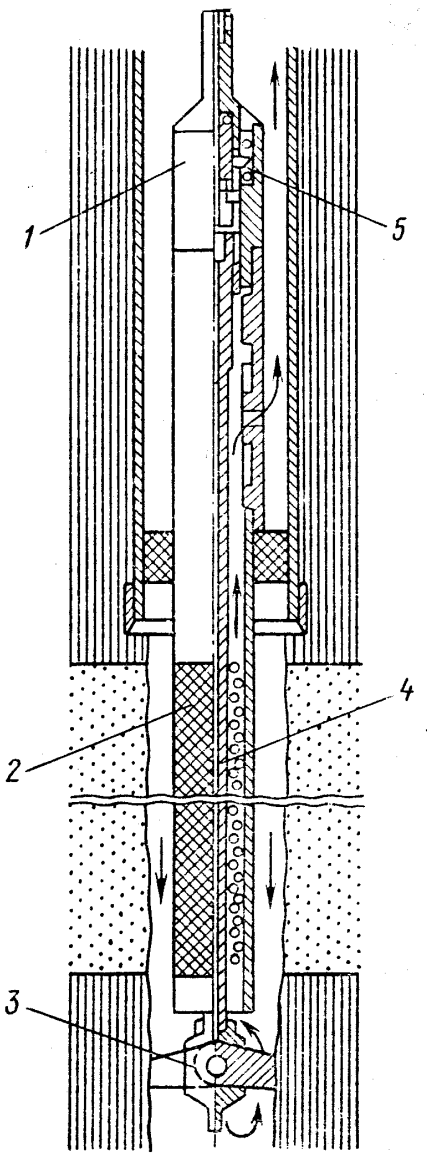


Рис. 7.7. Схема установки фильтра

1.- отсоединитель; 2 – фильтровая колонна;
3 – долото-расширитель; 4 – бурильные трубы;
5 – упорный подшипник

При посадке фильтра с расхаживанием надфильтровую трубу оборудуют самоуплотняющимся сальником, снабженным плоской пружиной, прижимающей его к внутренней поверхности эксплуатационной колонны труб. Спуск и расхаживание фильтра проводят с помощью бурильных труб, связанных через резьбовой (левый) соединитель с гидромониторной насадкой. При этом сальник закрыт цилиндрическим кожухом, который извлекают вместе с бурильными трубами из скважины после окончания всех работ по установке фильтра (рис. 7.8).

Гидротурбинный расширитель применяется в рыхлых песках под гравийную обсыпку. Фильтровую колонну спускают в скважину на бурильных трубах при одновременной работе расширителя. Выход его из-под башмака отстойника должен быть не более чем на 0,25 м (рис. 7.9, а). Вода, поступающая в расширитель, размывает стенки скважины в зоне водоносного горизонта, образуя искусственную камеру. После установки фильтра в неё загружают песчано-гравийный материал. Бурильные

трубы отсоединяют от фильтра с помощью левого переходника, после чего вместе с гидротурбинным расширителем их извлекают из скважины.

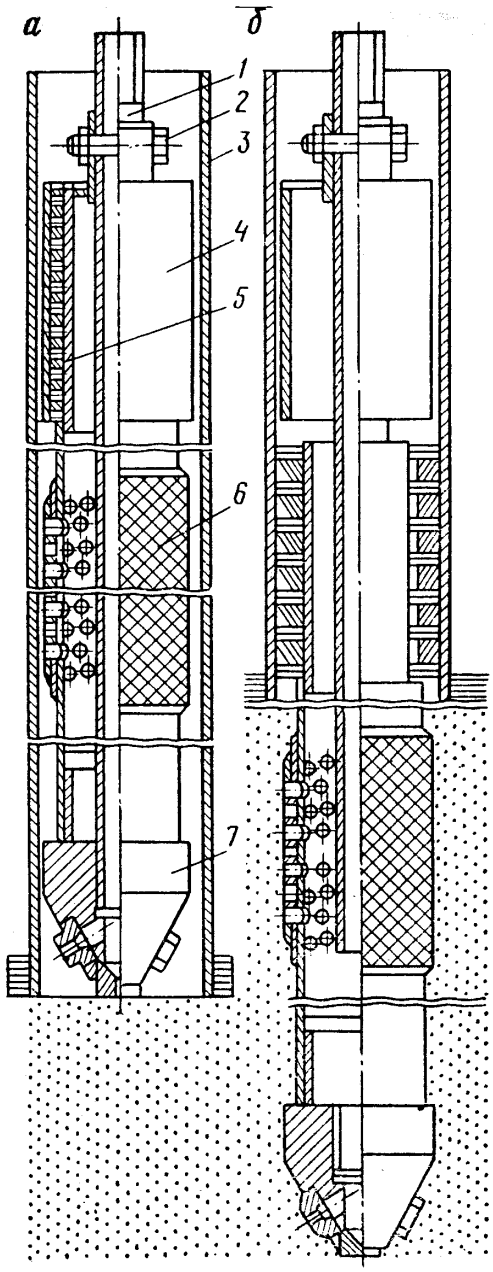


Рис. 7.8. Схема спуска фильтра с размывом и расхаживанием

а – до установки фильтра; б – после установки фильтра; 1 – бурильные трубы; 2 – винт; 3 – обсадные трубы; 4 – кожух; 5 – сальник; 6 – фильтр; 7 – гидромониторная насадка

При большой глубине скважин и вскрытии водоносного горизонта, характеризующегося высоким дебитом и напором, расширитель оставляют в скважине. В этом случае переходник-отсоединитель бурильных труб устанавливают в башмаке отстойника.

Устройство гидротурбинного расширителя показано на рис. 7.9, б. Расширитель используют также для разглинизации фильтра. Сменой сопел добиваются изменения направления и давления струи воды, которое может достигать 4 МПа. Иногда его применяют в комбинации с двойным тампоном для усиления эффекта.

Установку фильтров в скважину после вскрытия водоносного горизонта вращательным способом с прямой и обратновсасывающей промывкой применяют для вскрытия рыхлых песчаных отложений без гравия, гальки и валунов. Сущность способа заключается в том, что вода самотеком поступает из емкости в кольцевое пространство между колонной бурильных труб и стенками скважины и вместе с разбуренной породой отсасывается по бурильным трубам на поверхность центробежным насосом или эрлифтом. При этом сокращаются сроки освоения скважины, а большой диаметр её позволяет значительно увеличить дебит за счет устройства надежной песчаной или гравийной обсыпки фильтра. Бурение с обратновсасывающим способом промывки обеспечивает высокие скорости проходки, особенно в рыхлых отложениях в скважинах диаметром до 600 мм. В настоящее время этим способом проходят скважины на глубину до 300 м, практически возможно бурение до глубины 500 м.

В процессе проходки поддержание пород в стенках скважины в устойчивом состоянии достигается гидростатическим давлением воды. Уровень воды необходимо постоянно поддерживать на отметке устья. Допустимой величиной разности напоров между статическим и гидродинамическим уровнями воды считается 3 м. Бурение этим способом ведется на малых частотах вращения. Запас воды определяется в основном потерей ее на фильтрацию; в среднем он устанавливается равным тройному объему скважины. Скорость движения промывочной жидкости в бурильных трубах обычно в пределах 3 м/с. Наиболее часто обратновсасывающий способ промывки обеспечивается эрлифтом

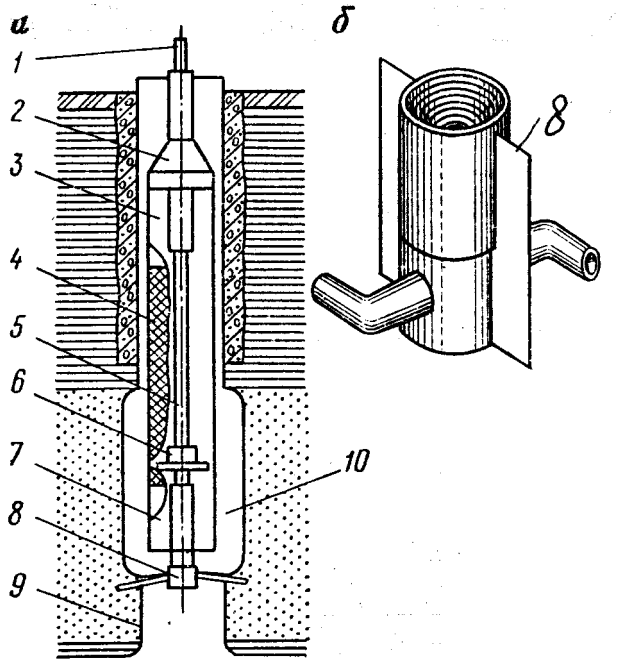


Рис. 7.9. Схема гидротурбинного способа установки фильтра

а – схема установки фильтра: 1 – бурильная труба; 2 – левый переходник; 3 – надфильтровая труба; 4 – фильтр; 5 – труба; 6 – центратор; 7 – отстойник фильтра; 8 – гидравлический турбинный расширитель; 9 – первоначальный диаметр скважины; 10 – расширенный интервал скважины;

б – гидротурбинный расширитель

.

В настоящее время глинистые растворы применяют для вскрытия водоносных горизонтов в тех случаях, когда необходимо обеспечить устойчивость водозаборной части ствола скважины. Однако при вскрытии водоносного горизонта вращательным способом с промывкой возможна кольматация (закупорка) пласта вследствие проникновения в него с водой тонких твердых частиц, которые могут адсорбироваться породой продуктивной части пласти или механически ею удерживаться, а также образования глинистой корки на стенках скважины в зоне водоносного горизонта и проникновения фильтрата раствора в пласт. Это вызывает снижение дебита скважины и требует дополнительных работ по удалению продуктов кольматации.

Известно, что кольматация песков определяется происходящими на границе раздела частиц глины и песка процессами физического и химического поглощения глинистого материала песком. Взаимодействие песков и глин можно оценить по показателю адсорбционной способности глин (методика Е.М. Сергеева). Только снижением величины этого показателя может быть уменьшена степень адсорбции глин на песке, что облегчит удаление кольматирующего глинистого материала из пласта при его разглинизации. Это связано также с минеральным составом глин, который определяет глубину проникновения раствора в пласт. В.М Алексеев по глубине проникновения глинистых частиц в мелкозернистый песок расположил глины в следующий ряд: монтмориллонитовые, полиминеральные (в основном гидрослюды) и каолиновые в отношении 20:10:5 см, объясняя наибольшее проникновение монтмориллонитовых глин высокой степенью их дисперсности. В то же время, если в обменном комплексе глин находятся преимущественно ионы кальция, то такие частицы легче и с большей прочностью адсорбируются на поверхности песчаных частиц. При замене же Ca^{2+} на Na^{+} мощность диффузионного слоя вокруг глинистых частиц резко увеличивается. Силы взаимодействия между песчаными и глинистыми частицами уменьшаются, и последние могут быть легче вынесены потоком воды из песка. Таким образом, для вскрытия водоносного горизонта рационально применять бентонитовые глины *с* высоким содержанием минерала монтмориллонита, в обменном комплексе которых были бы преимущественно ионы натрия.

Для уменьшения глубины и интенсивности проникновения в буримые породы жидкости в пласт необходимо снижать плотность раствора и увеличивать его структурные показатели.

Плотность раствора можно снижать, используя высокосортные бентонитовые глинопорошки с расходом их на $1м^3$ раствора до 5%. Другой способ уменьшения плотности раствора - его аэрация. Хотя аэрированные растворы и характеризуются высокой степенью проникновения фильтрата и твердой фазы в пласт, последняя легче выносится из по-

род водоносного горизонта. Для снижения проникновения аэрированных растворов следует применять ПАВ, обладающие меньшими смачивающими свойствами по отношению к породе продуктивного горизонта.

Промывочная жидкость должна иметь достаточное для разных по размерам пор и трещин начальное статическое напряжение сдвига $СНС_1$ и обладать низкими тиксотропными свойствами, т.е. $СНС_1 \approx СНС_{10}$, с тем, чтобы облегчить работы по удалению гелеобразного материала из пласта при его разглинизации.

При вскрытии проницаемых пород водоносного горизонта на стенках скважины формируется глинистая корка. Установлено, что в течение первых 10-15 мин. резко снижается проницаемость - до 50-30% для пород с начальной проницаемостью 0,1-0,5 мкм^2 и до 25-20% с проницаемостью 1-2 мкм^2. Глинистая корка на стенках скважины препятствует проникновению твердой фазы в пласт, хотя фильтрация дисперсионной среды может продолжаться. Фильтрат раствора, попадая в пласт, может изменять межкристаллические и внутрикристаллические расстояния глинистых пород водоносного горизонта, особенно при определенном pH фильтрата.

Скважины на воду сооружаются как фильтровыми и бесфильтровыми при сложившемся в практике соотношении примерно 1:1.

Фильтровые скважины применяют в неустойчивых рыхлых и скальных породах. Фильтр в скважине устанавливают с таким расчетом, чтобы его рабочая часть была удалена от породы в кровле и подошве водоносного горизонта на 0,5-1,0 м. При мощности последнего до 10 м длину его рабочей части выбирают равной мощности пласта. Длину отстойника - глухой трубы или трубы со специальными вырезами - принимают не менее 2м.

Конструкция фильтровой скважины определяется в основном целевым назначением и гидрогеологическими условиями: глубиной скважины, уровнем воды в ней, размерами и конструкцией фильтра. Однако конкретные ее параметры - число колонн обсадных труб (одно- или многоколонная), их диаметры и глубины спуска - зависят от ряда факторов: типа водоподъемного насоса, способа бурения, числа вскрываемых водоносных горизонтов, способа крепления и материала используемых труб, необходимости цементирования затрубного пространства, возможного срока службы данной скважины. Наиболее распространены конструкции фильтровых скважин с надфильтровой трубой, выходящей на поверхность (рис 7.10, а), или устанавливаемой «впотай» (рис. 7.10, б), а также конструкции, представляющие собой комбинацию указанных типов (рис. 7.10, в).

Надфильтровая труба, выходящая на поверхность, может выполнять роль эксплуатационной колонны. При необходимости цементирования затрубного пространства используют метод манжетного цементирования. Наличие дополнительной промежуточной колонны определяется сложностью геологического разреза, необходимостью изоляции вышерасположенного горизонта и т.д. По такому типу чаще всего строят скважины-иглофильтры, гидронаблюдательные скважины, поисково-разведочные и эксплуатационные, в которых не предполагается установка водоподъемных насосов большого диаметра.

Одноколонная конструкция рекомендуется, как правило, когда срок службы скважин не превышает 10-15 лет.

Надфильтровую трубу устанавливают «впотай» в эксплуатационной колонне (см. рис. 7.10, б). Такие скважины чаще применяют для водоснабжения, орошения, осушения и т.д. В них можно разместить водоподъемные насосы с большой подачей, имеющие большие поперечные размеры. Данная конструкция обеспечивает более легкую замену старого фильтра новым. Цементирование затрубного пространства эксплуатационной колонны при необходимости может быть произведено методом одной или двух пробок, при цементировании только нижней ее части используют метод заливочных трубок.

Комбинированную конструкцию применяют тогда, когда необходимо эксплуатировать одновременно несколько водоносных горизонтов.

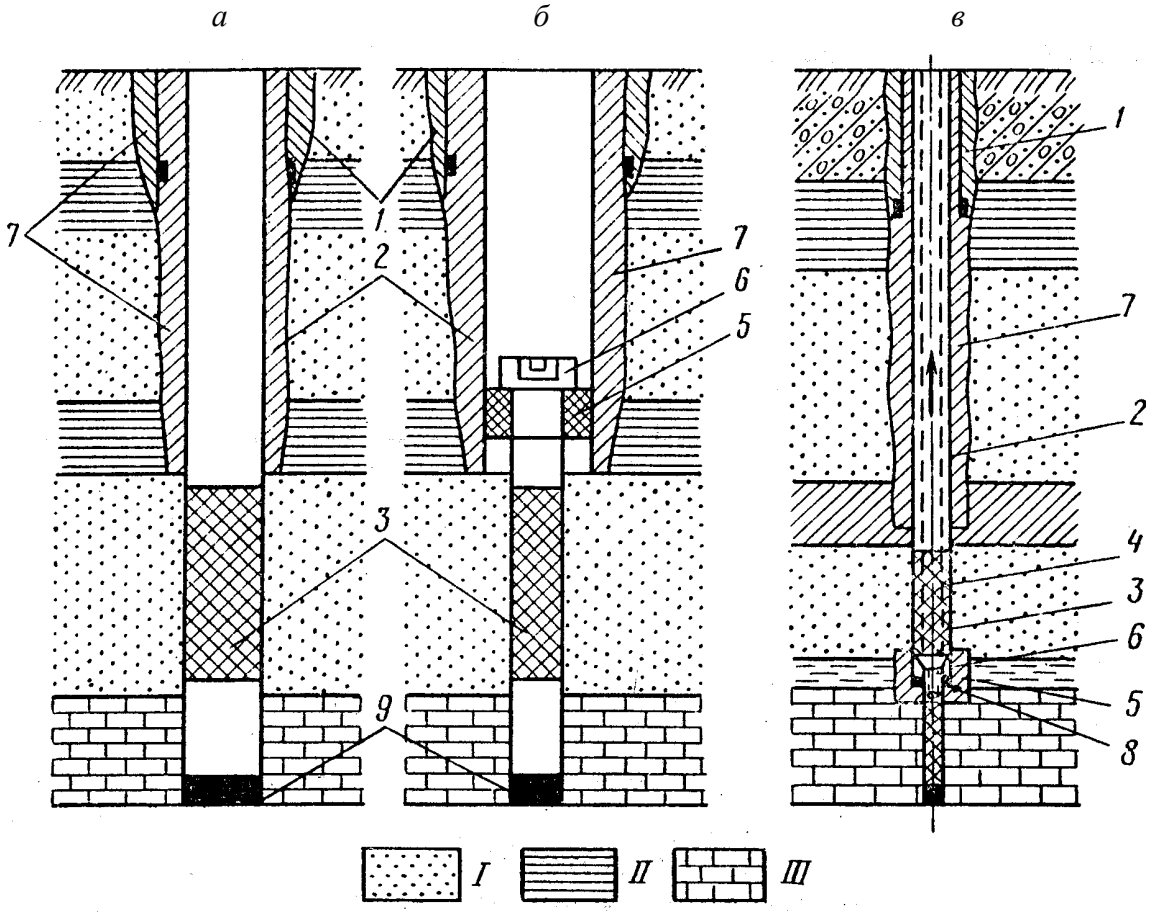


Рис. 7.10. Схема конструкции фильтровой колонны

1 – кондуктор, 2 – эксплуатационная колонна, 3 – фильтр, 4 – вспомогательная временная колонна, 5 – сальник, 6 – муфта с левой резьбой, 7 – затрубное цементирование, 8 – подбашмачное цементирование, 9 – пробка; I – песок, II – глина, III - известняк

Вообще, конструкции скважин на воду разнообразны и должны в каждом конкретном случае учитывать все гидрогеологические условия, быть технологически осуществимыми и экономическими.

Конечный диаметр скважин на воду определяется типом фильтра и его наружным диаметром, который может быть найден по формуле С.К. Абрамова

$$D_ф = 117{,}58 \frac{Q}{l_p x \sqrt[3]{K_ф}}, \qquad (7.2)$$

где: $D_ф$ – наружный диаметр фильтра, м; Q – дебит скважины, $м^3/ч$; $L_р$ – длина рабочей части фильтра, м; $К_Ф$ – коэффициент фильтрации, м/сут.

При мощности водоносного горизонта более 5 м диаметр фильтра можно определить по формуле

$$D_ф = \frac{aQ}{l_p}, \qquad (7.3)$$

где *а* — опытный коэффициент, зависящий от характера породы и коэффициента фильтрации (табл. 7.1.). Для значений $k_ф$, отличных от приведенных, величину *а* следует находить путем интерполяции.

Таблица 7.1. **Значения опытного коэффициента *а***

Порода	Коэффициент фильтрации, м/сут	Коэффициент α
Песок:		
мелкозернистый	2 - 5	90
среднезернистый	5 - 15	60
крупнозернистый	15-30	50
Гравий	30-70	30

Скважины с водоприемной частью в виде дырчатых или сетчатых фильтров без обсыпки их гравием имеют минимальный конечный диаметр. При применении фильтров с гравийной засыпкой конечный диаметр скважин увеличивается на 50-100 мм и более по сравнению со скважинами, оборудованными фильтрами других конструкций.

В некоторых случаях конструкция скважины определяется типом, размерами и местом установки водоподъемного оборудования, используемого для опытных откачек и водопонижения. Для этого применяют поверхностные и погружные центробежные насосы, эрлифты, водоструйные насосы и штанговые поршневые. Выбор типа водоприемника определяется требуемым дебитом и динамическим уровнем воды в скважине.

При установке насоса в фильтре диаметр его и соответственно конечный диаметр скважины будут зависеть от его размеров. При установке насоса над фильтром в эксплуатационной колонне диаметр ее, называемый эффективным, также определяется поперечными размерами насоса.

Для облегчения монтажа насоса, его ремонта и наблюдений за изменением уровня воды в скважине зазор между наружным диаметром его и внутренним диаметром эксплуатационной колонны принимают до 50 мм. Однако значительное увеличение эффективного диаметра приводит к утяжелению конструкции и удорожанию работ. Во всех случаях конструкция скважины должна обеспечивать получение необходимого количества воды при минимальном снижении статического уровня. В остальном выбор и расчет конструкции скважин на воду осуществляют так же, как и на нефть и газ, т.е. с учетом применяемых типов и размеров долот, их соотношения с обсадными трубами и т.д.

Бесфильтровые скважины (рис. 7.11) создают в скальных трещиноватых, но устойчивых породах, а также в рыхлых неустойчивых породах. Сооружение последних возможно только при наличии в кровле, водоносного горизонта устойчивых пород, большой высоте напора и сравнительно большом удельном дебите. В этом случае башмак эксплуа-

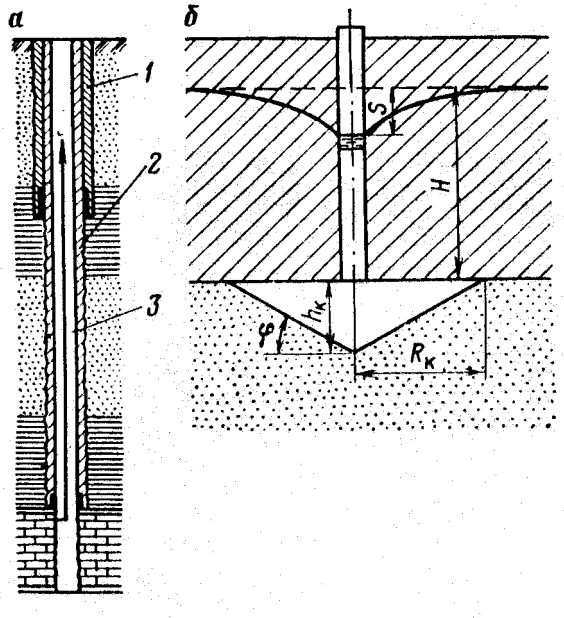


Рис. 7.11. Схема конструкции бесфильтровой скважины

1, 2 – цементное кольцо;
3 – эксплуатационная колонна

тационной колонны углубляют в водоносный горизонт не более чем на 0,5 м ниже кровли. Вокруг ствола скважины путем откачки или размыва искусственного образуется каверна, объем которой $V_К$ рассчитывают по объему вымытого из нее песка Vп

$$V_к = \frac{V_п}{\xi}, \qquad (7.4)$$

где ξ – коэффициент разрыхления для песка, принимается равным 1,05-1,15.

7.2. Методы разглинизации стенок скважин

Один из существенных недостатков вращательного способа бурения скважин с промывкой - необходимость последующей разглинизации водоносного горизонта для возбуждения притока воды к скважине.

Специальные профилактические меры обычно предусматривают предупреждение кольматации водоносного горизонта. Возможность проникновения промывочного раствора в водоносный горизонт уменьшается при наименьшей скорости (в пределах 0,25 м/с) спуска бурового инструмента, обсадных труб и фильтра.

Для уменьшения продавливания промывочного раствора в пласт фильтр опускают в скважину с открытым нижним концом. Во всех случаях к разглинизации приступают сразу же после оборудования скважины фильтром, если последний необходим.

По принципу воздействия на обрабатываемую зону все известные методы разглинизации можно разделить на гидромеханические, физические и химические. Первые являются основными, два других, как правило, интенсифицируют процесс разглинизации. Наиболее широко применяемые гидромеханические методы: обратновсасывающий - через специальные промывочные окна в отстойнике, а также методы, основанные на быстром чередовании откачек с наливами воды в скважину, и промывка через рабочую поверхность фильтра или открытый отстойник и т.д.

Разглинизация стенок скважины методом обрушения дает наилучшие результаты в однородных мелко- и тонкозернистых породах. Обрушение в прифильтровой зоне обеспечивается подработкой породы на забое через открытый отстойник фильтра путем интенсивного его размыва водой (прямой или обратной циркуляцией). По объему вынесенного на поверхность песка судят о величине обрушения породы в прифильтровой зоне. После завершения работ отстойник в фильтре цементируют.

7.3. Исследования в скважинах и средства для откачки воды

В буровых скважинах проводят комплекс гидрогеологических и геофизических исследований, направленных на определение числа, мощности, условий и характера залегания водоносных горизонтов, их водообильности, химического и бактериологического состава вод, температуры и т.д., для чего используют разные по назначению и конструкции приборы.

Для измерений уровня применяют электро- и телеуровнемеры, дистанционные пьезометры и другую аппаратуру.

7.3.1. Средства для откачки воды

Откачку воды из скважин, колодцев и других водозаборных сооружений проводят с целью определения удельного и общего дебитов, коэффициента фильтрации водоносного горизонта, размеров, формы и скорости развития депрессионной воронки при откачках, взаимосвязи между разными водоносными пластами и их связи с поверхностью.

Для откачки воды из скважин применяются водоприемники трех основных типов: насосы и двигатели, устанавливаемые вне самой скважины на поверхности земли; насосы или водоподающие агрегаты, устанавливаемые внутри скважины, а двигатели на поверхности и, наконец, насосы и двигатели, устанавливаемые внутри скважины.

Применение того или иного средства откачки воды определяется положением динамического уровня в скважине, её глубиной, заданной производительностью откачки и внутренним диаметром обсадных труб.

К водоподъемникам для неглубоких уровней (до 6-8 м от поверхности земли) относятся обычные поршневые и центробежные насосы.

Поршневые насосы для откачки могут быть как ручные, так и оснащенные механическим двигателем (рис. 7.12). Производительность этих насосов составляет от 6 до 90 $м^3$/ч.

В зависимости от развиваемого насосом напора различают насосы низкого давления (с высотой нагнетателя 25-30 м), среднего (50-60 м) и высокого (свыше 60 м).

К водоприемникам для глубоких динамических уровней относятся штанговые насосы. Эти насосы применяются при небольших расходах воды и высоте подъема до 60-100 м. Главными узлами насосной установки являются: опускаемый в скважину насосный цилиндр, колонна подвесных труб, колонна приводных штанг и верхний наземный приводной механизм. Схема устройства штангового насоса приведена на рис. 7.13.

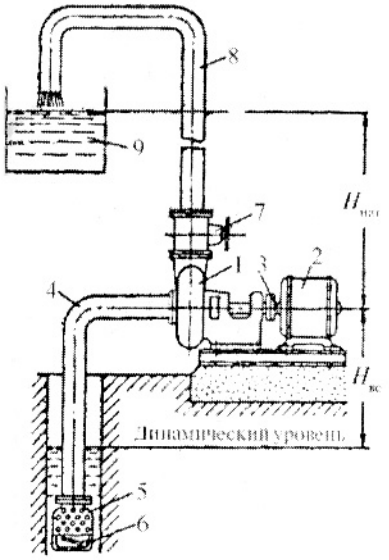


Рис. 7.12. Схема установки центробежного насоса

1 – насос; 2 – электродвигатель; 3 – муфта; 4 – всасывающая труба; 5 – храпок; 6 – клапан; 7 – задвижка; 8 – напорный трубопровод; 9 – напорный бак

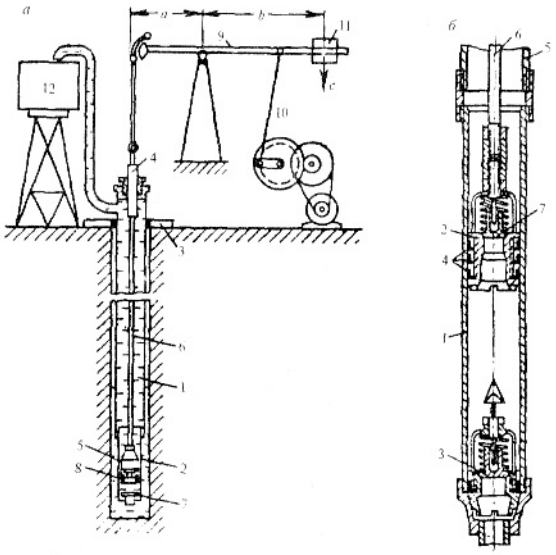


Рис. 7.13. Штанговые насосы простого действия

а – схема действия штангового насоса: 1 – водоподъемная колонна; 2 – насосный цилиндр; 3 – хомуты плунжер; 5 – поршень с проходным каналом; 6 – штанги; 7 – всасывающий клапан; 8 – манжеты поршня; 9 – балансир; 10 – шатун; 11 – противовес; 12 – напорный бак;
б – насосный цилиндр простого действия: 1 – корпус; 2 – поршень; 3 – всасывающий клапан; 4 – манжеты; 5 – водоподъемные трубы; 6 - штанга; 7 – клапан поршня

К водоподъемникам для глубоких динамических уровней относятся также центробежные погружные насосы типа АТН (артезианский турбинный насос), у которых электродвигатель расположен на поверхности земли. Эти насосы выпускаются с подачей 30, 70 и 200 $м^3$/ч при напоре от 30 до 100 м вод. ст. и мощностью электродвигателя от 13 до 100 кВт.

Насосы типа ЭЦВ являются погружными центробежными с погружным электродвигателем и выпускаются с подачей от 4 до 670 $м^3$/ч, с напором 30-350 м и наружным

диаметром 105-425 мм. По сравнению с другими насосами они более экономичны, более совершенны конструктивно и имеют более высокий КПД. Схема установки электронасоса в скважине дана на рис. 7.14.

Оригинальными водоподъемными агрегатами являются *эрлифты* и *гидроэлеваторы*.

Эрлифт, например, применяют при производстве пробных откачек с целью определения производительности скважин, а также подготовки их для эксплуатации.

Эрлифтом (от анг. Air – воздух и lift – поднимать), или воздушным подъемником, называется устройство для подъема жидкости (воды, нефти) из скважины с помощью сжатого воздуха (рис. 7.15). Само устройство состоит из компрессора 1 с воздухосборником 2, воздухопроводных труб 3, смесителя (форсунки) 4, водоподъемных труб 5, спущенных в скважину 6, резервуара 7 для замера откачиваемой жидкости и манометра 8.

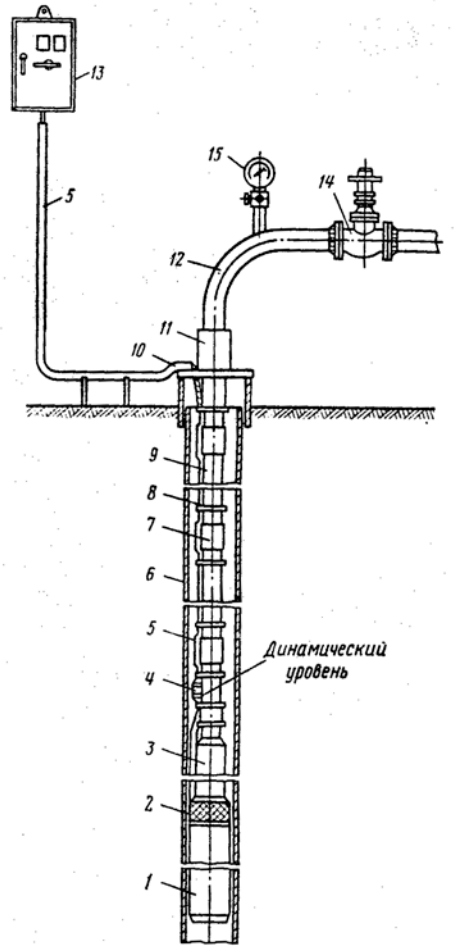


Рис. 7.14. Схема установки электронасоса в скважине

1 – электродвигатель; 2 – сетка; 3 – насос; 4 – муфта глухая; 5 – кабель; 6 – обсадная колонна; 7 – муфта; 8 – хомут, прижимающий электрокабель к водоподъемным трубам; 9 – труба; 10 – опорная плита; 11 – специальная муфта; 12 – колено с фланцем; 13 – станция управления; 14 – задвижка; 15 - манометр

Сжатый воздух из воздухоприемника 2 поступает по воздухопроводным трубам 3 в смеситель 4. В смесителе образуется водовоздушная смесь, поднимающаяся по воздухоподводным трубам 5 до излива.

Действие эрлифта основано на законе сообщающихся сосудов с жидкостями разного удельного веса. Одним сосудом является скважина 6, содержащая воду, другим сосудом являются водоподъемные трубы 5, заполненные более легкой водовоздушной смесью.

Для расчета эрлифта надо знать статический и динамический уровни.

Статическим уровнем называется уровень воды в скважине, установившийся в результате пластового давления до откачки.

Глубиной h_0 статического уровня называется расстояние от уровня излива до статического уровня (см. рис.7.15). *Динамическим уровнем* называется уровень воды в скважине, установившийся в результате откачки.

Глубиной h динамического уровня называется расстояние от уровня излива до динамического уровня. Глубина динамического уровня соответствует высоте подъема воды из скважины во время откачки.

Понижением уровня воды S называется разность между глубиной динамического уровня *h* и глубиной статического уровня h_0 (см. рис.7.15).

Глубина «Н» (м) погружения смесителя определяется как

$$H = к \cdot h, \qquad (7.5)$$

где h – глубина динамического уровня, м; к = H/k - коэффициент погружения смесителя.

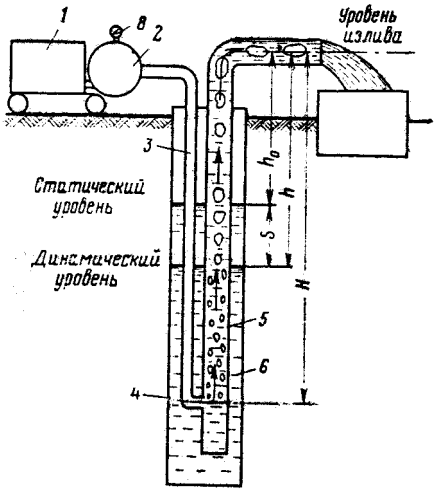


Рис. 7.15. Схема эрлифта: параллельная (эксцентрическая) система с расположением труб «рядом»

При проектировании эрлифта вычисляются: гидравлический коэффициент полезного действия эрлифта, подача компрессора, давление компрессора, объемный расход водовоздушной смеси, скорость ее движения, выбор диаметра труб эрлифта и система их расположения и др.

Гидроэлеваторы относятся к струйным водоподъемникам, в которых жидкость из источника подается на поверхность за счет передачи ей энергии водяным потоком, подаваемым насосом с поверхности земли в особую камеру трубной колонны внутри скважины (рис. 7.16).

Наземная часть водоприемника состоит из центробежного насоса с электродвигателем, напорного и перепускного трубопроводов и водосборника. Внутри скважины устанавливается двойная концентрическая колонна труб. К верхней части наружной трубы присоединяется перепускной трубопровод, а внутренняя колонна верхним концом присоединяется к всасывающему флангу насоса. Поток воды, подаваемый насосом, вытекая из сопла с большой скоростью, создает подсос жидкости из скважины через всасывающую трубу.

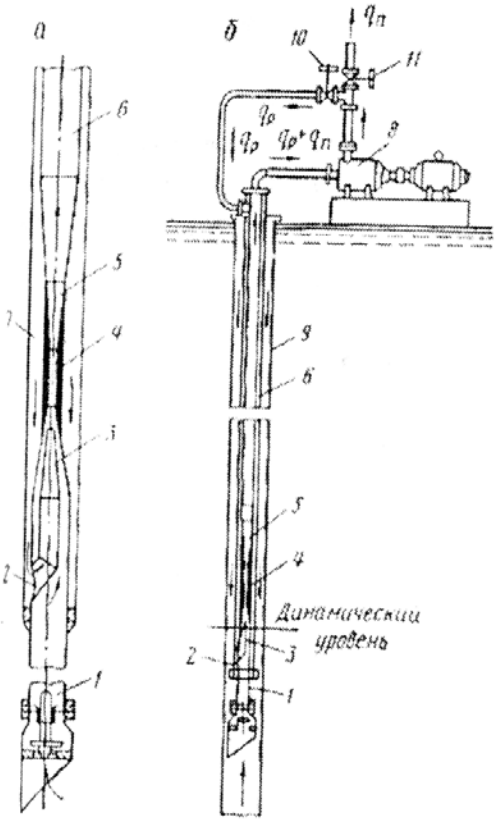


Рис. 7.16. Схема водоподъемника-гидроэлеватора

А – гидроэлеватор; б – схема установки гидроэлеватора на скважине; 1 - всасывающая труба с клапаном; 2 – отверстие для подачи к соплу из кольцевого зазора; 3 – сопло; 4 – камера смещения; 5 – диффузор; 6 - напорная труба; 7 – наружная труба; 8 – насос; 9 – скважина; 10 – задвижка для регулирования подачи воды в скважину; 11 – задвижка для регулирования подачи воды в сеть

1При динамических уровнях 10-15 м КПД составляет около 40-30 %, а при 20-30 м он понижается до 20-15 %.

При подаче водоприемника около 10-15 м^3/с диаметр камеры смещения составляет 20-25 мм.

Гидроэлеваторы применяются для пробных откачек и для эксплуатации, когда из-за низкого статического уровня эрлифты применять не экономично.

7.3.1. 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.

Скважинные уровнемеры в геологоразведочной практике уровнемеры предназначены для измерения уровня жидкости (главным образом воды) в скважинах при бурении, при гидрогеологических исследованиях, при откачках и для наблюдения за изменением уровня в скважинах в течение длительного времени, для измерения уровня в емкостях (в частности в зумпфе).

По принципу действия уровнемеры весьма разнообразны:

- 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 подразделяются на фиксирующие значения уровня непрерывно, дискретно с изменением уровня на заданную глубину и фиксирующие максимальное и минимальное значение уровня.

В зависимости от целей наблюдения за уровнем уровнемеры подразделяются 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 подразделяются на уровнемеры местного и дистанционного измерения, в зависимости от вида чувствительного элемента - на поплавковые, с электрическим чувствительным элементом, с 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 ко-

лебания уровня. Для более точных измерений предусмотрены параллельные наблюдения за барометрическим давлением.

В практике сооружения геологоразведочных скважин и проведении гидрогеологических исследований наибольшее 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 используются 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.7.17, *а* представлена общая схема многих электрических скважинных уровнемеров, используемых при разовых замерах в случае нахождения зеркала жидкости в закрепленной части скважины.

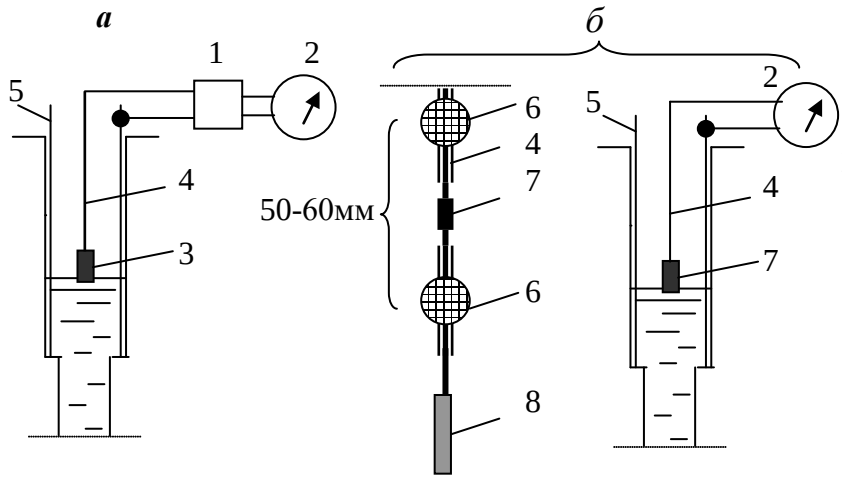


Рис. 7.17. Схема уровнемера
а- с электронным реле;
б- с гальванической парой; 1-электронное реле;
2-микроамперметр;
3- электрод;
4- измерительный провод;
5-обсад-ная труба;
6-изолятор диаметром 8-10 мм;
7- трубочка из цинковой пластинки 10х10 мм;
8- грузик

Уровнемер включает рулетку с изолированным измерительным проводом 4, на конце которого закрепляется электрод (контактная группа) 3. В рулетку вмонтированы электронное реле 1 с источником питания и микроамперметр 2 на 50-100 μА в качестве индикатора. 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. 7.17, *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 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 100м; предел допускаемой основной погрешности ±0,5см.

Уровнемер УНВ-ТПУ предназначен для наблюдения за понижением столба жидкости при проведении гидрогеологических исследований экспресс-методом путем налива воды в скважину (рис. 7.18). Он включает скважинный датчик и наземный пульт- индика-

тор. Датчик с пультом соединяются двухжильным кабелем. Датчик представляет собой колонну, собранную из пяти метровых 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 герметизированный 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 производится соединение этих проводников. Отрезки второго проводника при сборке датчика соединяются с помощью штеккерных разъемов и далее - с одной из жил кабеля. Вторая жила кабеля соединяется 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 Ri

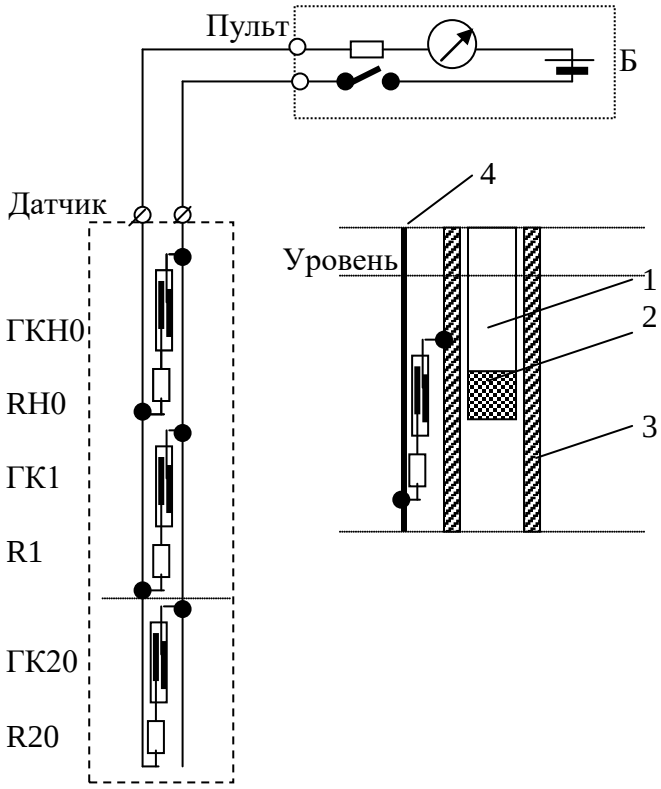


Рис. 7.18. Схема уровнемера УНВ-ТПУ:
а- принципиальная электрическая схема; б- схема датчика; 1-поплавок; 2- пластинка постоянного магнита; 3-трубка; 4- кабель

С помощью уровнемера можно замерять понижения до 5-и, 10-и, 15-и и более метров, приспуская датчик на 5 м после каждого понижения уровня на длину колонны трубок (5м).

Спуск датчика производится на тросике или кабеле до налива воды в скважину. В момент срабатывания нижнего геркона ГК20 (питание включено) фиксируется статический уровень, на кабеле у устья скважины делается метка, датчик приподнимается и через каждые 5м делается метка. Высота приподъема определяется высотой столба воды (повышением уровня при наливе), например при высоте столба 10м делают один приподъем на 5м.

При включенном питании уровнемера производится налив воды в скважину. При повышении уровня свыше 5м (если датчик приподнят на 5м) через каждые 25см срабатывают герконы (ГК20-ГК1, R20 ÷R1), 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 5м. Затем датчик приспускается на 5м (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. 7.19.

Наиболее простой и распространенной является компоновка по схеме «*а*» (см. рис. 7.19) 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 КУС-2, комплекс КПВ-4 ВСЕГИНГЕО).

В схемах «*б*», «*в*» и «*г*» (см. рис. 7.19) используются электродные группы 3 с одним, двумя или тремя электродами, расположенными по вертикали. 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 (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. 7.2.

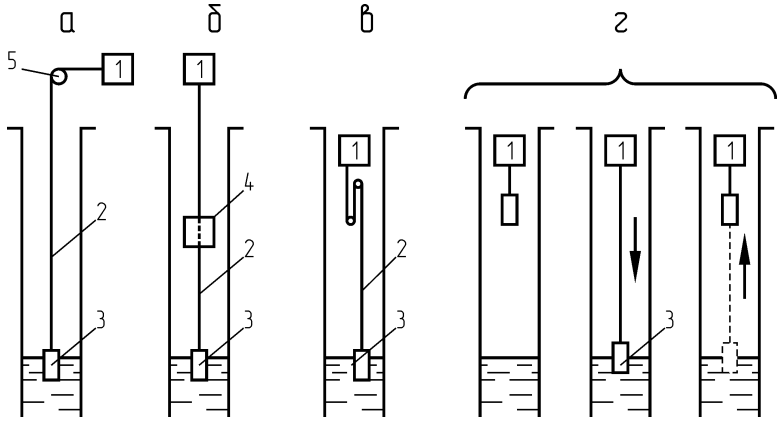


Рис. 7.19. Схемы компоновок скважинных контактных уровнемеров

1-устьевой измерительный (отсчетный, регистрирующий) узел; 2-линия связи (лента, тросик, проволока, электрический провод); 3- поплавок (электродная группа); 4- скважинный автономный измерительно-регистрирующий узел; 5- блочек

Скважинные расходомеры по принципу действия (некоторые из них применяются как дебитомеры) подразделяются

- расходомеры, основанные на принципе постоянного перепала давления;
- скоростные тепловые расходомеры;
- тахометрические, у которых чувствительным элементом является крыльчатка (турбинка, вертушка).

Таблица 7.2. **Технические характеристики уровнемеров**

Параметры	КУС-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

Наибольшее распространение получили тахометрические расходомеры (табл. 7.3). 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 турбинка; 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 ткрбинки,- 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) определяется частота импульсов и с помощью тарировочных графиков определяется 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 оборудуются пакерами; в этом случае расход потока по стволу скважины определяется 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. Спускается датчик в скважину на проволоке или кабеле.

С помощью скважинного расходомера может быть определено и направление потока по стволу; в этом случае сравнивается частота 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.

Таблица 7.3. **Технические характеристики скважинных расходомеров**

Параметры	ДАУ-3	ТСР-34/70Э	ТСР-70Ф	РСМ-40
1	2	3	4	5
Порог чувствительности, л/с		0,005	0,005	0,02-0,05
Пределы измерения, л/с: в воде в глинистом растворе	 0,015-15 0,05-15			
Погрешность измерения, %	± 6	± 5	5	5
Размеры датчика (диаметр, длина), мм	73; 1100	34; 1000 70; 1000	70; 2000	40; 1100
Пределы измерения, л/с: воде в глинистом растворе	 0,015-15 0,05-15			
Промывочная жидкость	вода, глинистый раствор		вода	вода, глинистый раствор
Источник питания, В	18	36; 220		
Масса комплекта, кг	6	5	10	6,8

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 используется 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	12
Предел основной погрешности измерения уровня, см	2
Предел основной погрешности измерения расхода воды,	2,5
Частота опроса скважин, с	48-144
Дистанционность измерений, м	3000
Источник питания	220В, 50Гц

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, для 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. 7.20) с магнитным прерывателем тока и манометрический датчик уровня. Датчик дебита монтируется в водоподъемных трубах, датчик уровня устанавливается под зеркало воды на фиксированной глубине.

Основой датчика дебита является ось 2 (см. рис. 7.20, *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. 7.20, *б*). Путем измерения гидростатического давления столба жидкости производится слежение за уровнем. С помощью сильфонного преобразователя 5 разность давлений преобразуется в ход ферромагнитного сердечника 6 и далее, с помощью индуктивного преобразователя 7 - электрический сигнал (индуктивность L является плечом мостовой измерительной схемы).

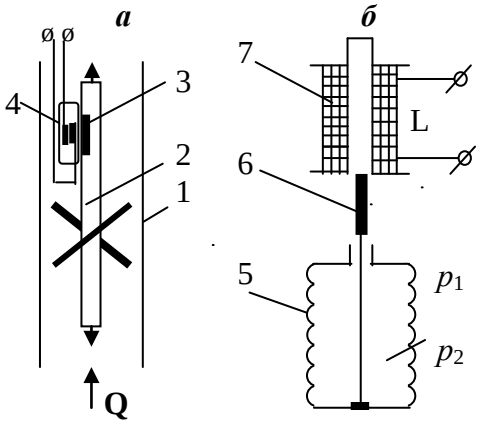


Рис. 7.20. Схемы датчиков дебита (а) и уровня (б)
1-корпус(труба);2-ось с крыльчаткой; 3- пластинка постоянного магнита; 4-геркон; 5-сильфон; 6-ферромагнитный сердечник; 7-индуктивная катушка

На рис. 7.21 показаны две схемы скважинных компоновок датчиков. При откачке насосами 5 типа ЭЦВ (выдача плавного потока) датчик дебита 1 монтируется в водоподъемных трубах 3 у устья скважины (см. рис. 7.21, *а*). При эрлифтной откачке (выдача пульсирующего потока) датчик дебита устанавливают на входе водоподъемных труб ниже смесителя 6 на 5-10 м (см. рис. 7.21, *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 0,5-1,0м. Датчики уровня в наблюдательных скважинах опускаются на тросике также на фиксированную глубину ниже максимально возможного понижения на 0,5-1 м.

Дополнительная оснастка (подвеска, пакеры) позволяют использовать копмлекс при эрлифтной откачке без применения водоподъемных труб в закрепленных скважинах трубами диаметром 89, 108, 127, 146 мм.

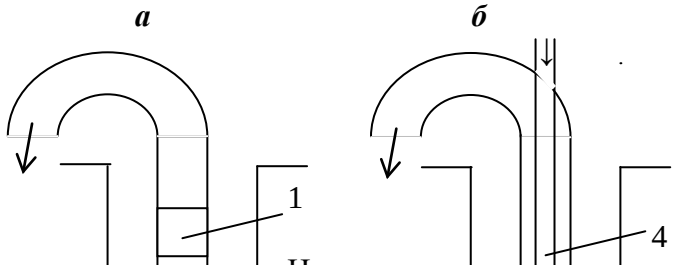


Рис. 7.21. Схемы скважинных компоновок датчиков

а- при откачке центробежным насосом; *б*- при откачке эрлифтной установкой; 1 - датчик дебита; 2 - датчик уровня; 3- во-

Опрос параметров (дебит, уровень в центральной скважине, уровни в наблюдательных скважинах) осуществляют последовательно автоматически через заданное время; запись одного параметра производится 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 плавный поток (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

8. ИНСТРУМЕНТ И ОБОРУДОВАНИЕ ДЛЯ РАЗВЕДОЧНОГО БУРЕНИЯ

8.1. Состав бурового инструмента

Буровой инструмент – это инструмент, предназначенный для бурения скважин. Он подразделяется на технологический, вспомогательный, аварийный и специальный.

Буровой инструмент, с помощью которого производят разрушение породы и взятие образцов породы (керна), называется технологическим. Набор этого инструмента, соединенного в определенной последовательности, называется буровым снарядом.

Буровой инструмент, который предназначен для обслуживания технологического инструмента, называется вспомогательным. Этот инструмент служит для выполнения спуско-подъемных операций с буровым снарядом и обсадными колоннами, предотвращения или ликвидации различного рода осложнений в процессе бурения разобщения пластов и других вспомогательных работ которые сопутствуют бурению скважин.

Технологический инструмент при колонковом бурении состоит из колонкового набора (буровой коронки, кернорвательных устройств, колонковой трубы трубного переходника, шламовой трубы) и бурильной колонны (бурильных труб и их соединений). Каждый тип инструмента в соответствии со стандартами обеспечивается целым набором определенного количества размеров его, которые как по соединительным элементам, так и по диаметрам унифицированы.

Вспомогательный инструмент в бурении представлен трубными элеваторами, полуавтоматическими элеваторами с наголовниками к ним, трубодержателями для бурильных труб, трубодержателями для обсадных труб, шарнирными ключами для бурильных труб, шарнирным хомутом, подкладными вилками, клещами короночными и шарнирными ключами для колонковых и обсадных труб (рис. 8.1).

Буровые коронки всех типов состоят из стального корпуса и режущих элементов. Буровые коронки, в свою очередь, подразделяют на коронки, армированные твердым сплавом (в основном металлокерамические вольфрамо-кобальтовые сплавы марок ВК-6 и ВК-8), и называются твердосплавными коронками (рис. 8.2). Буровые коронки, армированные природными или синтетическими алмазами, называются алмазными коронками. Твердосплавные резцы бывают восьмигранные, ромбические, косоугольные и прямоугольные, игольчатые и тонкопластинчатые. Резцы в короночных кольцах закрепляются путем пайки. Короночное кольцо имеет наружную трапецеидальную резьбу под колонковую трубу или кернорватель.

Алмазные коронки (рис. 8.3) состоят из короночного кольца (корпуса) и матрицы и выпускаются двух типов – со стандартным корпусом для одинарных колонковых труб и удлиненным – для двойных колонковых труб. Верхняя часть по наружной поверхности у всех коронок имеет ленточную резьбу. В нижней части имеются вырезы или отверстия, предназначенные для прохода очистного агента.

Кернорвательное устройство (кернорватель) состоит из цилиндрического корпуса и конического пружинного кольца, разрезанного по образующей (см. рис. 8.1, позиции б 3 и 4) и предназначено для отрыва столбика породы от массива горной породы и удержания его в колонковой трубе во время подъема бурильного инструмента из скважины. При этом в начале подъема инструмента пружинное кольцо кернорвателя из-за наличия трения между ним и столбиком керна входит в суженную часть конической расточки корпуса коронки, плотно сжимает керн и производит его отрыв от массива породы.

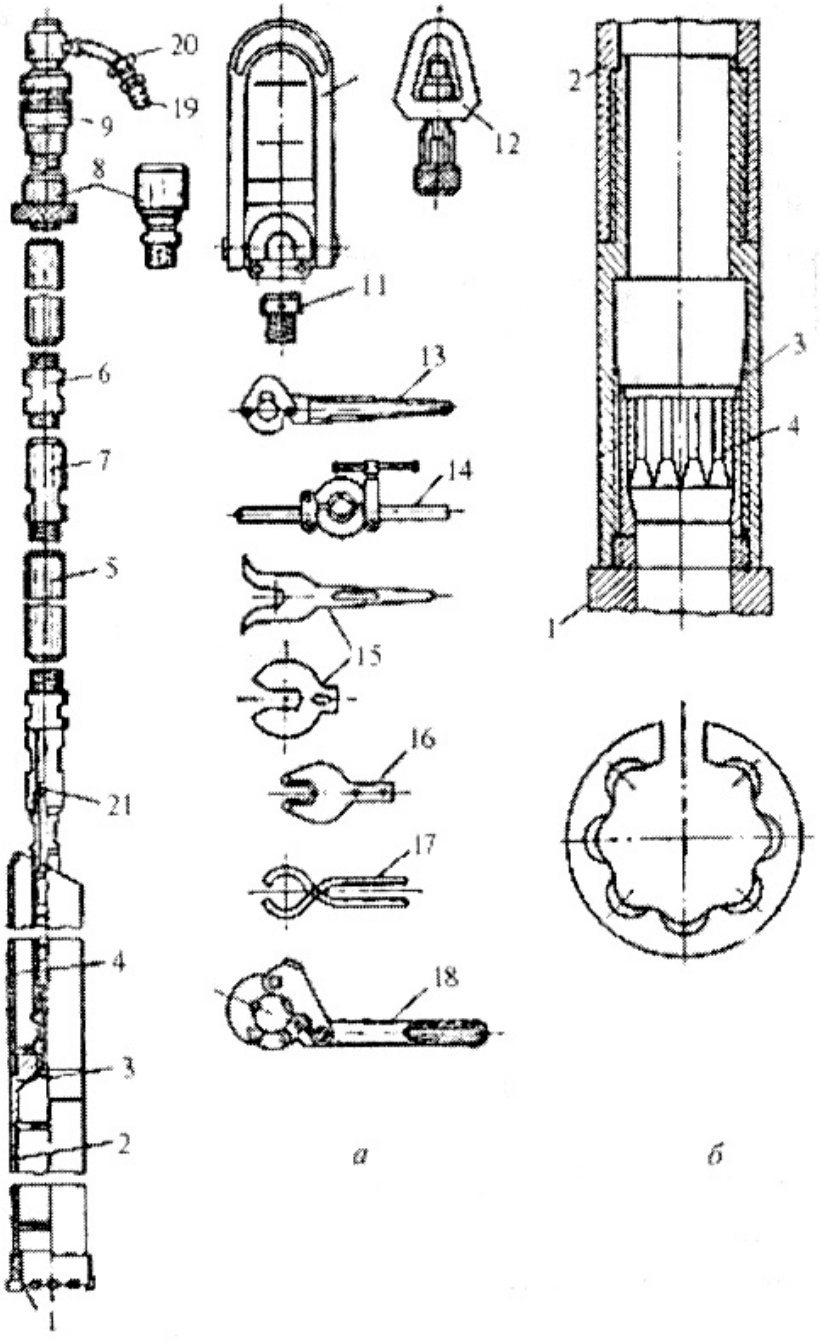


Рис. 8.1 .Технологический и вспомогательный буровой инструмент

а - набор бурового инструмента: 1- коронка; 2 - колонковая труба; 3 - переходник тройной;4 - шламовая труба; 5- колонна бурильных труб; 6 - ниппельный замок с ключевыми выемками; 7 - ниппель с ключевыми выемками; 8 -переходник с бурового сальника на бурильную: колонну; 9 - буровой промывочный сальник; 10 - элеватор полуавтоматический; 11^1 пробка (грибок) для подъёма бурильных труб полуавтоматическим элеватором; 12 - простой элеватор; 13 -шарнирный ключ для бурильных труб; 14 - шарнирный хомут; 15 - вилки подкладные; 16 - вилка ведущая; 17—клещи короночные; 18 - шарнирный ключ под колонковую и обсадные трубы; 19 - .шланг нагнетательный; 20 - хомутики для крепления шланга к горловине сальника; 21 - шариковый клапан, бросаемый после заклинки керна перед подъемом инструмента.; *б*— кернорватель: 1 - коронка; 2 - колонковая труба; 3 - корпус кернорвателя; 4 -кольцевая кернорвательная пружина для монолитных пород; 5 - то же для срыва трещиноватых пород

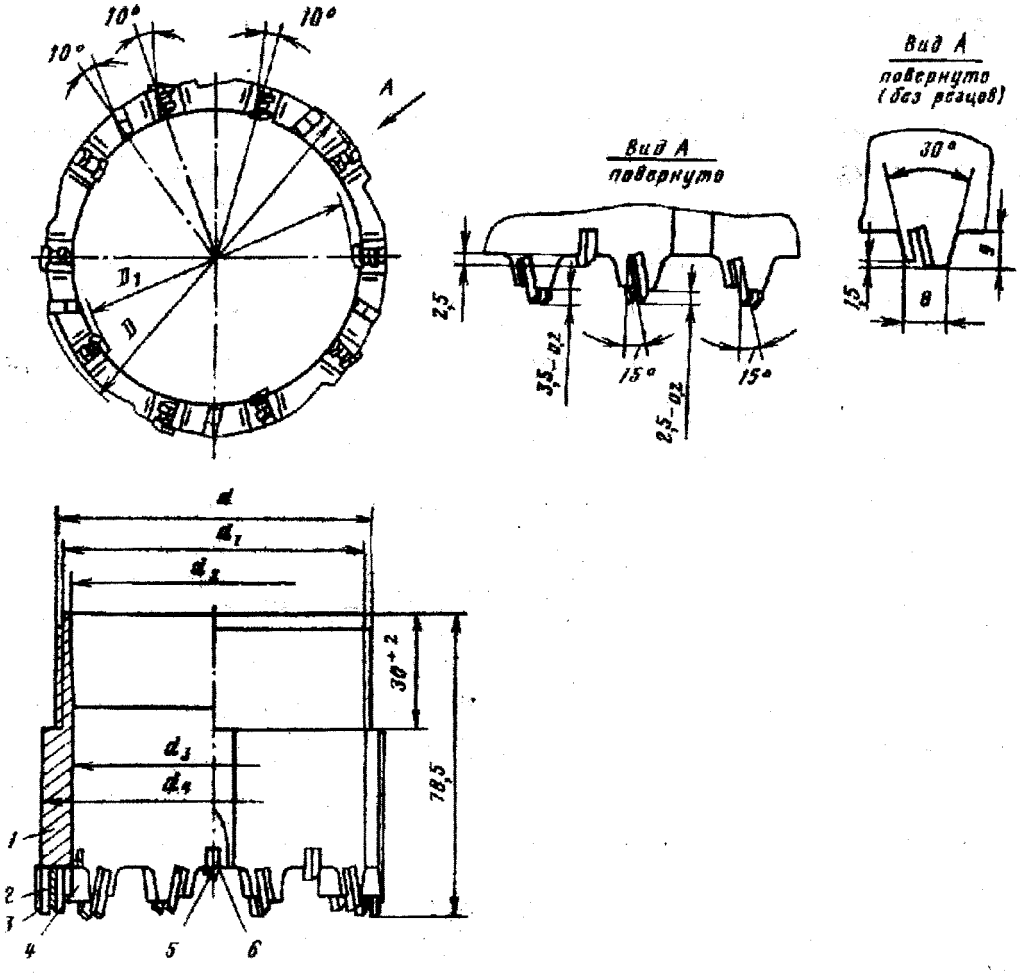


Рис. 8.2. Коронка СА4

1 – корпус; 2, 6 – вкладыши; 3, 4, 5 – твердосплавные пластинки

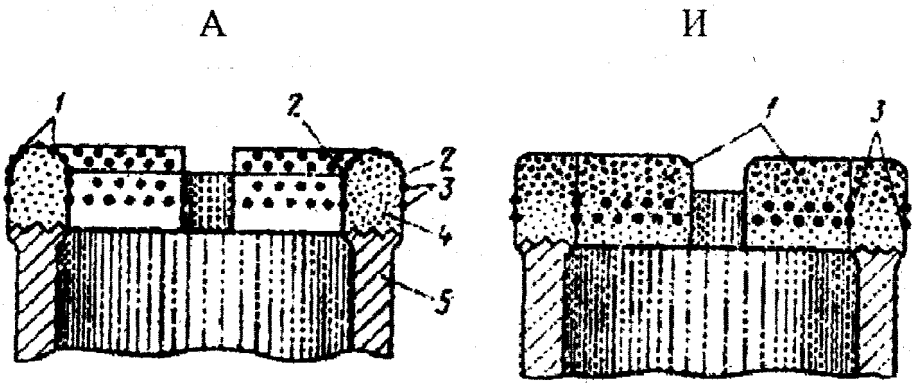


Рис. 8.3. Схемы устройства однослойных коронок (А) и импрегнированных коронок (И)

1, 2 – объемные алмазы; 3 – подрезные алмазы; 4 – материал матрицы; 5 – корпус коронки

Колонковые трубы (рис. 8.4) входят в состав бурового снаряда и устанавливаются между буровыми коронками и переходниками с колонковой трубы на бурильные трубы. Они служат для приема керна и его сохранения, а также для ужесточения нижней части бурового снаряда.

Колонковые трубы имеют на обоих конусах внутреннюю трапецеидальную правую резьбу с шагом 4 мм. Колонковые трубы соединяют между собой ниппелями. Колонковые трубы и ниппеля к ним изготовляются из стали группы прочностью Д и К (сталь марки 45 и 36Г2С).

Кривизна труб (допустимая), мм/м:

для труб 25-89 мм - 07;

для труб диаметром 108 - 146 мм – 1,0 .

Колонковая труба, как и весь колонковый снаряд, должна быть прямолинейной. При глубоком бурении и при бурении гидроударниками или пневмоударниками применяют более толстостенные жесткие трубы. Резьба не должна иметь раковин, вмятин, поломок, нитей. Основные размеры колонковых труб и ниппелей к ним приведены в табл. 8.1 и рис. 8.4.

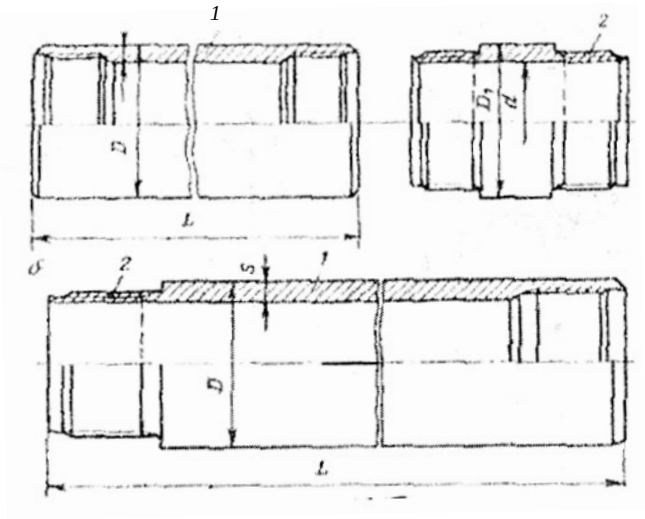


Рис. 8.4. Колонковая (*а*) и обсадная (*б*) трубы, ниппель (*в*)

1 – труба; 2 – резьбовое соединение

Шламовая труба (рис. 8.4, позиция 4) является устройством для сбора в процессе бурения крупных и тяжелых частиц шлама и соединяется с колонковой трубой с помощью тройного переходника. Верхний конец шламовой трубы открыт, срезан и загнут внутрь трубы, что способствует лучшему прохождению снаряда в ствол скважины. Шламовая труба на одном конце имеет левую резьбу, которая исключает возможность отвинчивания её от тройного переходника в процессе вращения снаряда во время бурения. Длина шламовой трубы должна быть такой, чтобы её емкость была несколько больше объема тяжелого шлама, который образуется за рейс. В некоторых случаях применяют шламовые трубы закрытого типа. Наружные диаметры шламовой и колонковой трубы равны. Длина шламовых труб должна быть не менее 1,5-2,0 м.

Переходники (рис. 8.5) предназначены для соединения колонковых труб с колонной бурильных труб. Переходники изготовляются из стали марки 45 и 50 и выпускаются по ТУ 41-01-587-88(СКБ «Геотехника»), которые охватывают 29 различных типоразмеров для труб ниппельного соединения, замкового соединения и замкового соединения с колонковой и шламовой трубами. Трубные переходники, таким образом, служат для соединения отдельных элементов бурового снаряда, отличающихся по диаметру и типам резьбы.

8.2. Бурильная колонна

В процессе бурения *бурильные трубы* передают не только вращение породоразрушающему инструменту, но и осевую нагрузку на него, необходимую для разрушения горной породы. Они являются также каналом для подвода к забою промывочной жидкости или сжатого воздуха (газа) и служат для производства спуско-подъемных операций (СПО) при бурении и для ликвидации аварий.

Таблица 8.1. **Основные размеры колонковых труб и ниппелей к ним**

Параметры	Нормы								
Наружный диаметр трубы и ниппеля *D*	25±0,1	33,5± 0,15	44±0,2	57±0,25	73±0,35	89±0,4	108± 0,86	127	146
Толщина стенки трубы *t*	3±0,25	3±0,25	3,5±0,25	4(4,5) ±0,35	4(5,0) ± 0,4	4,5(5,0) ±0,4	4,5(5,0) ±0,63	5,0	5,0
Внутренний диаметр ниппеля *d*	-	24,5	34,0	46.5	62,0	78,0	95,5	114,5	134
Наружный диаметр внутренней резьбы трубы d_o	21,525	29,832	40,032	52,040	68,540	84,550	103,050	-	-
Наружный диаметр резьбы ниппеля d_o	21,5	29,8	40,0	52,0	68,0	84,0	103,0	122,0	141,0
Внутренний диаметр резьбы $d_1=d_1'$	20,0	28,3	38,5	50,5	67,0	83,0	101,5	-	-
Длина резьбы *l*	40	40	40	40	40	40	60	60	60
Длина трубы *L*	1500 3000	1500 3000	1500 3000 4500	1500 3000 4500 6000	1500 3000 4500 6000	1500 3000 4500 6000	1500 3000 4500 6000	1500 3000 1500 6000	1500 3000 4500 6000
Масса 1 м трубы, кг	1,63	2,46	3,7	5,5	7,1(8,6)	9,8(10,8)	12,2(13,5)	15,84	18,4

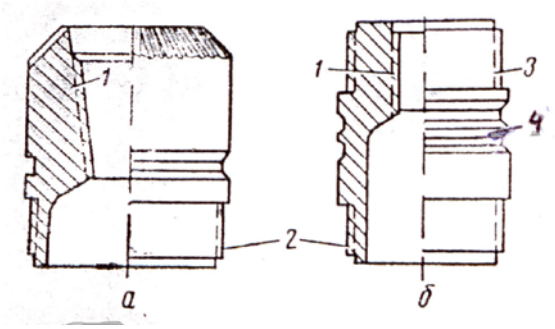


Рис. 8.5. Переходники с колонковой трубы на бурильную трубу
а – фрезерный; *б* – тройной;

1 – резьба под бурильный замок; 2 – резьба под колонковую трубу;
3 - резьба под шламовую трубу; 4 – крупная резьба для ловли переходника.

При некоторых специальных способах бурения они являются каналом для транспортировки керна или керноприемных устройств и сменного породоразрушающего инструмента.

В некоторых случаях бурильная колонна выполняет роль вспомогательного инструмента для доставки в скважину исследовательской аппаратуры или материала для производства тампонажных работ. Бурильные трубы для быстрого соединения и разъединения в процессе производства СПО соединяются в свечи. В каждой свече несколько бу-

рильных труб. Их количество зависит от глубины скважины и от высоты вышки или мачты.

Основной вид соединения бурильных труб – резьбовой. Бурильные трубы свинчиваются в свечи при помощи муфт, а в бурильную колонну – бурильных замков или ниппелей.

В геологоразведочном бурении применяются бесшовные стальные трубы (СБТ), изготовленные из сталей различных групп и прочностей (рис. 8.6). Стальные бурильные трубы изготовляются из сталей углеродистых марки D с пределом текучести 323 МПа и марки 36Г2 с пределом текучести 490 МПа. Выпускаются также бурильные трубы с повышенной прочностью из сталей марок 40У, 40Х, 40ХН и 30ХГС (предел текучести 686 и 735 Мпа).

Чтобы не ослабить резьбой прочность бурильных труб, концы их утолщаются высадкой внутрь при температурах нагрева от 1170 до 1230ºС. Поверхность бурильных труб подвергается термической обработке и поверхностной закалке с помощью токов высокой частоты. Бурильные трубы соединяются с помощью соединительных элементов трех видов: ниппельное (рис. 8.6, а), муфтово-замковое (рис. 8.6, б) и с приварными замками (рис.8.6, в).

Так как в настоящее время еще широко применяются трубы старого стандарта, то в таблице 8.2 даются их основные характеристики.

Бурильные трубы нового стандарта по ГОСТ Р51245-99 (табл. 8.3) являются гладкоствольными бурильными трубами с приваренными замками (ТБСУ – трубы бурильные стальные универсальные) и предназначены для бурения скважин с использованием всех видов породоразрушающего инструмента. Стандартом предусмотрены модификации труб по толщине стенок (от 3,5 до 6мм), длине труб (от 3,0 до 6,2 м) и типам приварных замков (из стали 40 ХН с прорезями – П и без прорезей - БП).

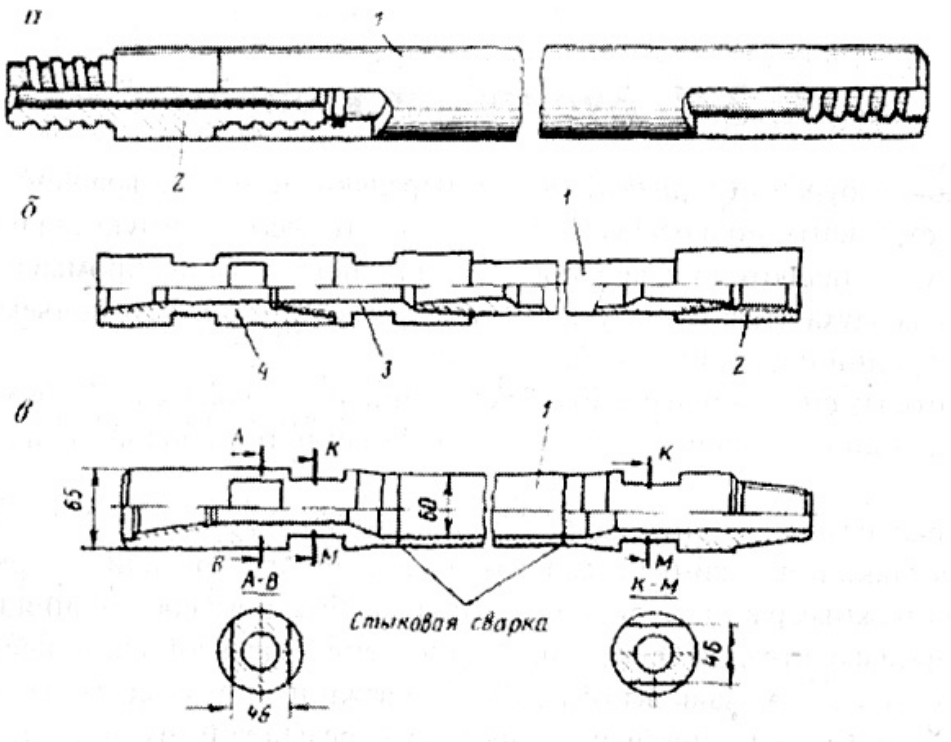


Рис. 8.6. Бурильные трубы для разведочного бурения

а – с ниппельным соединением; *б* – с муфтово-замковым соединением; *в* – с приваренными замками; 1 – труба; 2 – ниппель или муфта; 3 – конус (ниппель) замка; 4 – муфта замка

Таблица 8.2. **Размеры бурильных труб для колонкового бурения (в мм) старого стандарта**

Наружный диаметр труб	Внутренний диаметр труб	Длина труб	Наружный диаметр ниппеля	Внутренний диаметр ниппеля	Наружный диаметр замка	Наименьший диаметр отверстия в высаженном месте	Масса 1 м труб, кг
1	2	3	4	5	6	7	8
33,5	24	1500 3000	34	14	-	Без высадки	3,4
42	32	1500 3000 4500	44	16	-	20	4,6
50	39	1500 3000 4500	52	22	-	26	6,05
42	32	1500 3000 4500	-	-	57	22	4,6
50	39	1500 3000 4500	-	-	65	28	6,05
63,5	51,5	3000 4500 6000	-	-	83	40	8,51

Таблица 8.3. **Сортамент бурильных труб ТБСУ**

Обозначение размера труб	Номинальные размеры, мм				Основная длина трубы в сборе с соединениями, мм	Расчетная масса 1 м трубы с приварными знаками, кг	
	Тела трубы		Приварного знака			с прорезями	без прорезей
	D	δ	D_1	A			
43 х 4,5	43,0	4,5	43,5	3-34	4700	5,12	4,88
55 х 4,5	55,0	4,5	55,5	3-45	4700	7,47	7,12
63,5 х 4,5	63,5	4,5	64,0	3-53	4700	8,82	8,24
70 х 4,5	70,0	4,5	70,5	3-57	4700	9,76	8,82
85 х 4,5	85,0	4,5	85,5	3-67	6200	13,82	12,7

Соединения бурильных труб из ниппелей из стали марки 40Х (предел текучести 686 Мпа) с последующей термообработкой замки из стали марки 40ХН (предел текучести 735 МПа).

Наружная поверхность замка (муфт и ниппелей) подвергается индукционной термообработке на глубину 1,5-2,5 мм до твердости не менее HRC 50. Средний ресурс работы замков – это не менее 800 циклов механизированного свинчивания – развинчивания. Следует отметить, что аварии с бурильными трубами как по частоте, так и по тяжести стоят на первом месте среди других. Обычно в трубах чаще всего разрушается резьбовое соединение. В связи с этим необходимо, чтобы при бурении зазор между бурильными трубами и стенками скважины был минимальным - улучшать механические свойства материала

труб и повышать прочность их соединений, применять утяжеленные бурильные трубы, добиваться хорошей балансировки бурильной колонны и т.д.

Трубы бурильные легкосплавные ТБЛ

Легкосплавные бурильные трубы (рис. 8.7) ниппельного соединения являются прямостенными (без высадки) и изготовляются из легкого сплава марки Д16Т. Они соединяются между собой ниппелями. Применяются при бурении глубоких скважин для снижения веса колонны труб на крюке, а также при бурении наклонных, горизонтальных и многозабойных скважин.

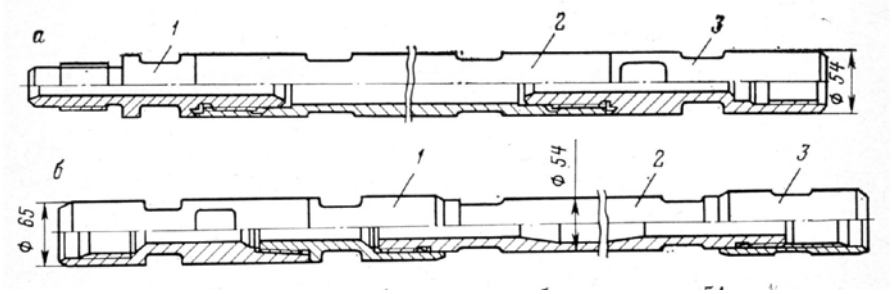


Рис. 8.7. Легкосплавные бурильные трубы диаметром 54 мм

а –ЛБТН-54-ниппельные: 1 – ниппель типа А; 2 – труба; 3 – ниппель типа Б;
б – ЛБТМ-54 замковые: 1 – соединительный замок; 2 – труба; 3 – муфта

Основные технические характеристики этих труб приведены в табл. 8.4.

Таблица 8.4. **Технические характеристики легкосплавных бурильных ниппельных труб (размеры – мм)**

Параметры	Значения параметров для бурильных труб типоразмером			
	ЛБТН-34	ЛБТН-42	ЛБТН-54	ЛБТН-68
1	2	3	4	5
Конструкция бурильный колонны Конструкция ниппелей	Гладкоствольная колонна с навертными ниппелями одинакового трубами диаметра: бурильные трубы с внутренней резьбой Ниппели с прорезями под наголовники и ключ-вилки с двумя видами рабочей резьбы: а) цилиндрической трапецеидальной резьбой с цилиндрическим стабилизирующим пояском (направляющим хвостовиком) – трубы ЛБТН-34, ЛБТН-42,ЛБТН-54; б) конической замковой остроугольной резьбой (трубы ЛБТН-54; ЛБТН-68) Вид рабочей резьбы обусловливается предприятием-изготовителем или требованием заказчика. Резьба для соединения трубы ниппелями – цилиндрическая, трапецеидальная со стабилизирующим пояском (хвостовиком)			
Диаметр скважины, в которой применяется колонна	36(35)	46	59	76
Наружный диаметр трубы	34	42	54	68
Толщина стенки трубы	6,5	7,0	9,0	9,0
Диаметры ниппельных замков наружный/внутренний	34/12,0	42,5/16,0	54,5/22,0	68,5/28,0

Продолжение табл. 8.4

1	2	3	4	5
Цилиндрическая резьба труб и рабочая цилиндрическая резьба ниппелей (наружный диаметр шага и высота профиля)	Трапецеидальная резьба 36 х 6,35х1,0 с направляющим хвостовиком диаметром 22,7	Трапецеидальная резьба с направляющим хвостовиком диаметром 29,7	Трапецеидальная резьба 41,5 х 6,35 х 1,75 с направляющим хвостовиком диаметром 37,5	Трапецеидальная резьба 57 х 8 х 2,25 с направляющим хвостовиком диаметром 52,7
Коническая рабочая резьба ниппелей	-	3-34; 1: 6 размеры резьбы по рабочим чертежам СКБ «Геотехника»	3-45 по ТУ 41-01-309-77	3-57 одноупорная 115. Размеры резьбы по ГОСТ 7918-75
Кривизна труб, мм/м	1,0	1,0	1,0	1,0
Материал бурильной трубы Материал ниппелей	Алюминиевый сплав Д16Т по ГОСТ 23786-79 (временное сопротивление растяжению 40 МПа, предел текучести 26 МПа) Термообработанная сталь марки 40ХН по ГОСТ 4543			
Расчетная масса 1 м бурильной колонны (с учетом ниппелей) ,кг	2,0	3,0	4,8	5,6

Расчетные глубины бурения колоннами ЛБТН могут составлять от 1200-1600 м (ЛБТН-42 и ЛБТН-54) до 2300-2500 м (ЛБТН-68). Сочетание небольшой массы колонн, рационального соотношения диаметров колонн и скважин, хороших фрикционных свойств материала труб обусловливают повышенные эксплуатационные возможности колонн ТБЛ (ЛБТН): бурение скважин большей глубины при использовании одного и того же оборудования, использование высоких частот вращения и др.

Приведем примеры эффективного использования ЛБТН из практики геологоразведочных работ.

1. Месторождение вольфрама Чорух-Дайрон (Северный Таджикистан) сложено трещиноватыми изверженными породами IX-X категории. Разведка месторождения велась с помощью наклонных (75^{o}) скважин глубиной до 600 м. Для бурения использоваись станки ЗИФ-650М с мачтами МРУГУ-3, алмазные коронки диаметра 59 мм и гладкоствольная бурильная колонна из стальных труб диаметром 50 мм. В качестве промывочной жидкости применялся малоглинистый эмульсионный раствор на основе омыленной смеси гудронов. В этих условиях замена стальной бурильной колонны на ЛБТН-54 позволила увеличить частоту вращения снаряда до 580 $мин^{-1}$ при уменьшении вредных вибраций. Это привело к увеличению среднемесячной производительности бурения с 374 до 502 м на бригаду, (максимальная 645 м) увеличению выхода керна на 10-11% и уменьшению удельного расхода алмазов с 1,12 до 0,68 кар/м.

2. Канимансурское рудное поле (Северный Таджикистан) сложено эффузивно-интрузивными породами IX-XI категории. Разведка отдельных месторождений в этом районе велась буровыми скважинами глубиной 600-700 м. Технология бурения была в целом аналогична вышеописанной, но впоследствии была поставлена задача срочной разведки нового сырья – плавикового шпата на глубоких горизонтах полиметаллического месторождения скважинами глубиной до 1100 м. Нужно было срочно менять технику и тех-

нологию бурения, на что не было ни средств, ни времени. Требовалось приобретение станков ЗИФ-1200МР, буровых вышек высотой 18-24 м и отклонителей для вывода практически вертикально забуренных скважин на проектные направления. Чтобы избежать всего этого было принято решение использовать ЛБТН-54 в сочетании со стальным снарядом диаметра 50 мм. Вначале скважины до глубины 350 м бурились с использованием стального снаряда. Такая длина его была выбрана с расчетом получения нейтрального сечения в верхней части стальных труб, когда вес нижней части колонны длиной 300 м за вычетом потерь соответствует необходимой нагрузке на коронку. При углубке скважины более 350 м бурильная колонна наращивалась легкосплавными трубами, которые в процессе бурения находились в растянутом состоянии. В результате работоспособность бурильной колонны повысилась при сохранении высокой частоты вращения ее до предельной глубины скважины.

По новой технологии станки ЗИФ-650 М с мачтой МРУГУ-3 была пробурена опытная скважина № 1354 глубиной 1042 м с углом наклона 75 °. Основные показатели бурения следующие: среднемесячная скорость бурения 420 м, выход керна 79,8 %, аварии и осложнения в балансе рабочего времени бригады составили всего 0,9 %. Поскольку эти показатели были вполне приемлемыми, то через несколько месяцев по этой технологии уже бурились все скважины, что позволило решить геологическую задачу досрочно с высоким качеством работ и большой экономией средств.

Утяжеленные бурильные трубы

Трубы бурильные утяжеленные (ТБУ) (рис. 8.8) предназначены для создания осевой нагрузки на породоразрушающий инструмент и поддержания колонны бурильных труб в растянутом состоянии. ТБУ устанавливается между колонковой и бурильными трубами. При бурении долотами сплошного бурения они включаются в состав бурового снаряда между долотом и бурильными трубами. Технические данные ТБУ приведены в табл. 8.5. Колонна бурильных труб с утяжеленным низом работает более стабильно, значительно уменьшается вероятность их обрывов, скважина меньше искривляется. Вес ТБУ должен превышать нагрузку на забой на 15-25%.

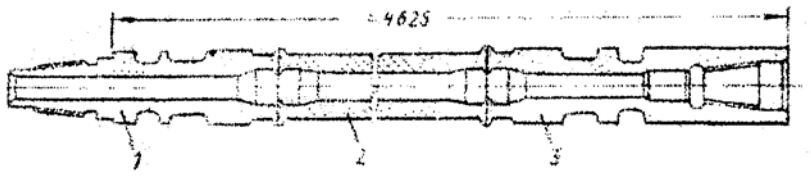


Рис. 8.8. Трубы бурильные утяжеленные (ТБУ)

1 – ниппель; 2 – труба; 3 - муфта

Утяжеленные трубы изготовляются из стали марки 36Г2С, а замковые соединения (ниппель и муфта) – из стали марки 40ХН. Ниппель и муфта привариваются к трубе контактно-стыковой сваркой. Наружная поверхность трубы и соединительных элементов замкового соединения упрочняется закалкой с нагревом ТВЧ. Приваренные концы подвергаются также закалке высоким отпуском. Затяжка и закрепление резьбы – наиболее важный этап сборки замков ТБУ. Действующий в бурильной колонне крутящий момент зависит от глубины скважины.

Таблица 8.5. **Технические данные утяжеленных бурильных труб**

Параметры	Значения параметров для утяжеленных труб типоразмеров			
	ТБУ-57	УБТР-73	УБТР-РПУ-89	ТБУ-108
Конструкция УБТР	Трубы с приваренными замковыми соединениями с прорезями (или расточками) под ключи-вилки и элеваторы. Наружная поверхность соединений обработана (упрочнена) ТВЧ			
Наружный диаметр УБТ, мм	57	73	89	108
Толщина стенки УБТ, мм	12	19	22	26
Внутренний диаметр соединений, мм	22	22	28	28
Диаметр скважины, в которой применяется УБТ, мм	59(76)	76(93)	112(132)	132(151)
Характеристика резьбы труб и отвертной резьбы соединения	Безупорная, коническая (1:16), остроугольная, шаг 2,54мм, рабочая высота профиля 1,34 мм, угол при вершине профиля 60°		Приваренные замковые соединения	
Замковая(рабочая) резьба УБТ	3-54	3-57	3-67	3-86
Материал УБТ	Сталь марки 36Г2С (предел текучести 490 МПа)			
Документация, по которой изготовляются УБТ	ТУ41-01-305-78 ТУ41-01-154-75			
Расчетная масса 1 м УБТ (с учетом соединений), кг	14,0	22,0	31,5	54,0

8.3. Прочностной расчет бурильных колонн

При бурении геологоразведочных скважин на твердые полезные ископаемые параметры режима бурения назначают, исходя из требований максимальной производительности труда. Однако для обеспечения эффективности технологического процесса бурильная колонна должна надежно выдерживать рабочие нагрузки, т.е. обладать достаточной прочностью. В начальный момент бурения новой скважины нагрузка на породоразрушающий инструмент создается весом всех бурильных труб, находящихся в скважине. Причем до определенной глубины к нему добавляют дополнительное усилие, формируемое системой подачи. Таким образом, вся колонна бурильных труб является в этом случае сжатой. Однако по мере углубления скважины вес бурильной колонны становится больше необходимой осевой нагрузки на забой , и часть его снимается с забоя растягивающим усилием лебедки или усилием цилиндров гидравлической подачи. В этом случае верхняя часть бурильной колонны оказывается растянутой, а нижняя - сжатой. Кроме того, в бурильной колонне появляется так называемое нейтральной или нулевое сечение, не испытывающее ни сжимающих, ни растягивающих нагрузок. Положение нейтрального сечения определяется из условия, что вес части колонны, расположенной ниже него, условно равен нагрузке на породоразрушающий инструмент.

Ряд исследований (Г.М. Саркисов, 1971, Л.А. Лачинян,1975) позволил установить, что в верхней части колонны наиболее опасными являются статические нагрузки, а в нижней – динамические переменные. Поэтому современная методика прочностного расчета бурильных колонн включает в себя расчет верхней (растянутой) части колонны на статическую прочность и расчет нижней (сжатой) части колонны на выносливость.

Расчет на статическую прочность

Наибольшие статические нагрузки действуют у устья скважины – в верхнем сечении колонны. Бурильные трубы, расположенные у устья, рассчитывают из условия одновременного действия наибольших нормальных растягивающих и касательных напряжений, вызывающих деформацию кручения. Условие прочности для этого случая

$$[\sigma]=\sqrt{\sigma^2+4\tau^2}, \tag{8.1}$$

где σ – растягивающее напряжение, τ – касательное напряжение, $[\sigma]$ – допустимое напряжение растяжения.

Величину допустимого напряжения определяют, исходя из предела текучести материала и выбранного запаса прочности «*v*»(запас прочности регламентируется характером возможных последствий при разрушении конструкции)

$$[\sigma]=\frac{\sigma_\tau}{v} \tag{8.2}$$

Растягивающие напряжения в верхней трубе бурильной колонны определяются из выражения

$$\sigma=\frac{\left[(l-l_1)\cdot q+l_1 q_1\cdot\left(1-\frac{\rho_{ж}}{\rho}\right)\right]}{F_1},) \tag{8.3}$$

где l – длина бурильной колонны, м; l_1 – длина ТБУ, м; q – вес одного метра бурильных труб в воздухе, кН/м ; q_1- вес одного метра ТБУ в воздухе, кН/м ; $\rho_ж$ - плотность промывочной жидкости, г/см^3; ρ – плотность стали, г/см^3; F_1 – плотность поперечного сечения трубы, см^2.

Касательные напряжения определяются, исходя из крутящего момента на рабочем валу вращателя $M_{кр}$ и полярного момента сопротивления поперечного сечения трубы $W_п$

$$\tau=\frac{M_{кр}}{Mn} \tag{8.4}$$

Крутящий момент на рабочем валу вращателя может быть определен из мощности N и частоты рващения снаряда n

$$M_{кр}=\kappa\frac{N}{n}, \tag{8.5}$$

где κ – коэффициент приведения (716,2 – при выражении мощности в лошадиных силах, 973 – при выражении мощности в киловаттах).

Однако расходуемую в данный текущий рабочий момент замерить довольно сложно. Поэтому приходится определять ее расчетным путем по косвенным данным

$$N=N_1+N_2+N_3, \tag{8.6}$$

где N_1– мощность, затрачиваемая на разрушение породы на забое; N_2 - мощность, затрачиваемая на трение бурового снаряда о стенки и забой скважины; N_3 – мощность, затрачиваемая на вращение колонны бурильных труб в скважине.

Мощности N_1 и N_2 приближенно определяются из выражения

$$N_1+N_2= N_0 \cdot F_2 , \tag{8.7}$$

где N_0 =0,1-0,25 л.с./см^2 – измеренные экспериментально пределы удельных затрат мощности работающего бурового снаряда (мощность, затрачиваемая на 1 см^2 площади разбуриваемого забоя);

F_2 – площадь поверхности забоя, см^2.

Для расчета мощности, затрачиваемой на вращение колонн бурильных труб, используются эмпирические формулы, полученные в результате экспериментальных исследований. Наиболее употребительной является следующая формула

$$N_3 =(6{,}2 \cdot 10^{-7} \cdot n^2 + 5{,}2 \cdot 10^{-5} \cdot n) \cdot l^{\,0{,}68} , \tag{8.8}$$

где l – длина бурильной колонны, м.

При определении касательных напряжений часто полярный момент сопротивления сечения трубы определяется из того, что сечение трубы круглое кольцевое.Однако в случае сложного движения бурильной трубы, совершающей одновременно с вращением вокруг собственной оси вращение вокруг оси скважины (односторонний износ труб), Л.А. Лачинян предлагает использовать другую формулу

$$\tau = \frac{M_{кр}}{2F_3\delta c_c} , \tag{8.9}$$

где F_3 – площадь контура, ограниченного линией среднего диаметра трубы; δ_c – минимальная толщина стенки трубы.

Разница в оценке напряжений в этом случае достигает 25%. Предлагается также формула, корректирующая полярный момент сопротивления круглого кольцевого сечения при одностороннем износе трубы

$$\tau = \frac{M_{кр}}{W_n \cdot \delta_к / \delta_э}, \tag{8.10}$$

где $\delta_к$ – толщина стенки трубы при равномерном концентрическом износе; $\delta_э$ – минимальная толщина стенки при одностороннем износе.

В конечном виде расчетная формула прочностного расчета бурильной колонны на статическую прочность выглядит следующим образом

$$[\sigma] \geq \sqrt{\left\{\frac{(l-l_1)\cdot g + l_1 g_1 \cdot \left(1-\frac{\gamma_ж}{\gamma}\right)}{F_1}\right\}^2 + 4\left(\frac{\kappa \cdot N}{n \cdot W_n}\cdot\frac{\delta_к}{\delta_э}\right)^2} \tag{8.11}$$

Зная глубину скважины, предел текучести материала бурильных труб и предполагаемую частоту вращения, можно определить предельную мощность, которую может передавать данная колонна бурильных труб

$$N = \frac{n \cdot W_n \cdot \delta_э}{143240 \cdot \delta_к}\sqrt{\left(\frac{\delta_т}{V}\right)^2 - \left\{\frac{(l-l_1)\cdot g + l_1 g_1\left(1-\frac{\gamma_ж}{\gamma}\right)}{F_1}\right\}^2} \tag{8.12}$$

Числовые коэффициенты приведения взяты из условия определения мощности в лошадиных силах.

Расчет на выносливость

Расчету на выносливость по современной методике подлежит нижняя (сжатая) часть бурильной колонны. Расчет на выносливость заключается в определении цикла напряжений, предельных для данного элемента колонны, и установлении запаса прочности.

Коэффициент запаса прочности для бурильных колонн вычисляется по формуле

$$\nu = \frac{(\sigma_{-1})_g - (\psi_\delta)_g \cdot \sigma_м}{\sigma_a + (\psi_\delta) \cdot \sigma_m}, \tag{8.13}$$

где $(\sigma_{-1})_g$ – предел выносливости элемента колонны при симметрическом цикле; $\sigma_м$ – постоянное осевое напряжение в рассматриваемом элементе; σ_a – переменная составляющая напряжения изгиба; σ_m- постоянная составляющая напряжения изгиба; $(\psi_\delta)_g$ – коэффициент, получаемый из диаграммы усталости (для резьбовых соединений бурильных труб 0,02-0,05).

При вращении бурильной колонны вокруг оси скважины (режим одностороннего износа)

$$(\sigma_{-1})_g = \frac{M_{пред} \cdot Д_в}{2J}; \quad \sigma_m = \frac{M_a \cdot Д_в}{2J}; \quad \sigma_a = \frac{\sigma_m}{2}; \tag{8.14}$$

Тогда коэффициент запаса прочности определится

$$\nu = \frac{\frac{M_{пред} \cdot Дв}{2J} - (\psi_\delta)_g \cdot \sigma м}{\frac{M_a \cdot Д_в}{4J} + (\psi_\delta)_g \cdot \frac{M_a \cdot Д_в}{2J}} \tag{8.15}$$

Здесь M_a - изгибающий момент, определяемый выражением

$$M_a = P \frac{Д}{2} \sin\alpha, \tag{8.16}$$

где Р – осевое сжатие колонны; Д – диаметр скважины; α – угол подъема винтовой линии колонны, работающей в режиме пружины, вписанной в скважину;$M_{пред}$ – предельный знакопеременный изгибающий момент, выдерживаемый элементом бурильной колонны в заданном числе циклов (паспортная величина, определяется экспериментально); J – полярный момент инерции сечения трубы; Дв – диаметр сечения резьбового соединения по первому витку резьбы.

При вращении резьбы вокруг собственной оси (концентрический равномерный износ)

$$\sigma_a = \frac{M_a Д_в}{2J} \cdot u \cdot \sigma_m = 0 \tag{8.17}$$

Тогда формула для расчета коэффициента запаса прочности при усталостном разрушении примет вид

$$\nu = \frac{\frac{M_{пред}\ Д_в}{2J} - \left(\psi_\delta\right)_g \cdot \sigma_м}{\frac{M_a\ Д_в}{2J}} \tag{8.18}$$

Предельные частоты вращения снаряда n и осевая нагрузка P рассчитываются по формулам

$$n = \frac{19\sqrt{C_2}}{G(K_р Д_с - Д)}\ , \tag{8.19}$$

$$P = \frac{M_{пред}}{K_р Д_с - Д}\ , \tag{8.20}$$

где $К_р$ – коэффициент разбуривания ствола скважины (увеличение диаметра ствола скважины по сравнению с диаметром коронки или долота) определяется опытным путем или на основе справочных данных для пород определенного вида).

Коэффициенты G и G_2 приведены в табл. 8.6.

Указанные расчетные формулы позволяют вычислить предельные значения осевой нагрузки и чатсоты вращения бурового снаряда, при которых запас прочности по переменным напряжениям не менее 1,6.

Таблица 8.6. **Коэффициенты G и G_2 к расчету предельных значений параметров режима бурения**

Коэффициенты	Соединение трубы с замком диаметром (мм)			Замковая резьба			Соединения ТБУ	
	42*	50*	63,5	3-42	3-50	3-63,5	ТБУ-73	ТБУ-89
G	7,1	9,3	63,5	3,6	4,3	5,8	69	7,9
G_2	36,2	50,0	83,8	36,2	50,0	83,8	109,3	1686

* По новому стандарту 43 и 55 мм

Предельные изгибающие моменты

$М_{пред}$ – изгибающие моменты, выдерживаемые резьбовым соединением без разрушения при 10^7 циклах знакопеременных воздействий – определены экспериментальным путем и составляют для трубной и замковой резьб 50 мм колонны соответственно 7,0 кНм и 15,0 кНм.

Трубы диаметрами 43 и 63,5 мм изготовляются из стали марки 36Г2С. Профиль и размеры трубной резьбы для соединений всех типоразмеров практически одинаковы. По данным экспериментальных исследований предельные амплитуды переменных напряжений для резьбовых соединений труб диаметром 43, 55 и 63,5 мм соотносятся как 1,1 : 1,0 : 0,85. Аналогичное соотношение имеют предельные амплитуды переменных напряжений, действующих в замковых резьбах ТБУ диаметрами 73 и 89 мм.

Прочностной расчет усталостных разрушений включает в себя также определение предельно допустимых значений частоты вращения бурового снаряда и осевой нагрузки на забой для различных соотношений диаметра скважины $Д_с$ и диаметров наибольших соединительных элементов (замков, муфт) Д.

8.4. Обсадные трубы

В соответствии с ГОСТ 6238-77 изготовляются колонковые и обсадные трубы геологоразведочного сортамента двух типов: безниппельные, соединяемые в обсадные колонны по принципу «труба в трубу» и ниппельные, соединяемые в обсадные колонны и включаемые в состав колонковых наборов посредством ниппелей (рис. 8.9).

Обсадные трубы служат для крепления неустойчивых стенок скважины, а также для изоляции одних пластов от других. Для изготовления обсадных труб и ниппелей к ним применяются стали группы прочности Д и К (сталь марки 45 и 36Г2С) с пределом прочности не менее 650 Н/мм^2 и пределом текучести не менее 380 Н/мм^2. Размеры обсадных труб и ниппелей к ним приведены в табл. 8.7 и 8.8.

Таблица 8.7. **Основные размеры обсадных труб ниппельного соединения и ниппелей к ним (в мм)**

Параметры	Нормы				
Наружный диаметр трубы и ниппеля D	73±0,35	89±0,40	108±0,86	127±1,02	146±1,17
Толщина стенки труб t	4(5,0)±0,4	4,5(5,0)±0,4	4,5(5)±0,63	5,0±0,63	5,0±0,63
Внутренний диаметр ниппеля d	62,0	78,0	95,5	114,5	134,5
Наружный диаметр наружной резьбы d_o	68,5	84,5	103,0	122,0	141,0
Наружный диаметр внутренней резьбы d_o'	68,54	84,55	103,05	122,06	141,06
Длина резьбы l	40	40	60	60	60
Внутренний диаметр резьбы $d_1=d_1'$	67,0	83,0	101,5	120,5	139,5
Длина трубы L	1000÷1500		1500÷3500	4000÷6000	
Масса 1 м труб, кг	8,58	10,8	13,5	15,84	18,4

Таблица 8.8. **Основные размеры обсадных безниппельных труб (в мм)**

Параметры	Нормы				
Наружный диаметр труб D	33,5±0,15	44±0,20	57±0,25	73±0,35	89±0,40
Толщина стенки труб t	3,0±0,25	3,5±0,25	4,5±0,35	50±0,40	5,0±0,40
Наружный диаметр наружной резьбы d_o	31,6	42,0	54,0	69,5	85,5
Наружный диаметр внутренней резьбы	31,632	42,032	54,040	69,540	85,550
Внутренний диаметр резьбы $d_1=d_1'$	30,1	40,5	52,5	68,0	84,0
Длина трубы L	1000 1500 3500	1000 1500 3500	1000 1500 3500 4000	1000 1500 3500 4000 6000	1000 1500 3500 4000 6000
Масса 1 м трубы, кг	2,26	3,35	5,83	838	10,36

На обоих концах труб ниппельного соединения нарезается цилиндрическая, трапецевидальная резьба с шагом 4 мм и углом наклона боковых сторон профиля 5˚. Обсадные

трубы безниппельного соединения имеют резьбу того же профиля, но на одном её конце нарезается наружная резьба, а на другом внутренняя.

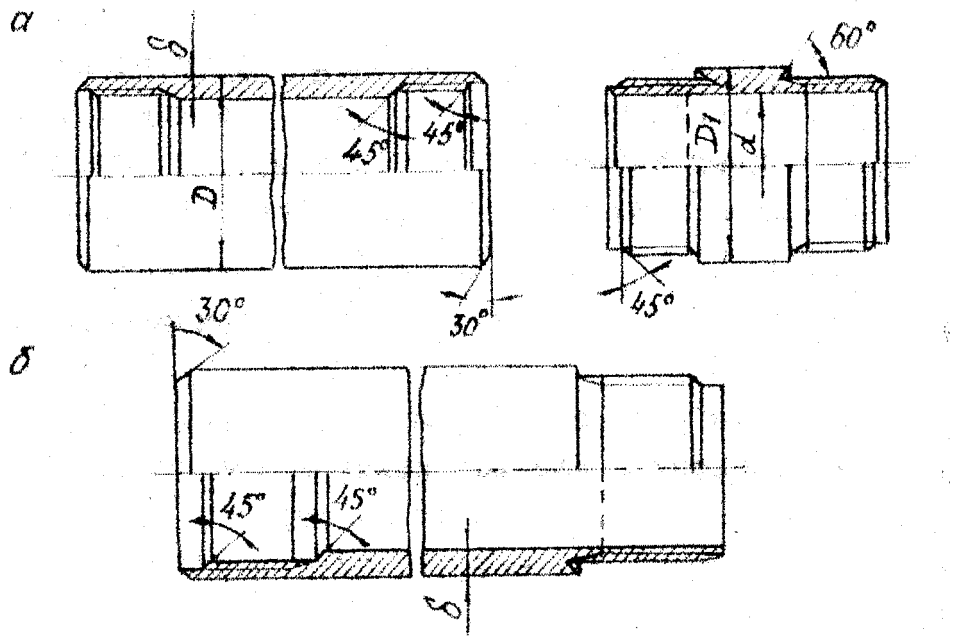


Рис. 8.9. Обсадные трубы геологоразведочного сортамента

а – с ниппельным соединением; б – с соединением труба в трубу

Кроме цельнотянутых труб ВИТРом сданы в серийное производство обсадные электросварные прямошовные трубы ОТШ, предназначенные для различных геологотехнических условий. При этом разработаны два варианта – ниппельного соединения (ОТШН), гладкоствольные и муфтового соединения (ОТШМ) для крепления скважин «через диаметр». ОТШН имеют наружные диаметры 57, 73, 89, 108 и 127; ОТШМ – 89, 114.

В процессе спуска в ствол скважины, цементирования и прочих работ в скважине (бурение ниже расположенного интервала, вызов притока, добыча нефти или газа и т.д.) обсадная колонна испытывает различные по величине и характеру нагрузки. Среди них можно выделить: продольные усилия растяжения от собственного веса; дополнительные продольные динамические нагрузки, возникающие в связи с изменением скорости спуска; осевые нагрузки от трения обсадной колонны о стенки скважины при ее спуске; продольные нагрузки сжатия в нижней части колонны от собственного веса при разгрузке ее на забой или под действием окружающих пород при их осадке по мере выработки продуктивного пласта; продольные нагрузки в колонне при бурении и эксплуатации вследствие продольных деформаций под воздействием изменения температурного режима; наружное давление на колонну со стороны массива горных пород и жидкости, заполняющей затрубное пространство; нагрузки в колонне от ее изгиба при спуске в искривленный ствол; внутреннее давление при цементировании колонны, проверке ее герметичности, регулировании притока и т.д.

Сочетание различных нагрузок приводит к возникновению в материале обсадных труб сложного напряженного состояния. Если результирующее напряжение превосходит предел пластичности, то в трубе появляются необратимые деформации, которые в итоге приводят к разрушению обсадной колонны.

8.5. Вспомогательный инструмент для бурильных и обсадных труб

Во время производства спуско-подъемных операций бурильная колонна подвешивается на подкладной вилке, которая вставляется в прорези замка или муфты. Отвинчивают или свинчивают бурильные трубы с помощью шарнирных ключей (см. рис.8.1) или специальных механизмов. Спуск-подъем колонны осуществляется с помощью элеватора, который своим гнездом подхватывает колонну за прорези ниппеля или замка. Если трубы гладкие, то применяют трубодержатели (рис.8.10). Секторный трубодержатель (рис.8.10, а) состоит из: корпуса 1, стальных секторов 2 (2 шт.), пальца 3, шарнира 4 и валиков 5 (2 шт.) Этот трубодержатель ручной и неудобен в работе. Более удобным является плашечный трубодержатель (рис.8.10, б) с ножным педальным управлением. Этот трубодержатель состоит из корпуса 1, клиновых плашкодержателей с плашками 2 (2 шт.) и кулачков 3 (2 шт.), заклиненных на валике 4. Поворот валика производится ножной педалью 5. Трубодержатель прикрепляется к полу буровой вышки.

Выдержать вручную оптимальный график затягивания десятков резьб при спуске колонны невозможно.

Механические труборазвороты обеспечивают как высокую производительность, так и хорошее качество затягивания соединений.

На рис. 8.11 представлен труборазворот РТ-1200М. Механизм устанавливается на устье скважины и свеча пропускатеся через центральное отверстие. Конструкция труборазворота состоит из редуктора вращателя 1, передающего от электродвигателя 6 водилу 3 вращение, которое воздействует на ведущую вилку 5, вставленную в прорезь замка трубы. Нижняя часть замкового соединения удерживается в корпусе механизма подкладной вилкой 4. Вращатель с электродвигателем, закрытым защитным кожухом, закреплены на опорной раме механизма.

Труборазворот РТ-1200М предназначен для свинчивания и развинчивания бурильных труб диаметрами 42, 50 и 63,5 мм с замковыми соединениями, бурильных труб комплекта КССК-76, а также утяжеленных бурильных труб диаметрами 73, 89 и 108 мм. Он входит в комплект буровых установок серии УКБ, а также станков ЗИФ-650М и ЗИФ-1200МР.

а *б*

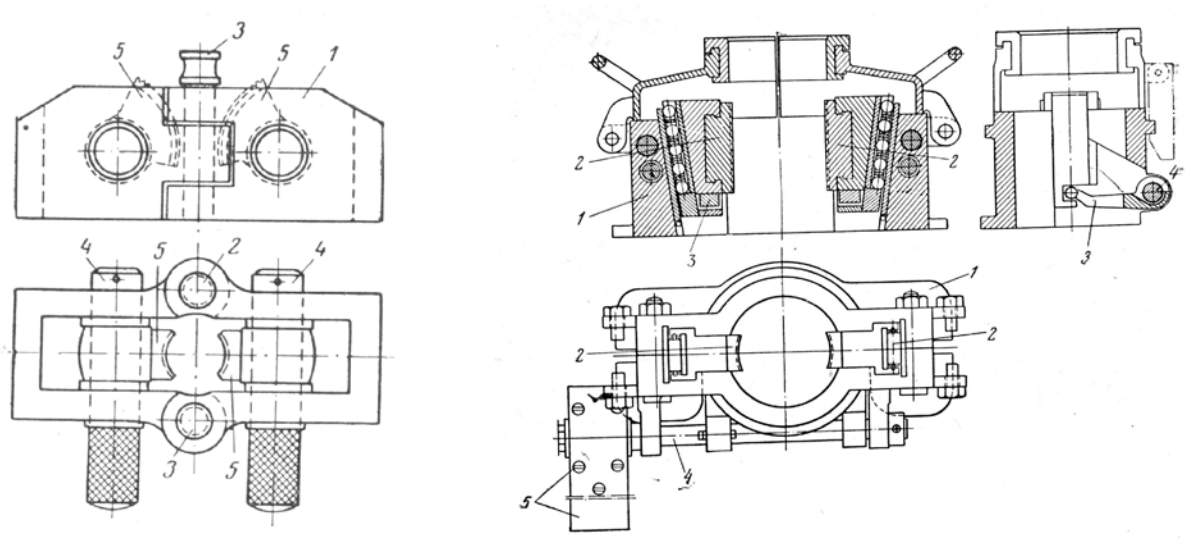


Рис. 8.10. Трубодержатели

а –секторный с ручным управлением;
б –плашечный с педальным управлением

Труборазворот РТ-300 входит в комплект установки УКБ-3. Его принципиальное отличие – привод от гидромотора, обладающего гибкой механической характеристикой и обеспечивающий широкий диапазон плавного изменения крутящего момента.

В процессе спуска обсадную колонну труб подвешивают на трубодержателях (рис. 8.12). Трубодержатель (рис.8.12, б) состоит из корпуса с внутренним коническим отверстием, куда вставляются съемные кольца в соответствии с размерами обсадных труб. В них вставляются клины, которые захватывают трубы. Для поддержания обсадной колонны в скважине в подвешенном состоянии применяются как трубные хомуты (см. рис.8.12, а) так и трубодержатели (см. рис. 8.12 б). Кроме того, для свинчивания и развинчивания труб применяются двух- или трехшарнирные ключи, каждый из которых может быть использован для труб только двух размеров. С целью предохранения нижнего конца обсадной колонны от различного рода повреждений, он оснащается специальным башмаком.

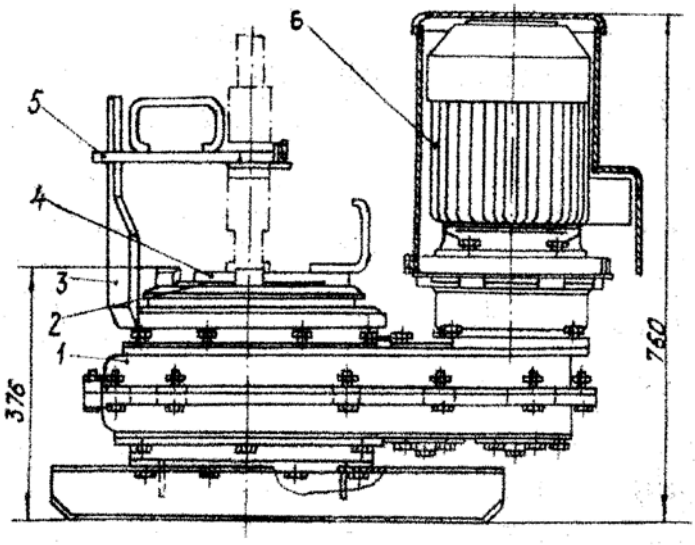


Рис. 8.11. Труборазворот РТ-1200М
1 – вращатель; 2 – центратор; 3 – водило; 4 – подкладная вилка; 5 – ведущая вилка; 6 – электродвигатель

8.6. *Упрочнение породоразрушающего инструмента*

Значительный объем современного породоразрушающего инструмента армируется твердосплавными резцами, техническими алмазами или изготовляется из композиционных алмазосодержащих материалов. Для изготовления его используются различные твердые сплавы, алмазы, легированные стали, которые являются остродефицитными и дорогими. Поэтому инструмент имеет большую стоимость и существенно влияет на себестоимость буровых работ. В этой связи увеличение его износостойкости позволяет существенно уменьшить её.

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 относятся криогенная обработка (при низких отрицательных температурах), радиационное облучение малыми дозами гамма-квантов или их комплексное воздействие.

Криогенная обработка инструмента

Технология криогенной обработки породоразрушающего инструмента разработана в Томском политехническом университете (С.Я. Рябчиков, А.П. Мамонтов).

Криогенная обработка – это способ термической обработки, который достигается путем «ударного» охлаждения изделий или образцов материалов при быстром погружении их в среду жидкости с низкой отрицательной температурой (от –150 до –269°С). Поскольку самой доступной и дешевой жидкостью с глубокой отрицательной температурой

является жидкий азот, то он и находит широкое применение в криогенных технологиях, в том числе и при упрочнении породоразрушающего инструмента. Технический жидкий азот (ГОСТ 92193-74) представляет собой бесцветную 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. Транспортировать жидкий азот необходимо в сосудах Дьюара типа АСД или ЦСД емкостью от 15 до 100 л.

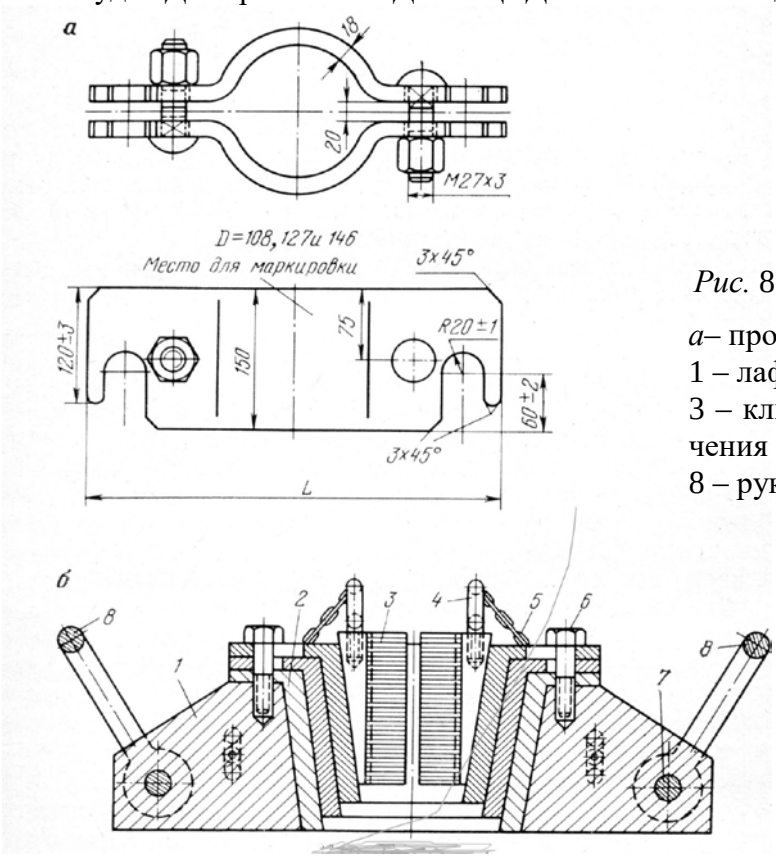


Рис. 8.12**.** Трубодержатели обсадных труб

а– простой хомут; *б* – лафетный хомут; 1 – лафет; 2 –съемное коническое кольцо; 3 – клинья; 4 – ушко; 5 – цепь для извлечения клиньев; 6 – шпильки; 7 – валики; 8 – рукоятки для перемещения лафета.

Обработка породоразрушающего инструмента производится в криостатах. Небольшие партии инструмента можно обрабатывать в металлических пищевых термосах и в лабораторных сосудах Дьюара. Поступивший для термообработки инструмент необходимо очистить от консервирующей смазки и обезжирить. Обезжиривание можно производить в щелочных (моющих) растворах, в керосине или уайт-спирите, температура которых должна быть не менее 50оС. 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 определяется 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 инструмента

В основе радиационной технологии упрочнения породоразрушающего инструмента 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 категории 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 имеют место 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 увеличению 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 описанные способы обработки алмазного породоразрушающего инструмента снижают 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 облучением малыми дозами гамма-квантов.

8.7. Буровые технологические установки и комплексы

Буровая технологическая установка – техническая система, совокупность элементов которой подчинена решению определенных задач в определенных условиях и не допускает произвольного вычленения основных узлов или замены их другими узлами. Согласно общей теории систем целостность(неразделимость) всякого системного комплекса определяется законом композиции системы. Роль такого закона композиции для буровой установки играет область её эффективного применения: перечень технологических задач и условий их выполнения. Исходя из этого, подбираются в единое целое основные элементы установки. Набор их в разных типах установок различен.

Основными частями буровых установок для вращательного бурения скважин на твердые полезные ископаемые являются: буровой агрегат, вышка с талевой оснасткой и буровое здание (тепляк) с транспортной базой. Общая схема такой установки представлена на рис. 8.13.

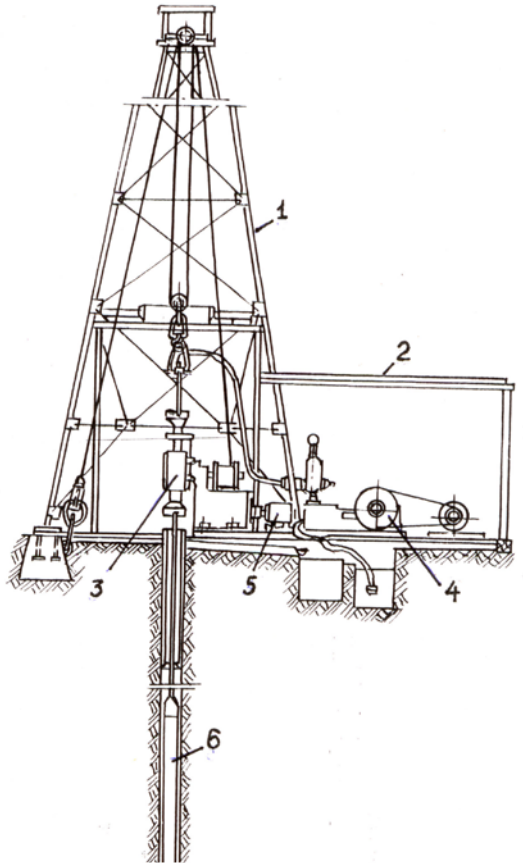


Рис. 8.13. Схема буровой установки

1 – вышка; 2 – буровое здание; 3 – буровой станок; 4 – насос; 5 – электродвигатель; 6 – буровой снаряд.

Собственно технологической установкой, реализующей технологический процесс бурения, является буровой агрегат, состоящий из бурового станка, бурового промывочного насоса и привода. Буровой станок представляет собой машину (т.е. устройство для преобразования параметров механической энергии электрического двигателя или дизеля в рабочее движение исполнительных органов) комбинированного типа, как правило, с двумя исполнительными органами: вращателем с присоединенными к нему механизмом подачи, сообщающим вращение и осевую нагрузку колонне бурильных труб, и лебедкой, посредством которой через талевую оснастку выполняется спуск и подъем снаряда (бурильной колонны, колонкового набора с породоразрушающим инструментом и различ-ного скважинного технологического оборудо-вания).

Насос осуществляет подачу в скважину очистного агента для охлаждения породоразрушающего инструмента и выноса частиц разрушенной горной породы (шлама) на поверхность.

Привод бурового агрегата может быть индивидуальный электрический, от общего двигателя внутреннего сгорания через клиноременную передачу или комбинированный.

Буровая вышка служит для размещения на ней талевой оснастки (системы блоков и канатов) и выполнения спуско-подъемных и грузоподъемных операций.

Буровое здание служит для размещения бурового оборудования, защиты его и персонала обслуживающего буровую установку, от атмосферных воздействий.

В буровом здании размещается также вспомогательное оборудование и средства малой механизации (труборазворот, обогреватели, электрический щит и пульт управления).

Транспортная база является элементом передвижных и самоходных установок. Для передвижных установок транспортной базой, на которой буровая установка размещается не только при перевозках, но и во время бурения скважин, служат сани или колесные платформы. Самоходные установки монтируются на шасси тракторов или автомобилей.

Аналогичные установки ударно-канатного бурения не имеют в своем составе промывочного насоса и механизмов для работы с колонной бурильных труб. Установки использующие для очистки забоя от шлама воздух(бурение с продувкой) вместо насоса оснащаются компрессорами. Параметрический ряд установок представлен в табл. 8.9.

Основу технологических комплексов данного класса составляют установки типа УКБ.

Таблица 8.9. **Параметрический ряд бурового оборудования для бурения скважин на твердые полезные ископаемые**

Параметры	Класс станков							
	1	2	3	4	5	6	7	8
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Номинальная глубина бурения, м:								
алмазное	25	100	300	500	800	1200	2000	3000
твердосплавное	12,5	50	200	300	500	800	1200	2000
Грузоподъемность, кН:								
рабочая	1,25	6,3	20,0	32,0	50,0	80,0	125,0	200,0
максимальная	2,0	10,0	32,0	50,0	80,0	125,0	200,0	320,0
Диаметр скважины, мм:								
начальный (не менее)	93	132	132	151	151	151	212	295
конечный –								
алмазный инструмент	36	46	59	59	59	59	59	59
твердосплавный инструмент	76	93	93	93	93	93	93	93
Частота вращения снаряда, об/мин:								
при вращательном бурении	250-1200	200-1500	160-1500	160-1500	160-1500	160-1500	160-1500	160-1500
при ударно-вращательном бурении	-	-	25-230	25-230	18-230	15-230	12-230	12-230
Углы наклона вращателя, град.	70-90	0-360	-	-	70-90	75-90	-	90
Скорость подъема бурового снаряда:								
минимальная (не более)		06	0,55	0,45	0,4	0,32	0,3	0,25

Продолжение табл. 8.9

1	2	3	4	5	6	7	8	9
максимальная (не более)		1,2	1,4	1,4	1,4	1,5	1,5	1,5
Длина свечи, м	1,6	4,7	9,5	9,5	14,0	14,0-18,6	18,6	18,6-24.0
Мощность приводного электродвигателя, кВт	3	11	15	22	30	45	55	75

Наибольшее распространение среди них имеют передвижные установки УКБ-4П (рис. 8.14), УКБ-5П и УКБ-7П (соответственно 4-го, 5-го и 7-го классов), а также самоходная буровая установка УКБ-200/300(УКБ-3С) третьего класса и стационарная буровая установка УКБ-8 – восьмого класса.

Установка УКБ-3С включает в себя: буровой станок, дизель, мачту, труборазворот, буровой насос, укрытие электрооборудования, автомобильное шасси ЗИЛ-131. В конструкции установки использованы автомобильные узлы (коробка передач, фрикцион, коробка отбора мощности с маслонасосом, карданный вал), а также гидрораспределители от трактора Т-40. Мощность от дизеля передается буровому станку посредством телескопического карданного вала, унифицированного с карданным валом автомобиля ГАЗ-53.

Передвижные буровые установки УКБ 4П, УКБ-5П, УКБ-7П представляют собой комплекс бурового и энергетического оборудования, контрольно-измерительной аппаратуры, обеспечивающей все виды работ по проходке скважин.

Перевозка установки УКБ-4П обеспечивается единым блоком железнодорожным транспортом или по автомобильным дорогам. Установка УКБ-5П перевозится с разделением мачты и бурового здания. Блочная конструкция установки УКБ-7П позволяет перевозить ее отдельными блоками: станочным, насосным, вспомогательным.

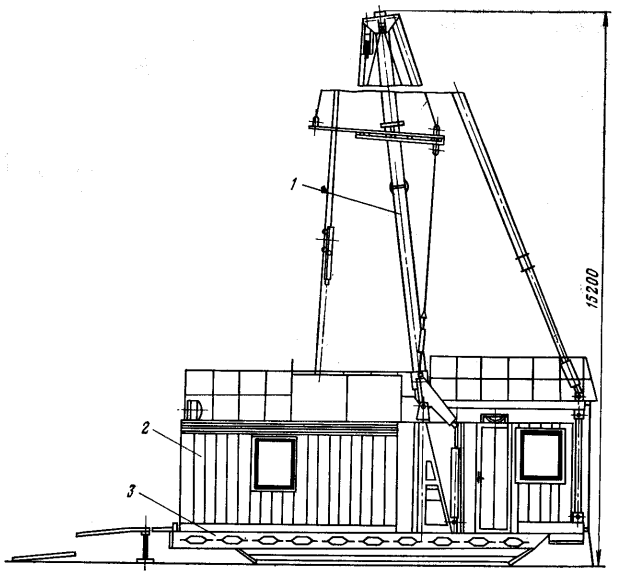


Рис. 8.14. Буровая установка УКБ-4П

Наиболее мощная установка восьмого класса УКБ-8 состоит из отдельных технологических блоков: блок лебедки, блок ротора, блок регулятора подачи, блок буровой насосной установки, гидросистемы, электрического и гидравлического пультов управления.

Основная особенность в конструкции установки – применение в качестве привода основных механизмов (ротора, лебедки, автомата подачи) отдельных самостоятельных электродвигателей постоянного тока, питаемых от генератора постоянного тока мощностью 190 кВт, установленного на одной раме с электродвигателем переменного тока, питающимися от промышленной сети.

Установки оборудованы комплексами контрольно-измерительной аппаратуры типа «Курс» – разные установки оснащены различными модификациями данного комплекса: УКБ-5 – «Курс-411», УКБ-7 – «Курс-613», УКБ-8 – «Курс-713».

Установки для бурения на твердые полезные ископаемые представляет собой наиболее полные и универсальные технологические комплексы, способные при необходимости решать любые задачи разведки недр, осуществлять бурение гидрогеологических

и инженерно-геологических скважин, хотя и с меньшей эффективностью, чем специализированные установки.

Технологические комплексы для решения геологоразведочных задач другого класса имеют иной состав.

Установки для бурения картировочных и геолого-съемочных скважин представляют собой переносные и самоходные, как правило, легкие буровые станки вращательного или ударного бурения с приводом от карбюраторного двигателя внутреннего сгорания. Насосами, компрессорами, средствами малой механизации, буровыми зданиями и сложными системами талевой оснастки такие установки не оснащаются.

Примером установки данного типа может служить мотобур М1, предназначенный для бурения скважин шнековым инструментом в породах I-III категорий буримости с отбором проб с колонковыми шнеками, а также для бурения шпуров витыми штангами в породах до V категории буримости включительно и в мерзлых грунтах. Мотобур может транспортироваться в заплечном рюкзаке, позволяет бурить скважины глубиной до 10 м шнеками диаметром 65 мм и шпуры глубиной 2 м витыми штангами диаметром 43 мм. Его обслуживают два человека. Основными узлами его являются двигатель внутреннего сгорания «Дружба-4» с центробежной муфтой сцепления, который прифланцовывается к двухскоростной коробке передач в силуминовом корпусе, объединенной с вращателем, две рукоятки с амортизаторами и бензобак.

Колонковый мотобур М-10 представляет собой модификацию, позволяющую бурить скважины колонковым способом твердосплавными коронками диаметром 46 и 59 мм. Он устанавливается на опорной балке, прикрепляемой к грунту. Имеет цепной механизм подачи инструмента.

Легкая передвижная установка УКБ-12/25 имеет аналогичные мотобуру М-10 технические характеристики, но большую глубину бурения скважин (до 15 м шнеками, до 12,5 твердосплавными коронками диаметром 76 мм и до 25 м алмазными коронками диаметром 46 мм), благодаря использованию промывочного насоса НБ 1-25/16 с индивидуальным бензиновым двигателем. Она монтируется на легком двухколесном шасси (колеса от мотороллера «Вятка») и может транспортироваться как прицеп за автомобилем или мотоциклом. Имеется модификация данной установки – УКБ-12/25С, монтируемая на шасси автомобиля УАЗ-469Б.

Более мощные установки для картировочного и поискового бурения типа УПБ-100ГТ обеспечивают бурение скважин шнеками и колонковым способом с промывкой до глубины 100-150 м алмазными и твердосплавными коронками диаметром 46-76 мм в породах всех категорий. Установка УПБ-100Г монтируется на гусеничном тягаче-вездеходе ГТ-СМ(ГАЗ-71) с сохранением плавучести. Установка имеет подвижной вращатель с гидроприводом, маслостанцию с приводом от транспортной базы, мачту и канатный механизм подачи с приводом от гидроцилиндров. Промывочный насос установки также имеет гидропривод. Подвижный вращатель с закрепленным на нем элеватором обеспечивает выполнение спуско-подъемных операций. Важной особенностью установки УПБ-100ГТ является возможность посадки обсадных труб с вращением и принудительного разбуривания скважины обсадной колонной со специальным башмаком, что ускоряет крепление стола и позволяет чередовать бурение с обсадкой.

Самоходные и передвижные установки для бурения гидрогеологических скважин представляют собой особый класс буровых технологических комплексов, позволяющих бурить скважины сравнительно большого диаметра (118-900 мм) в породах любых категорий, как вращательным способом с промывкой. Так и без промывки скважины (шнеками, ударно-канатным или ударно-забивным способом). Установки данного класса позволяют производить отбор монолитов грунтов для лабораторных инженерно-геологических исследований и производство опытных гидрогеологических откачек.

Самоходные буровые установки для бурения гидрогеологических скважин (УРБ-2,5А2, УРБ-3АМ, 1БА15В и другие) монтируются на шасси высокопроходимых мощных

автомобилей типа ЗИЛ-131, МАЗ-200 и оснащаются роторным вращателем, планетарной лебедкой и насосной установкой с приводом от двигателя транспортной базы через коробку перемены передач (рис. 8.15).

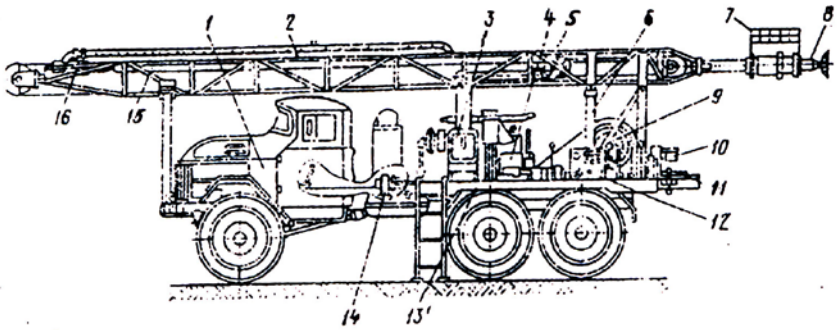


Рис. 8.15. Буровая установка УРБ-2,5А

1 – автомобиль ЗИЛ-131; 2 – мачта; 3 – буровой насос или компрессор; 4 – коробка передач; 5 – механизм подачи; 6 – домкрат подъема мачты; 7 – ограждение ведущей штанги; 8 – опорные домкраты; 9 – лебедка; 10 – механизм для развинчивания труб; 11 – ротор; 12 – пульт управления; 13 – рама; 14 – коробка отбора мощности; 15 – ведущая штанга; 16 – вертлюг

Все буровые установки для сооружения гидрогеологических скважин объединены в параметрический ряд, основные характеристики которого приведены в табл. 8.10.

Установки данного класса обеспечивают бурение скважин глубиной от 30 до 100 м конечным диаметром 135-175 мм шнеками, шарошечными долотами и колонковыми снарядами с промывкой и продувкой забоя воздухом. Они оснащены подвижным вращателем с гидроприводом, перемещающимся по направляющим мачты, гидравлическим механизмом подачи, промывочным насосом или компрессором и пультом управления. Привод осуществляется от двигателя транспортной базы через маслостанцию и маслонасосы гидропривода.

Подвижный вращатель с элеватором позволяет выполнять спуско-подъемные операции.

Каждая буровая установка представляет собой целостную техническую систему, обеспечивающую оптимальное сочетание различных технических решений в соответствии с задачами, для решения которых она предназначена.

Отдельные ее элементы – станки насосы, спуско-подъемное оборудование – сами, в свою очередь, представляют сложные технические системы, устройство и функционирование которых подчиняется особым принципам.

8.8 Общие характеристики и классификация буровых установок

Для выполнения буровых работ в различных условиях необходимо большое количество разнообразного оборудования: машин, механизмов, устройств специального технологического назначения и инструментов. Все это многообразие бурового оборудования в зависимости от решаемых средствами бурения задач объединяется в определенные технологические комплексы, соответствующие той или иной технологии буровых работ. Основу такого комплекса составляет буровая установка – технологический агрегат машин, механизмов, технологических аппаратов, устройств и вспомогательного оборудования, необходимого для решения определенного класса технологических задач.

Буровые технологические комплексы разнообразны в силу разнообразия задач, решаемых средствами бурения и геолого-технических условий производства работ. Бурение неглубоких (до 10 м) шурфов в рыхлых отложениях и проходка двухкилометровых скважин диаметром 46 мм в скальных породах реализуется приложением к забою механической энергии, отличающейся не только по количеству, но и по своему характеру. Нередко

Таблица 8.10. **Параметрический ряд буровых установок для бурения гидрогеологических скважин (основные характеристики)**

Параметры	Класс установок																
	1			2			3			4			5			6	
Грузоподъемность, кН: номинальная максимальная	25 40			40 63			63 100			125 200			200 320			320 500	
Основной способ бурения	ВПП	ВС	УК	ВПП	ВОП	ВС	УК	ВПП	ВОП	УК	ВПП	ВОП	УК	ВПП	ВОП	ВПП	ВОП
Глубина бурения, м	60	50	50	100	100	50	100	200	150	200	300	300	300	500	450	600	600
Диаметр бурения, мм начальный конечный	- 194	- 194	- 354	- 194	600 -	- 194	- 345	- 194	1000 -	- 345	- 194	1200 -	- 345	- 194	1300 -	- 194	1400 -
Частота вращения, об/мин минимальная максимальная	60 180	40 200	- -	60 180	20 60	40 100	- -	60 180	20 50	- -	60 160	20 50	- -	60 200	20 50	60 200	20 40
Максимальный крутящий момент вращателя, Н · м	3000	4000	-	4000	5000	8500	-	6000	7500	-	9000	15000	-	12000	17500	12000	25000
Частота ударов снаряда в 1 мин.: минимальная максимальная	- -	- -	30 50	- -	- -	- -	40 50	- -	- -	40 50	- -	- -	20 50	- -	- -	- -	- -

Примечание: ВС – бурение без промывки шнеками, ложковыми и спиральными бурами; ВПП – бурение с прямой промывкой; ВОП – бурение с обратной промывкой; УК – ударно-канатное бурение.

возможность разрушения разных по свойствам горных пород одинаковым способом ограничивается условиями керносбережения, характером требований к содержанию и качеству отбираемых в процессе бурения проб минерального вещества. На разных геологических объектах требования к технологическому результату бурения могут быть прямо противоположными: в одних случаях от буровой технологии требуется гидроизоляция вскрываемых скважиной проницаемых пород (например, путем формирования на стенках скважины плотной глинистой корки), в других – сохранение естественной проницаемости. Разнообразие и противоречивость решаемых средствами бурения технологических задач ограничивает возможности унификации и универсализации бурового оборудования.

Разведочное бурение производится установками, состоящими из бурового станка, насоса и буровой вышки или мачты. Буровой станок представляет собой машину комбинированного типа с двумя, как правило, исполнительными органами: *вращателем* с присоединенным к нему механизмом добычи, сообщающим вращение и осевую нагрузку колонне бурильных труб, и *лебедкой,* посредством которой через талевую систему выполняется спуск и подъем бурильной колонны с различным технологическим оборудованием. Вращатели по своей конструкции подразделяются на шпиндельные, подвижные и роторные. Конструктивная схема станка и установки в целом существенно определяется принятым типом вращателя и механизмом подачи.

Станки, оборудованные шпиндельным или подвижным вращателем, предназначены для бурения вертикальных, наклонных и восстающих (в горных выработках) скважин и дают возможность регулировать в широких пределах величину нагрузки на забой.

Насос служит для подачи в скважину очистного агента с целью охлаждения породоразрушающего инструмента и выноса частиц разрушенной породы (шлама) на поверхность. Привод бурового станка может быть индивидуальным электрическим, от общего двигателя внутреннего сгорания через клиноременную передачу или комбинированным. Буровая вышка (мачта) служит для размещения на ней талевой оснастки (системы блоков и канатов) и выполнения спуско-подъемных операций с различными грузами.

Буровое здание служит для размещения бурового и вспомогательного оборудования, средств малой механизации (труборазвороты, обогреватели, электрические щиты и пульты управления), а также защиты обслуживающего персонала в зимних условиях от атмосферных воздействий, особенно в зимних условиях. Транспортная база является элементом передвижных и самоходных буровых установок. Для передвижных установок транспортной базой являются сани или колесные платформы. Самоходные установки монтируются на шасси тракторов или автомобилей.

Аналогичные установки ударно-канатного бурения не имеют в своем составе промывочного насоса и механизмов для работы с колонной бурильных труб.

Установки, использующие для очистки от шлама воздух (бурение с продувкой), вместо насоса оснащаются компрессорами.

Параметрический ряд буровых станков для бурения скважин для бурения скважин на твердые полезные ископаемые представлен в табл. 8.11.

Основу технологических буровых комплексов составляют установки типа УКБ

Наибольшее распространение среди этих установок имеют УКБ-4П, УКБ-5П и УКБ-7П (соответственно 4, 5 и 7 классов), а также самоходная буровая установка УКБ-200/300 (УКБ-3С) 3-го класса и стационарная буровая установка УКБ-8 восьмого класса.

8.9. Буровые станки и насосы

Буровые станки вращательного бурения

Колонковое бурение осуществляется в основном станками с гидравлической подачей. В настоящее время эти станки изготавливаются для бурения скважин глубиной 50-3000 м.

Таблица 8.11. **Параметрический ряд бурового оборудования для бурения скважин на твердые полезные ископаемые**

Параметры	Класс/типоразмер станков							
	УКБ-1	УКБ-2	УКБ-3	УКБ-4	УКБ-5	УКБ-6	УКБ-7	УКБ-8
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Номинальная глубина бурения, м:								
алмазного	25	100	300	500	800	1200	2000	3000
твердосплавного	12,5	50	200	300	500	00	1200	2000
Грузоподъемность, кН:								
рабочая	1025	6,3	20,0	32,0	50,0	80,0	125,0	200,0
максимальная	2,0	10,0	32,0	50,0	80,0	125,0	200,0	320,0
Диаметр скважины, мм:								
начальный, не менее	93	132	132	151	151	151	212	295
конечный для породоразрушающего инструмента	-	-	-	-	-	-	-	-
алмазного	36	46	59	59	59	59	59	59
твердосплавного	76	93	93	93	93	93	93	93
Частота вращения снаряда, об/мин, при бурении:								
вращательном	250-1200	200-1500	160-1500	160-1500	160-1500	160-1500	160-1500	160-1500
ударно-вращательном	-	-	25-230	25-230	18-230	15-230	12-230	12-230
Угол наклона вращателя, градус	70-90	0-360	-	-	70-90	75-90	-	90
Скорость подъема бурового снаряда:								
минимальная, не более		0,6	0,55	0,45	0,4	0,32	0,3	0,25
максимальная, не более		1,2	1,4	1,4	1,4	1,5	1,5	1,5
Длина свечи, м	1,6	4,7	9,5	9,5	14,0	14,0-18,6	18,6	18,6-24,0
Мощность приводного электродвигателя, КВт	3	11	15	22	30	45	55	75

Гидравлическая подача обладает следующими достоинствами:

- позволяет регулировать и контролировать нагрузку на коронку;
- освобождает бурового мастера от физической нагрузки при регулировании подачи инструмента;
- позволяет фиксировать контакты пород различной твердости;

- предотвращает падение бурового инструмента при встрече каверн, пустот;
- может быть использован как гидравлический домкрат при прихвате инструмента.

Станки с гидравлической подачей могут успешно применяться при бурении коронками различных типов. Для проходки мягких пород I-IV категорий по буримости эти станки можно оснащать длинными ведущими трубами с целью сокращения времени на перекрепление зажимных патронов. При этом подачу инструментов вниз следует осуществлять с барабана лебедки.

Буровой станок – главный элемент любой буровой технологической установки. Он представляет собой машину, преобразующую механическую энергию вращения двигателя в рабочее давление исполнительного органа, осуществляющего технологический процесс.

Буровой станок, как правило, имеет три основных исполнительных органа: вращатель, передающий вращение колонне бурильных труб; механизм подачи, осуществляющий перемещение снаряда вдоль оси скважины и формирующий осевую нагрузку на забой; лебедка, посредством которой осуществляется спуско-подъемные операции.

Наличие трех относительно независимых исполнительных органов в буровом станке обусловлено сложной структурой технологического процесса вращательного бурения, основные операции и составные части которого (собственно бурение или углубка скважины, наращивание снаряда по мере углубки, спуско-подъемные операции) по своему содержанию очень сильно отличаются друг от друга.

Двигатель – это обычно электрическая или тепловая машина, реже гидравлическая машина, преобразующая физическую энергию (электрическую, тепловую энергию сгорания топлива) в механическую вращательную энергию, снимаемую с рабочего вала двигателя.

Основными технологическими характеристиками являются: мощность (количество энергии, трансформируемой в единицу времени), частота вращения, крутящийся момент (тангенциальное усилие на валу, приведенное к единице длины радиуса вала) и перегрузочная способность.

Мощность, частота вращения и крутящийся момент у большинства двигателей являются непостоянными, «плавающими» характеристиками. Чем больше нагрузка на исполнительном органе станка, тем выше развиваемая двигателем мощность, тем меньше частота вращения и тем выше крутящийся момент на валу.

Условия же работы бурового станка меняются зачастую очень резко и в очень широком диапазоне. Проходка вязких глинистых пород большим диаметром при забуривании скважин требует иных технологических режимов, чем бурение крепких пород алмазным инструментом малого диаметра. Нередко встречаются разрезы с частым чередованием горных пород, имеющих резко отличающиеся свойства.

Преодолеть технологическую ограниченность характеристик двигателя помогает трансмиссия – комплекс различных устройств и механизмов, соединяющих двигатель с исполнительными организма станка. Трансмиссия составляет значительную часть всех узлов станка, обуславливает его габариты и массу.

В этом отношении огромные преимущества имеют гидромоторы, гибкие механические характеристики которых, обеспечивающие легкость регулирования параметров вращения рабочего вала, позволяет отказаться от трансмиссии. Гидромотор непосредственно устанавливается на направляющих мачты буровой установки и выполняет роль подвижного вращателя. Это преимущество особенно значимо проявляется в самоходных буровых установках, монтируемых на траспортной базе автомобилей или тракторов.

Однако большинство современных станков механического вращательного бурения имеют трансмиссию в качестве основного элемента конструкции. Устройство и конструктивное исполнение трансмиссии лучше всего характеризует кинематическая схема бурового станка. На рис. 8.16 представлена кинематическая схема наиболее типичного по конструктивному исполнению бурового СКТО-75 (ЗИФ-1200МР).

Трансмиссия, как правило, включает в себя следующие элементы: упругую соединительную муфту, муфту сцепления (фрикцион), понижающий редуктор, коробу перемены передач и коробку отбора мощности (раздаточную коробку). Рассмотрим эти элементы подробно.

Упругая соединительная муфта по своему конструктивному исполнению представляет собой две фланцевые полумуфты, одна из которых с помощью шпоночного соединения устанавливается на выходном валу двигателя, а вторая – таким же образом на выходном валу фрикциона. В прорезях (фигурных углублениях, располагающихся в полумуфтах друг против друга) помещаются упругие (чаще всего резиновые) пластины, через которые вращение от вала электродвигателя передается на входной вал фрикциона. Таким образом удается компенсировать несоосность валов, неизбежно возникающую при монтаже двигателя на общей раме станка. Двигатель – сменный элемент бурового станка, изготавливаемый на специализированных заводах. Обеспечить же безопасные пределы несоосности соединения с высокооборотным двигателем при изготовлении и ремонте станка в случае жесткого соединения чрезвычайно трудно и дорого. Кроме того, прочность резиновых элементов рассчитывается таким образом, чтобы в случае аварийного заклинивания колонны бурильных труб и при отказе фрикциона происходило разрушение именно этих легко заменяемых элементов, а не деталей станка или двигателя.

Муфта сцепления (фрикцион) имеет несколько функций. Во-первых, фрикцион обеспечивает плавное включение станка и позволяет избежать динамических инерционных нагрузок (ударов) на детали бурового станка, а так же инерционных нагрузок на двигатель при включении бурового станка в работу.

Во-вторых, фрикцион позволяет включать и выключать буровой станок без остановки и запуска двигателя. Пусковые нагрузки вредно сказываются на двигателе, приводят к его преждевременному износу. Необходимость же останавливать буровой станок возникает каждый раз при изменении режима его работы (при переключении передач) и во многих других случаях, неизбежно сопровождающих технологический процесс бурения.

В-третьих, фрикцион является ограничителем крутящего момента, предохраняющим двигатель, станок и буровой снаряд от перегрузок.

Представление о принципе конструктивного исполнения фрикциона дает кинематическая схема бурового станка (рис. 8.16). Основным элементом фрикциона является набор дисков, покрытых веществом, имеющим большой коэффициент трения. Одни диски связаны с входным валом, а другие – с выходным валом фрикциона и имеют возможность осевого перемещения друг относительно друга по шлицевым соединениям. Усилие прижатия дисков друг к другу регулируется рукояткой включения от нуля до некоторой фиксированной величины. При этом частота вращения ведомого (выходного) вала фрикциона изменяется пропорционально величине силы трения, возникающей между парами дисков при их прижатии друг к другу от нуля до частоты вращения двигателя.

Фрикционы делятся на постоянно замкнутые (прижатие дисков обеспечивается силовой пружиной фрикциона при работе станка, а расцепление дисков осуществляется усилием рукоятки управления) и постоянно разомкнутые – прижатие дисков друг к другу обеспечивается усилием рукоятки управления.

Понижающий редуктор используется в станках механического вращательного бурения, оснащаемых нерегулируемыми асинхронными электродвигателями и двигателями внутреннего сгорания. Как правило, это одно - двухступенчатый цилиндрический редуктор, передача вращения в котором от входного (ведущего) вала на промежуточный и выходной (ведомый) осуществляется через пары цилиндрических зубчатых колес, закрепленных на валах неподвижно посредством шпоночных соединений. В каждой паре зубчатых колес вращение передается от колеса с меньшим числом зубьев к колесу с большим числом зубьев. Этим достигается общее уменьшение частоты вращения и увеличения пе-

редаваемого крутящего момента и приближение параметров механической вращательной энергии к значениям, необходимым для осуществления процесса бурения.

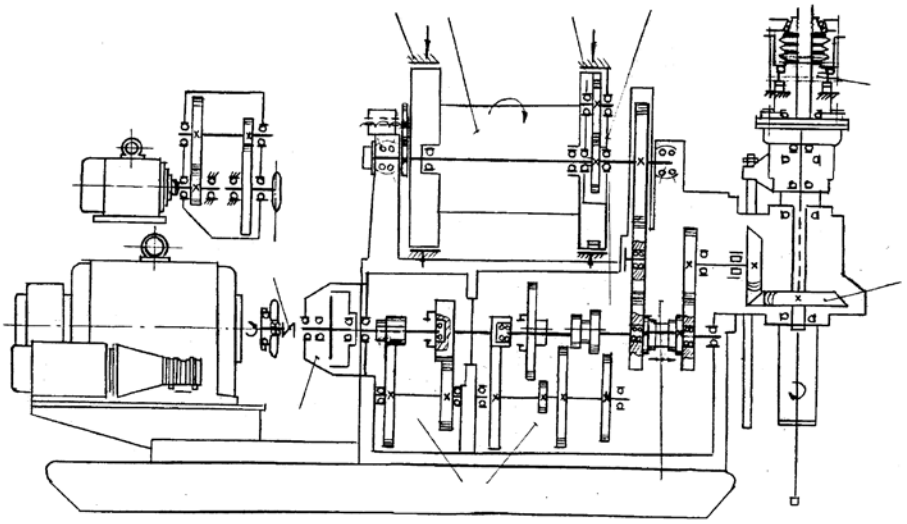


Рис. 8.16. Кинематическая схема СКТО-75 (ЗИФ-1200МР)

1 – соединительная муфта; 2 – фрикцион; 3 – коробка перемены передач; 4 – раздаточная коробка; 5 - вращатель; 6 – зижимной патрон; 7 – водило лебедки; 8 – барабан лебедки; 9 – тормоза лебедки

Коробка перемены передач – элемент конструкции станков со ступенчатым регулированием частоты вращения. Станки с тиристорным приводом (СКБ-7 и СКБ-8), а также установка с подвижным вращателем на основе гидродвигателя не имеют коробки передач в своем составе.

Конструктивно короба перемены передач представляет собой цилиндрический редуктор с переменным передаточным числом. Изменение передаточного числа достигается включением в работу разных пар зубчатых колес путем перемещения по шлицам выходного (ведомого) вала коробки муфт включения той или иной пары зубчатых колес.

Коробка отбора мощности (*раздаточная коробка*) так же представляет собой систему валов и зубчатых колес – редуктор с несколькими выходными валами, вращение каждого из которых обеспечивает привод одной из подсистем бурового станка и, в конечном счете, обеспечивает привод одного из исполнительных органов бурового станка: барабана лебедки, шпинделя вращателя и связанных с ним конструктивно силовых гидроцилиндров подачи. Схема раздаточной коробки пока показана на общей кинематической схеме (рис. 8.16). Нередко коробка передач и раздаточная коробка выполняются единым блоком.

Таким образом, трансмиссия бурового станка механического вращательного бурения представляет собой систему зубчатых передач, обеспечивающих трансформации, регулирование параметров и распределение механической вращательной энергии.

Основным исполнительным органом бурового станка является вращатель. Тип конструкции вращателя определяет эксплуатационные возможности и область рационального применения бурового станка. Конструкции вращателей разнообразны.

В табл. 8.12 приведена классификация вращателей буровых станков. Как следует из этой классификации, основными типами вращателей являются шпиндельный роторный и подвижный.

Кинематическая схема бурового станка, представленная на рис. 8.16 дает представление о конструктивном решении вращателя шпиндельного типа. По сути это механизм – конический редуктор, передающий вращение через пару конических шестерен от раздаточной коробки и коробки перемены передач полому или сплошному шпинделю, соединяемому посредством зажимных патронов с бурильной колонной.

<table>
<tr><td rowspan="2">Особенности конструкции</td><td colspan="6">Тип вращателя</td></tr>
<tr><td colspan="2">Шпиндельный</td><td colspan="2">Роторный</td><td colspan="2">Подвижный</td></tr>
<tr><td>Основные элементы</td><td colspan="2">Шпиндель и приводная втулка</td><td colspan="2">Приводная втулка с вкладышами</td><td colspan="2">Редуктор в сборе</td></tr>
<tr><td rowspan="3">Разновидности основных элементов</td><td colspan="2">Шпиндель</td><td colspan="2">Ведущая труба</td><td colspan="2">Ведущий вал</td></tr>
<tr><td>Проходной</td><td>Непроходной</td><td rowspan="2">Извлекаемая из ротора</td><td rowspan="2">Неизвлекаемая</td><td>Проходной</td><td>Непроходной</td></tr>
<tr><td>Полый</td><td>Сплошной</td><td>Полый</td><td>Сплошной</td></tr>
<tr><td>Соединение с бурильной колонной</td><td>Патроном</td><td>Резьбовое</td><td colspan="2">Резьбовое или фланцевое</td><td>Патроном</td><td>Резьбовое или патроном</td></tr>
<tr><td>Способ освобождения из устья скважины</td><td colspan="2">Отодвигание станка или поворот вращателя на шарнире</td><td colspan="2">Освобождение проходного отверстия ротора, отодвигание или поворот его на шарнире</td><td colspan="2">Подъем, отодвигание или поворот на шарнире</td></tr>
</table>

Таблица 8.12. **Классификация вращателей буровых станков**

Конические шестерни являются основным элементом шпиндельного вращателя. Установка конических пар с разным передаточным числом позволяет расширить диапазон частот вращения бурового станка, что имеет большое значение при ступенчатом регулировании скорости вращения.

На кинематической схеме бурового станка (см. рис. 8.16) показано принципиальное устройство гидромеханического зажимного патрона, закрепленного на шпинделе и соединяющего шпиндель станка с бурильной колонной.

Патрон нормально замкнутый – зажимные плашки усилием силовой пружины заклинивают ведущую бурильную трубу во вращателе. Раскрепление патрона при перехвате бурового снаряда в ходе углубки скважины, а так же при наращивании бурильной колонны и при спуско-подъемных операциях осуществляется гидравлической системой.

В конструкциях буровых станков используются как чисто гидравлические патроны (и зажим и раскрепление их осуществляется гидравлической системой), так и чисто механические зажимные патроны, аналогичные по своему устройству зажимным патронам токарных металлообрабатывающих станков. Вращатель через траверсу связан с силовыми гидроцилиндрами подачи – зачастую изготавливается с ними единым конструктивным блоком и помещается в едином корпусе.

Траверса служит для передачи осевого усилия от штоков гидроциклонов подачи шпинделю бурового станка и от него через зажимные гидропатроны бурильной колонне.

Траверса представляет собой горизонтальную балку, жестко закрепленную центральной своей частью на шпинделе станка, а концами – на рабочих штоках гидроцилиндров подачи.

Шпиндель бурового станка, таким образом, через пару конических шестерен получает вращение от привода, а через траверсу – осевые усилия перемещения от гидроцилиндров подачи. Зажимные патроны передают перемещение от гидроцилиндров подачи. Зажимные патроны передают вращение и осевое усилие от шпинделя бурильной колонне.

Роторный вращатель так же представляет собой механизм редукторного типа. Однако основным его рабочим элементом является не шпиндель с парой конических шестерен, а горизонтально расположенный дискообразный ротор с относительно большим центральным проходным отверстием и зубчатым венцом, выполненным по его наружному диаметру.

Зубчатый венец ротора воспринимает вращение от трансмиссии бурового станка и передает его бурильной колонне через сменную приводную втулку, шестигранное или четырехгранное центральное отверстие которой соответствуют размерам и форме поперечного сечения ведущей бурильной трубы. Ротор обычно не имеет жесткой конструктивной связи с механизмом подачи, а является самостоятельным механизмом и для мощных буровых установок изготовляется отдельным блоком.

Подвижный вращатель, как правило, состоит из двух основных частей – гидромотора и двухступенчатого цилиндрического редуктора с переменным передаточным числом, аналогичным по своему устройству коробке перемены передач. Наличие такого редуктора в подвижном вращателе позволяет до предела расширить диапазон условий его эффективного применения.

Отличия конструктивного исполнения вращателей разных типов – прежде всего размеры приводной втулки или аналогичного конечного звена кинематической цепи – определяют принципиальные особенности эксплуатационных качеств вращателя.

Шпиндельный вращатель по сравнению с вращателем других типов обеспечивает повышенные частоты вращения снаряда (до полутора и даже двух тысяч оборотов в минуту), что необходимо при алмазном бурении скважин малого диаметра в твердых породах. В то же время шпиндель обеспечивает относительно невысокие значения крутящихся моментов, что ограничивает возможность применения вращателей данного типа при бурении скважин большого диаметра, прежде всего эксплуатационных.

Роторный вращатель, наоборот, характеризуется относительно невысокими значениями обеспечиваемой частоты вращения и высокими значениями силовых характеристик. Поэтому роторные вращатели наиболее эффективны при проходке скважин большого диаметра (до 0,5 м и более), а так же при проходке скважин предельной глубины (2000 и более метров).

Подвижный вращатель на основе гидромотора обладает чрезвычайно гибкой рабочей характеристикой, что наиболее важно при бурении скважин среднего диаметра (93-225 мм) в сложных условиях (в рыхлых отложениях, глинистых пучащихся породах, в плывунах и т.д.). Однако технические решения современных подвижных вращателей не обеспечивают передачи на забой больших мощностей. Поэтому их применение пока ограничивается бурением скважин небольшой глубины (до 300 м, в ряде случаев – до 500 м).

Лебедка – один из основных функциональных блоков бурового станка – представляет собой механическую систему планетарного типа. На кинематической схеме (рис. 8.16) показано ее принципиальное устройство, основные элементы конструкции и их взаимодействие.

Принцип работы планетарной лебедки следующий. Центральная солнечная шестерня Z_C неподвижно закреплена шпоночным соединением на рабочем валу лебедки получающим вращение от раздаточной коробки через коробку перемены передач. В непрерывном зацеплении с ней находятся три шестерни сателлитов Z_{CAT}, имеющие возможность вращаться как вокруг собственной оси, так и обегать вокруг солнечной шестерни, получая вращение от нее через зубчатое зацепление. Оси сателлитов закреплены на водиле – массивном стальном диске, свободно сидящем на валу лебедки. Одновременно сателлиты Z_{CAT} находятся в постоянном зацеплении с внутренним зубчатым венцом Z_B и могут вращать его, оставаясь на месте, либо обегать его и солнечную шестерню, если заторможен (остановлен) зубчатый венец. При обегании сателлитами зубчатого венца и солнечной шестерни водило начинает вращаться. При остановке (торможении) водила начинает вращаться, получая вращения от солнечной шестерни через сателлиты, зубчатый венец, а

вместе с ним и барабан лебедки, жестко соединенный с ним. Водило и зубчатый венец снабжены тормозными колодками, воздействуя посредством рычага на которые можно затормозить (остановить) их вращение. Затормозив водило рычагом тормоза подъема, мы заставляем барабан лебедки вращаться. Проходит наматывание ходового конца каната талевой оснастки на барабан лебедки и формируется усилие подъема. При торможении зубчатого венца и барабана рычагом тормоза спуска фиксируется неподвижность талевой оснастки (буровой снаряд или грузоподъемная гарнитура фиксируется в подвешенном состоянии). При опускании обоих рычагов происходит сматывание каната с барабана лебедки под действием веса снаряда или грузоподъемной гарнитуры. Торможение обоими рычагами одновременно не допускается. В конструкциях лебедок имеются различия, но принцип действия планетарного механизма является общим для большинства из них.

От раздаточной коробки, кроме вращателя и лебедки, во многих случаях осуществляется привод гидравлической системы станка. В некоторых станках (СКБ-5, СКБ-7, СКБ-8) гидросистема станка имеет индивидуальный электропривод.

Технические решения гидросистем буровых станков разнообразны. Общее устройство и принцип действия гидравлической системы бурового станка можно представить упрощенной схемой, представленной на рис. 8.17.

Гидросистема станка состоит из следующих основных элементов: маслонасос, маслобак, системы трубопроводов (всасывающая, напорная и сливная магистрали), дроссель, золотник управления, силовые гидроцилиндры.

Маслонасос выполняет роль приводного двигателя: он формирует поток энергоносителя, обеспечивает давление масла в напорной магистрали. Чаще всего используются шестеренчатые маслонасосы, формирующие рабочее давление путем переноса частиц масла из всасывающей магистрали в напорную магистраль в межзубном пространстве находящихся в зацеплении и вращающихся с высокой частотой зубчатых колес.

Маслобак служит резервуаром, из которого масло поступает в гидросистему и в который сливается из напорной магистрали, а так же из полостей гидроцилиндров.

Дроссель (регулируемое гидросопротивление) предназначен для управления величиной рабочего давления в гидросистеме. В зависимости от того, где он устанавливается – в напорной или сливной магистрали – различаются типы гидросистем и принципы их работы.

Золотник управления предназначен для подключения напорной магистрали к нижним или верхним рабочим полостям силовых гидроцилиндров, а так же для соединения напорной и сливной магистралей. Тем самым обеспечивается управление работой силовых гидроцилиндров. Во многих конструкциях станков используются автоматические реверсивные золотники, осуществляющие переключение по достижении поршнем крайних точек.

Силовые гидроцилиндры являются исполнительным органом, преобразующим рабочее давление в гидросистеме в усилие подачи и энергию потока масла в гидросистеме в работу поступательного перемещения штоков гидроцилиндров под нагрузкой.

Рассмотрим принцип действия гидросистемы бурового станка при различных условиях бурения, пользуясь схемой, представленной на рис. 8.17.

Гидравлическая система буровых станков состоит из двух неподвижных цилиндров 1, в которых передвигаются поршни 2 со штоками 3. Верхние концы штоков траверсой 7 связаны со шпинделем 8, посаженным на упорных шарикоподшипниках и пружинно-гидравлическим патроном 6. Для усиления жесткости конструкции к траверсе 7 прикреплены два направляющих штока 3, перемещающихся в бронзовых втулках, установленных на приливах 5 к цилиндрам 1; на одном из направляющих штоков нанесены деления, позволяющие наблюдать за скоростью подачи.

Лопастной маслонасос 10 подает масло из маслобака 9 в нагнетательный маслопровод 13, в который включены коробка обратных клапанов 12, предохранительный клапан 14 и дроссель 15. Параллельно маслонасосу 10 подключен ручной аварийный масло-

насос 11. Далее масло подается в цилиндры подачи бурового инструмента, или по маслопроводу 22 в цилиндр перемещения станка.

Регулировка давления масла в цилиндрах подачи осуществляется дросселем 15. Давление контролируется манометром 16. Нагрузка на забой контролируется дриллометром 20.

С помощью распределительного крана 17 можно верхнюю или нижнюю полости цилиндров 1 сообщать через маслопроводы 18 и 19 с нагнетательной линией 21.

Если вес бурильной колонны недостаточен для создания необходимой нагрузки на колонку, то масло под давлением направляется в верхние полости цилиндров, для чего кран 17 ставят в положение 1.

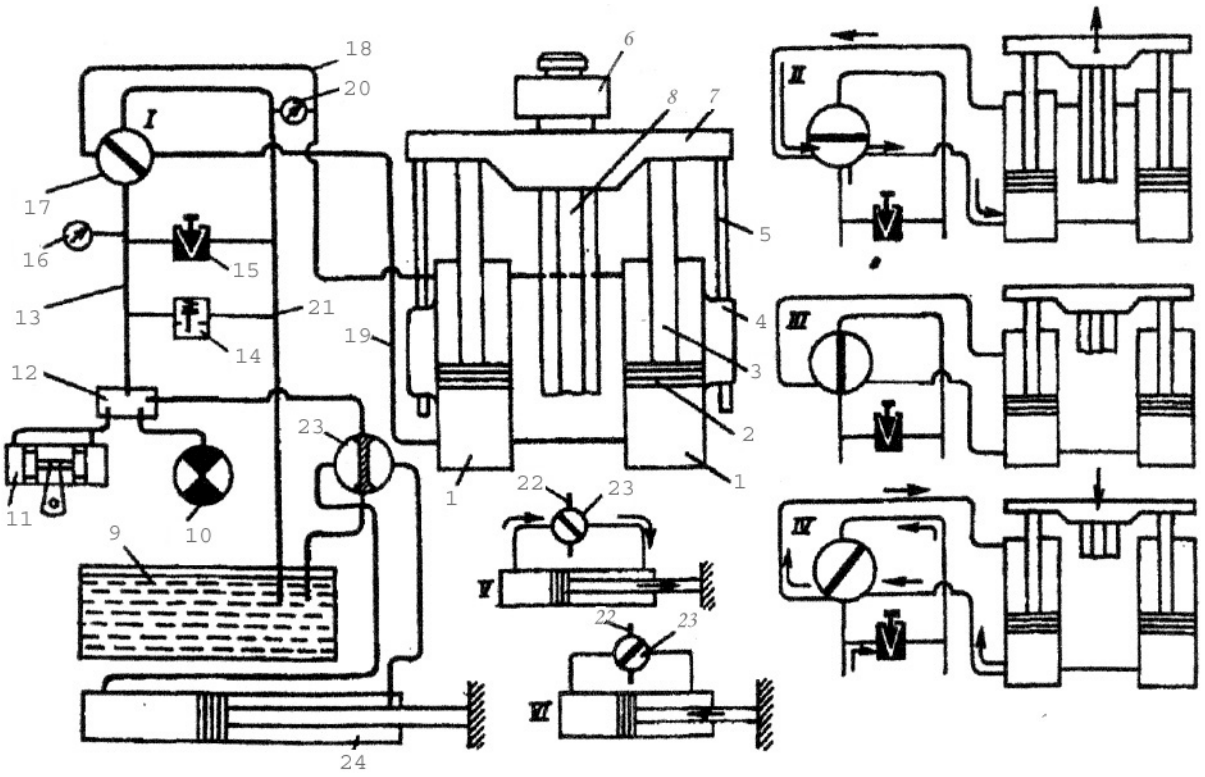


Рис. 8.17. Схема гидравлической подачи буровых станков в различных режимах работы

По мере углубления скважины и увеличения веса бурильной колонны надо уменьшать давление масла в верхней полости цилиндров с помощью крана 17. Если колонна бурильных труб собственным весом будет создавать нагрузку на забой больше требуемой, то необходимо произвести разгрузку колонны путем нагнетания масла в нижние полости цилиндров. Для этого распределительный кран 17 устанавливают в положение IV. Если дроссель 15 закрыть, поршни будут поднимать инструмент от забоя. При бурении необходимо через дроссель 15 сбрасывать все масло, нагнетаемое насосом 10 и вытесняемое опускающимися поршнями 2, и, регулируя скорость истечения масла, создавать тем большее давление под поршнями, чем больше разница, между весом бурильной колонны и требуемой нагрузкой на забой. Бурение с разгрузкой можно вести и при выключенном насосе за счет дросселирвания вытесняемого из нижних полостей цилиндров масла.

Для быстрого подъема ненагруженного шпинделя распределительный кран устанавливается в положение II. В этом случае жидкость из маслонасоса направляется в обе полости цилиндров. Так как площадь поршня снизу больше, чем сверху (из-за штоков), то

и сила, действующая снизу, будет превышать силу, действующую сверху, что заставит поршни подниматься.

Для остановки подачи кран устанавливается в положение III, перекрывающее движение масла, как в напорной, так и в сливной магистрали, его истечение из цилиндров и поступление в них.

Для отката станка от скважины кран 23 устанавливают в положение V, при котором масло закачивается в ближнюю к шпинделю полость 24 горизонтального перемещения. При движении станка к скважине осуществляется установкой крана 23 в положение VI.

Недостаток гидравлической подачи, представленной на рис. 8.17, заключается в том, что скорость ее колеблется в породах, перемежающихся по крепости. Это приводит к самозаклиниванию керна и преждевременному износу коронок.

Для станков алмазного бурения целесообразно использовать схему гидравлической подачи с дополнительным регулированием потока масла, истекающего из нижних полостей цилиндров.

При бурении с дополнительной нагрузкой дополнительным дросселем создается противодавление под поршнями, что повышает плавность подачи инструмента, уменьшает вибрацию бурильной колонны и увеличивает работоспособность коронок.

Гидравлические и механические системы в буровых станках взаимосвязаны и конструктивно, и функционально: характеристики гидросистемы способствуют более полному раскрытию возможностей кинематической схемы.

Современные буровые станки механического вращательного бурения имеют достаточно узкую технологическую специализацию, особенности их конструктивного исполнения соответствуют определенным областям эффективного использования.

Буровые станки БСК-2М2-100 и БСК-2В-100 предназначены для колонкового бурения алмазными и твердосплавными коронками разведочных скважин из подземных горных выработок, а так же в стесненных условиях на поверхности земли. Основными узлами этих станков являются: приводной двигатель, четырехскоростная коробка перемены передач с врезанным масляным фрикционом, вращатель с механическим зажимным патроном и гидроцилиндрами подачи, гидросистема, верхняя и нижняя рамы, штангоподъемник. Особенностью станков является отсутствие лебедки и осуществление подъема инструмента посредством механизма подачи и штангоподъемника с автоматическим перехватом, а спуска снаряда в скважину – с помощью постоянно замкнутого тормоза. Масло в гидроцилиндры подачи в процесс бурения нагнетается шестеренным маслонасосом НШ-32В, а в процессе спуско-подъемных операций – лопастным маслонасосом Н-400. Коническая пара зубчатых колес на вращателе сменная, благодаря чему обеспечивается два диапазона частот вращения шпинделя (от 200 до 1250 мин$^{-1}$). На шпинделе имеется сменная центрирующая втулка под бурильные трубы диаметром 33,5 и 42 мм. Механизм подачи снабжен дроссельным регулятором скорости на линии слива из гидроцилиндров, обеспечивающим улучшенные условия работы алмазной коронки в трещиноватых и неоднородных по прочности горных породах. Для автоматизации изменения направления движения траверсы вращателя при спуско-подъемных операциях механизм подачи снабжен автоматическим реверсионным золотником.

Использование гидроцилиндров подачи при бурении горизонтальных и наклонных скважин для выполнения спуско-подъемных операций облегчает и ускоряет их.

Грузоподъемность гидравлических цилиндров P_1, Н, определяется по формуле

$$P_1 = 10\ kqh \qquad (8.21)$$

Максимальное давление жидкости P_{max} (н/см^2)

$$P_{\max} = \frac{10kqH}{mF}, \qquad (8.22)$$

где m – число цилиндров; F- площадь поршня снизу, см^2; q – масса одного метра бурильных труб, кг; H – предельная глубина скважины, м; k – коэффициент, учитывающий дополнительный вес УБТ и возможные прихваты инструмента (k = 1,5-2,0).

В начале бурения, когда требуемая нагрузка на коронку P >qH, то необходимо создать дополнительную нагрузку с помощью увеличения давления масла над поршнем. Тогда

$$P_1 = \frac{P - qH}{F_1}, \quad \text{Н/см}^2 \tag{8.23}$$

где F_1 – площадь поршня сверху (за вычетом площади сечения штока), см^2.

Когда $qH>P$, то только часть веса должна быть передаваться на забой и давление под поршнем должно быть равным

$$P = \frac{qH - P}{mF_1}, \tag{8.24}$$

При установки УБТ формула (6.4) примет следующий вид

$$P = \frac{[q(H - l) + q_T l] - P}{mF}, \tag{8.25}$$

где $q_т$ – вес одного метра УБТ; l – длина УБТ.

Если породоразрушающий инструмент поднят над забоем, то вес колонны бурильных труб в условиях бурения определяется по следующей формуле

$$mFP_o = qH, \tag{8.26}$$

где P_o – давление масла под поршнем при вращающейся коронке, приподнятой над забоем.

Нагрузка на породоразрушающий инструмент P(н/см^2)определяется как

$$P = mF(P_o - P), \tag{8.27}$$

Станок обеспечивает бурение скважин глубиной 50-120 м диаметром от 36 мм до 93 мм. В настоящее время для замены этих станков выпускаются БСК2РП и БСК-2РП-В, мощность приводного двигателя которых увеличена до 11 кВт.

Буровые станки ЗИФ-650М и ЗИФ-1200МР предназначены для бурения вертикальных и наклонных скважин твердосплавными и алмазными коронками и шарочными долотами глубиной соответственно 800 и 2000 м при конечном диаметре инструмента 59 мм.

Особенностями данных станков являются: широкий диапазон ступенчатого регулирования частоты вращения шпинделя и барабана лебедки, наличие пружинно-гидравлического зажимного патрона с дистанционным управлением, герметично закрытый планетарный редуктор лебедки, работающий в масляной ванне; постоянно разомкнутая сухая фрикционная двухдисковая муфта сцепления; водяное охлаждение шкива тормоза спуска; автономный электропривод маслонасоса гидросистемы.

В настоящее время ЗИФ-650М выпускается под маркой СКТО-65, а станок ЗИФ-1200МР под маркой СКТО - 75.

Буровой станок СКБ-4 с вращателем шпиндельного типа имеет моноблочную конструкцию с продольным расположением лебедки и единым приводом на вращатель и лебедку. К особенностям станка относятся: высокая частота вращения шпинделя и рациональное распределение диапазона скоростей; плавность подачи бурового инструмента гидросистемой с напорным золотником и дросселем на сливе; возможность бурения снарядами со съемным керноприемником, для чего увеличен диаметр проходного отверстия шпинделя. В станке использованы автомобильная коробка перемены передач и муфта сцепления автомобиля ЗИЛ-131 (рис. 8.18).

Аналогичное устройство гидросистемы имеет и станок СКБ-5. Однако в нем коробка перемены передач и раздаточная коробка выполнены единым блоком, а в качестве муфты сцепления использован сухой постоянно разомкнутый дисковый фрикцион. Вращатель оснащен двумя гидромеханическими патронами, обеспечивающими автоматический перехват снаряда по мере углубки скважины без остановки вращения. Привод лебедки съемного керноприемника осуществлен механической трансмиссией от коробки перемены передач и имеет механический ограничитель крутящего момента.

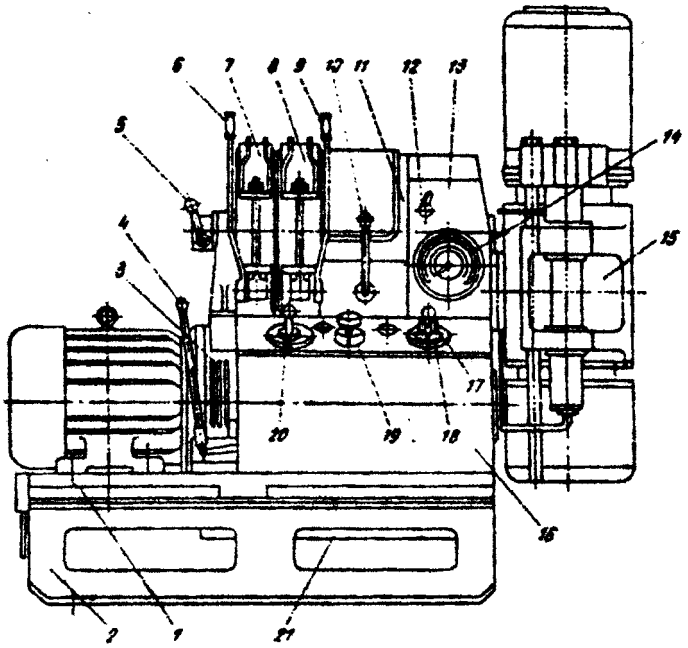


Рис. 8.18. Буровой станок СКБ-4

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

Буровой станок СКБ-7 выполнен с продольным расположением лебедки и групповым приводом механизмов вращателя и лебедки. Станок комплектуется плавнорегулируемым электроприводом ТП-1200/1200УЗ, состоящим из реверсивного и нереверсивного агрегатов, релейного шкафа и пульта управления. Вращатель оборудован двумя гидроцилиндрами подачи и двумя зажимными патронами: верхним – пружинногидравлическим и нижним – гидравлическим. Подача инструмента, регулирование осевой нагрузки, управления патронами, а также операции перемещения станка по раме от устья скважины и обратно обеспечиваются электрогидравлической системой управления. Все элементы и механизмы гидросистемы станка собраны в отдельный блок (рис. 8.19).

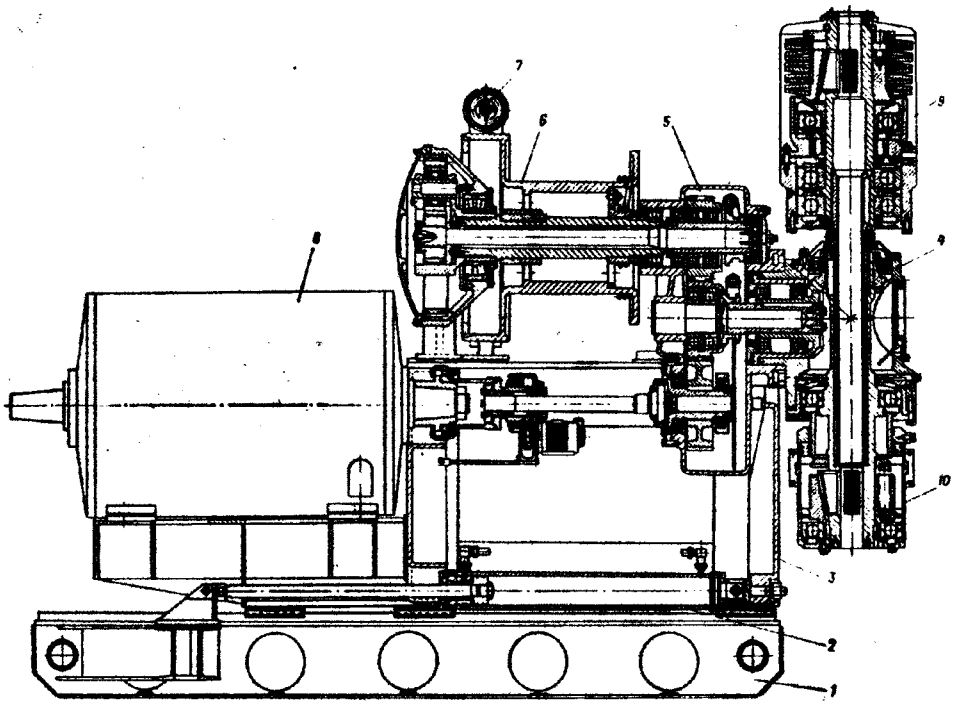


Рис. 8.19. Буровой станок СКБ-7

1 – рама; 2 – цилиндр перемещения станка; 3 –

станина; 4 – вращатель; 5 – раздаточная коробка; 6 – лебедка; 7 – тормоз; 8 – главный приводный электродвигатель; 9 – пружинно-гидравлический патрон; 10 – гидравлический патрон

Планетарный редуктор лебедки станка собран в литом стальном корпусе, расположенном слева от барабана лебедки и закрепленном на станине. Управление лебедкой установленно на выносном пульте управления. Технические характеристики станков со шпиндельным вращателем приведены в табл. 8.13.

Буровая установка УКБ-8 не имеет в своем составе бурового станка как такового, она состоит из отдельных конструктивно независимых блоков: блока ротора, блока лебедки, блока подачи, блока насосной установки, блока гидросистемы и прочее. Примерная схема расположения оборудования установки УКБ-8 представлена на рис. 8.20, а техническая характеристика – в табл. 8.14.

Блочная конструкция буровых установок предназначена для бурения предельно глубоких скважин. Так же не имеют буровых станков в их классическом виде и легкие самоходные установки, роль бурового станка у которых выполняет подвижный вращатель на базе гидромотора, размещаемый непосредственно на направляющих мачты буровой установки.

Семейство буровых станков многочисленно и разнообразно – знакомство с принципами и вариантами технических решений, предложенной в этом учебнике, позволит самостоятельно разобраться в любой конструкции.

В последние годы в России создана первая отечественная роботизированная установка РБК-4, предназначенная для бурения скважин с трубами стальными диаметром 68 мм на глубину 350 м, с ССК-76 на глубину 400 м, стальными трубами диаметром 54 мм – 500 м, ССК-59 и стальными трубами диаметром 42 мм – 700 м, ЛБТН-54 – 800 м и ЛБТН-42 – 1000 м. Установка гидрофицированная. Бурение можно вести под любым углом. Вращатель подвижный гидроприводный мощностью 45 и 65. Лебедка с гидроприводом грузоподъемностью 500 даН. Насос буровой гидроприводной НБ-4-160/63 (расход максимальный 160 л/мин, давление 6,3 МПа).

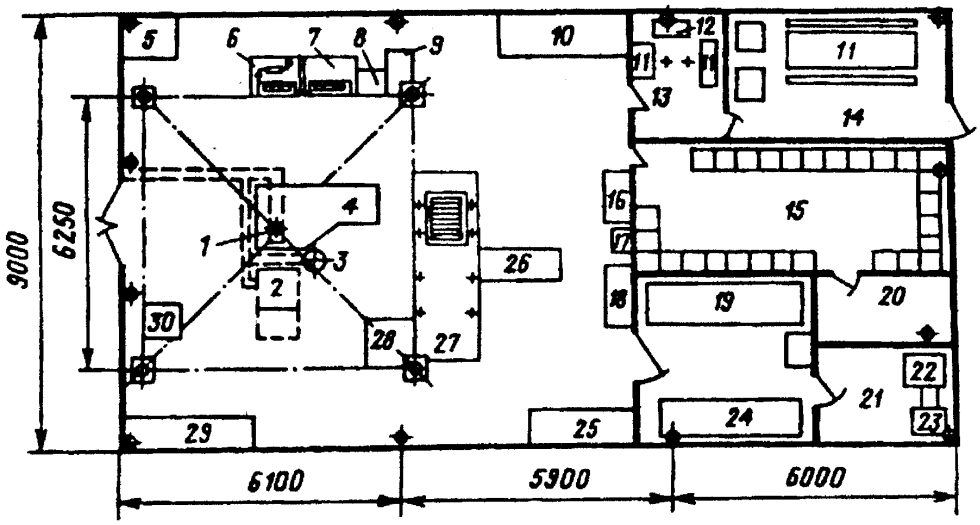


Рис. 8.20. Схема расположения оборудования буровой установки УКБ-8

1 – устье скважины; 2 – подсвечник; 3 – шурф; 4 – блок ротора; 5 – маслостанция; 6, 7 – пульты управления гидравлический и электрический; 8 – «Курс0713»; 9 – тиристорный шкаф; 10 – ЭМУ-50; 11 – стол; 12 – регистратор; 13 – комната технической документации; 14 – уголок отдыха; 15 – раздевалка; 16 – шкаф управления переменного тока; 17 – реостат; 18 – шкаф управления постоянного тока; 19 – генератор-двигатель; 20 – душевая; 21 – котельная; 22 – водяной бак; 23 – котел; 24 – промывочный насос; 25 – ПХ-15Л; 26 – блок регулятора подачи; 27 – блок лебедки; 28 – водяной бак для охлаждения лебедки; 29 – верстак; 30 – датчик давления

Таблица 8.13.**Сравнительные параметры буровых станков**

Параметры	Типы станков					
	УКБ-200/300С	СКБ-4	СКБ-5*	СКТО-65 (ЗИФ-650М)	СКБ-7**	СКТО-75 (ЗИФ-1200МР)
Привод						
Тип	Дизель Д37Е-С2	АД (асинхронный электродвигатель)	АД	АД	РЭП	АД
Мощность, кВт	30	22	30	30	70	55
Лебедка						
Тяговое усилие, максимальное, кН	min-20 max-32	26	40	35	50	50
Скорость намотки каната на барабан, м/с:						
максимальная	6,00	1,8	3,28	6,25	8,0	6,1
минимальная	0,39	0,45	0,74	0,70	-	-
Регулирование скорости намотки	Дискретное	Дискретное 4 ск	Дискретное	Дискретное	Плавное	Дискретное 8 ск.
Вращатель						
Крутящий момент, максимальный, даН·м	-	127	216	302	110	500
Частота вращения шпинделя:						
диапазон, об/мин	800-1500	155-1600	122-1505	87-800	0-1500	75-600
регулирование	Дискретное	Дискретное 8 ск	Дискретное 8 ск	Дискретное 8 ск	Плавное	Дискретное 8 ск
Усилие подачи шпинделя, кН						
вверх	40	60	88	88	150	150
вниз	30	40	66	66	120	120
Диаметр проходного отверстия шпинделя, мм	-	55 (по заказу 92)	75	66	75	78
Длина хода подачи, мм	500	400	500	500	600	600
Дополнительные устройства:						
гидропатрон	-	2	2	1	2	2
Масса, кг	9790	1800	2400	2800	5500	5200

*- СКБ-5110 и СКБ-5111 с приводом типа РЭП (регулируемый привод постоянного тока);
** - СКБ-7110 и СКБ-7111 с приводом РЭП

Таблица 8.14. **Техническая характеристика буровой установки УКБ-8**

Параметры	Значения параметров
Глубина бурения, м	
конечным диаметром 93 мм	2000
конечным диаметром 59 мм	3000
Начальный диаметр бурения, мм	295
Угол наклона скважины, градус	90
Диаметр бурильных труб, мм:	
ниппельного соединения	50; 54; 69
муфтово-замкового	50; 60,3; 63,5; 73
для съемных керноприемников	55; 70
Блок ротора	С бесступенчатым изменением частоты вращения
максимальный крутящий момент, Н·м	1960
диаметр проходного отверстия, мм	135
частота вращения, об/мин	60-1200
мощность приводного двигателя Д-812, кВт	75
масса, кг	3900
Блок лебедки	
Лебедка	Планетарная с колодчатым тормозом с бесступенчатым изменением скоростей навивки каната
Грузоподъемность, кн	
максимальная	58,75
минимальная	49,00
Скорость подъема м/с	
максимальная	2,00
минимальная	0,25
Подача инструмента	плавно регулируемая
Скорость подачи, м/ч	
минимальная	25,0
максимальная	0,1
Приводной двигатель Д-816 мощностью, кВт	150
Масса, кг	6500
Буровые насосы	
Тип	НБ-32
Число	2
Мощность приводного двигателя АКЗ-315-4, кВт	132
Генератор постоянноготока	П112
Мощность генератора, кВт	190
Масса главного привода, кг	2785
Масса агрегата, кг	2300
Агрегат для шарошечного бурения	
Начальный диаметр скважины, мм	346
Частота вращения ротора, об/мин	60-600
Диаметр проходного отверстия, мм	350
Максимальный крутящий момент на столе ротора при бурении, н м	2940

Масса блока ротора, кг	4500

Буровые насосы

Одним из основных элементов бурового агрегата, неотъемлемой составной частью технологической установки для бурения скважин является промывочный насос. Назначение промывочного насоса – нагнетание в скважину промывочной жидкости для очистки скважины от шлама выбуренных пород и охлаждения породоразрушающего инструмента. Кроме того, промывочный насос выполняет роль силовой установки гидропривода забойных гидравлических машин (гидроударников, вибраторов, турбобуров, эжекторных насо сов и т.п.). В соответствии с назначением промывочных насосов к ним предъявляются определенные требования.

1. Обеспечение необходимой производительности (расхода промывочной жидкости) – перекачку необходимого объема жидкости очистного агента в единицу времени.

2. Обеспечение рабочих давлений, соответствующих рабочим расходам промывочной жидкости и равных суммарным гидравлическим сопротивлениям движению рабочего потока жидкости в системе колонна бурильных труб – призабойные устройства - скважина.

Рабочее давление промывочного насоса – давление в его рабочей (напорной) магистрали обеспечивается соответствующей мощностью привода насоса N, (кВт), исходя из зависимости:

$$N = \frac{Q \cdot P}{k \cdot \eta}, \qquad (8.28)$$

где k – коэффициент приведения размерности; (k≈10); Q – расход промывочной жидкости, л/мин; P – давление в рабочей магистрали, гПа; N – мощность привода, кВт; η – к.п.д. насоса, (η = 0,8÷ 0,75).

Величина рабочего давления предъявляет требования к обвязке насоса: уплотнения, соединительные трубопроводы и нагнетательные шланги должны выдерживать рабочее давление с коэффициентом запаса прочности, определяемого тем обстоятельством, что разрушение обвязки рабочим давлением представляет опасность для персонала технологической буровой установки и может иметь тяжелые последствия для процесса бурения, т.к. внезапное прекращение циркуляции очистного агента в скважине может привести к аварии.

3. Промывочный насос в большинстве случаев осуществляет перекачку не чистых жидкостей, а водо-песчано-глинистых и газо-песчано-глинистых агрессивных смесей, обладающих сильным абразивным действием. Поэтому для промывки геологоразведочных скважин обычно применяют два типа насосов: а) поршневые двойного действия, двухцилиндровые и б) плунжерные, одинарного (простого) действия двух- или трехцилиндровые.

Принцип действия поршневого насоса (рис. 8.21а) заключается в следующем. Вращением шкива *1* приводятся во вращение зубчатые колеса *2* и *3*. От них посредством коленчатого вала приводится в возвратно-поступательное движение шатун *4*, крейцкопф *5*, шток *6* и поршень *7*. Цилиндр *8* сообщается с камерами всасывания и нагнетания, отделенными от цилиндра соответствующими клапанами. При движении поршня вправо всасывающий клапан *9* откроется, а нагнетательный клапан *10* закроется – в левую полость цилиндра произойдет всасывание жидкости через храпок-фильтр *11* с приемным клапаном *12* и всасывающий шланг *13*. В правой полости цилиндра происходит нагнетание жидкости через напорный клапан *14* при закрытом всасывающем клапане *15*. При движении поршня влево в правой части цилиндра произойдет всасывание жидкости (клапан *15* откроется, а клапан *14* закроется), а в левой – нагнетание через открытый клапан *10* закрытом клапане *9*.

За один оборот коленчатого вала поршень совершает два хода и следовательно всасывание и нагнетание повторяются по 2 раза. Поэтому такие насосы называются насосами двойного действия. При нагнетании жидкость проходит через клапаны *10* и *14* в камеру нагнетания, откуда проходит через нижнюю полость воздушного колпака *16* с манометром *17* и предохранительным клапаном *18* в напорную магистраль *19*.

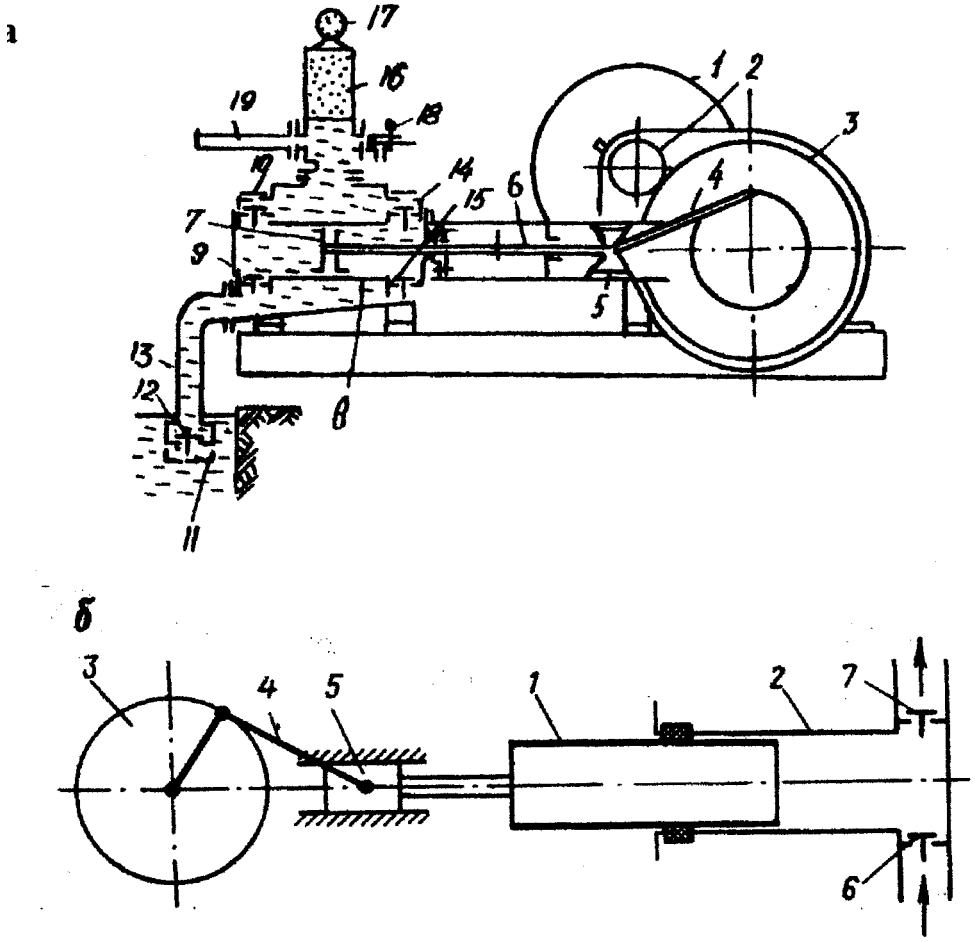


Рис. 8.21. Схема поршневого и плунжерного буровых насосов
а – схема поршневого насоса двойного действия; б – схема плунжерного насоса
1 – плунжер; 2 – гидравлическая часть насоса; 3 – зубчатое колесо; 4 – шатун; 5 – крейцкопф; 6 – всасывающий клапан; 7 0 нагнетательный клапан

Принципиальное отличие плунжерных насосов от поршневых заключается в исполнении главного рабочего органа – вытеснителя. В поршневых насосах вытеснителем служит поршень – уплотненный диск, соединенный со штоком. При этом обе поверхности диска являются рабочими и обеспечивают вытеснение жидкости из полости цилиндра. Этим обеспечивается двойное действие насоса. Серьезным недостатком поршневого вытеснителя, снижающим эффективность его применения, является ненадежность гидроуплотнения, разделяющего полости цилиндра по разные стороны поршня. При высоких рабочих давлениях в поршневой паре наблюдается неконтролируемые перетоки жидкости, снижающие к.п.д. насоса и затрудняющие регулирование его работы.

В плунжерных насосах (рис. 8.21, б) вытеснитель выполнен в виде плунжера – уплотненного цилиндра. В плунжерной паре отсутствует разделение полости цилиндра на две зоны со знакопротивоположными давлениями. Поэтому плунжерные насосы способны длительное время эффективно поддерживать высокие рабочие давления. Кроме того в плунжерной паре облегчен ремонт и замена уплотнений.

Техническая характеристика применяющихся поршневых и плунжерных насосов представлена в табл. 8.15 и 8.16.

Таблица 8.15. **Техническая характеристика поршневых буровых насосов**

Тип насоса	11ГрИ	НБ-32	НБ-125 (9МГр)
Производительность, $м^3$/мин	225; 300	294; 384; 486; 594	220; 1000
Давление, Мпа	6,3; 5,0	4,0; 4,5; 3,2; 2,6	16,0; 3,5
Диаметр сменных втулок, мм	80; 90	80; 90; 100; 110	80; 90; 100; 115; 127
Длина хода поршня, мм	150	160	250
Число двойных ходок поршня в мин.	100	105	50; 90
Мощность электродвигателя, кВт	37	30	100
Габариты, мм	1980х990х1270	1860х740х1455	2630х1040х1630
Масса, кг	1150	1040	2750

Таблица 8.16. **Техническая характеристика плунжерных буровых насосов**

Параметр	Тип насоса				
	НБ-25/1,6	НБ-63/4,0	НБ-120/4,0	НБ-160/6,3	НБ-320/10,0
Производительность, $м^3$/мин	25	16; 40 25; 63	15; 19; 40; 70; 120	32; 55; 88; 125; 162	32; 55; 88; 125; 180; 320
Давление, Мпа	1,6	4,0; 2,5; 4,0; 2,2	4,0; 4,0; 4,0; 4,0; 2,0	6,3; 6,3: 6,3; 6,3; 5,5; 3,0	10,0; 10,0; 10,0; 10,0; 10,0; 6,0
Диаметр плунжера, мм	45	45	45,4; 63	45; 70	45; 80
Длина хода плунжера, мм	45	40	60	90	90
Количество плунжеров	1	3	3	3	3
Мощность двигателя, кВт	3,3	2,1/3,0	7,5	22	37
Масса, кг	440	1450	-	4000	11000

Для более полного представления об устройстве и возможностях плунжерных буровых насосов рассмотрим описание некоторых из них.

Насосная установка НБ-25/1,6 предназначена для перекачивания воды и глинистого раствора плотностью до 1260 кг/$м^3$ и условной вязкостью до 25 сек по СПВ-5. При комплектации насосом станков колонкового бурения на глубину до 25м обеспечивается эффективная промывка скважины диаметром 36 и 46 мм с использованием твердосплавных и алмазных коронок. Она состоит из насоса, редуктора, рамы и двигателя. Вращение от двигателя через редуктор передается на шкив насоса с помощью трех клиновых ремней типа А-1000. Натяжение ремней регулируется с помощью болта. Установка комплектуется всасывающим рукавом с приемным клапаном, напорной линией, снабженной перепускным вентилем и манометром, который имеет защитное и демпфирующее устройство. Для выравнивания пульсаций давления нагнетания насос снабжен воздушным колпаком, установленным на нагнетательной линии. Двигатель прифланцован к редуктору. Насос

горизонтальный, одноплунжерный, одинарного действия. Он состоит из гидравлической и приводной частей. Корпус приводной части отлит из алюминиевого сплава и для удобства монтажа и демонтажа выполнен разъемным. В качестве вытеснителя используется плунжер, работающий в направляющей втулке. Плунжер уплотняется с помощью сальника, представляющего собой быстросъемный стакан с набором уплотняющих резиновых манжет.

Гидравлическая часть насоса состоит из цельного литого стального корпуса, в котором помещена клапанная группа: два седла клапанов, два клапана и клапанные пружины. Клапаны насоса тарельчатые с уплотнительным резиновым кольцом, нагружены витыми цилиндрическими прутиками. Корпус гидроблока соединяется с корпусом приводной части ботами. С наружной стороны корпус гидроблока имеет два подсоединительных штуцера, предназначенных для крепления всасывающей и нагнетательной линии и предохранительного клапана. Плунжер уплотняется резиновыми манжетами 45 х 65. Изготовитель – Екатеринбургский машиностроительный завод им. Воровского.

Насосная установка НБ-120/4,0 предназначена для перекачивания воды и глинистого раствора плотностью до 1300 кг/м3 и условной вязкостью до 35 сек по СПВ-5. Она обеспечивает эффективную промывку скважин глубиной до 1000 м при алмазном и твердосплавном бурении коронками диаметром 46-93 мм и шарошечными долотами диаметром 59-76 мм, а так же буровыми комплексами со съемными керноприемниками ССК-46, ССК-59 и ССК-76. Она состоит из трехплунжерного насоса, коробки перемены передач (коробки скоростей) и фрикционной муфты сцепления от автомобиля ЗИЛ-151, а так же электродвигателя, смонтированного на общей раме с насосом и трансмиссией. Вращение от электродвигателя трансмиссии передается через высокоэластичную муфту. Насос включает в себя две основные части – приводную и гидравлическую. Внутри приводной части размещены шатунно-кривошипные механизмы, эксцентриковый вал с зубчатым колесом и входной вал-шестерня. Внутри гидравлической части находятся клапаны и седла. Клапаны - тарельчатые, с нижним перьевым направлением и с конусным резиновым протектором, нагружены цилиндрическими витыми пружинами. К гидравлической части насоса прикреплены три быстросъемных узла – сальник с плунжером.

Для использования в сочетании с комплексом ССК-56 насос комплектуется сменными плунжерами диаметром 45,4 мм, что позволяет получить диапазон производительности от 7 до 60 л/мин. Плунжеры изготовлены из высоколегированной стали и уплотнены резиновыми манжетами. Плунжеры соединены с ползунами кривошипно-шатунных механизмов быстросъемными хомутами. Поэтому сальник с плунжером можно заменить в течении нескольких минут.

Величина подачи бурового насоса Q (дм^3/с) определяется как: для поршневого насоса

$$Q = \frac{(iF - в)Snm\lambda}{60}, \qquad (8.29)$$

для плунжерного

$$Q = \frac{FSnm\lambda}{60}, \qquad (8.30)$$

где F – площадь поршня (плунжера), дм^2; $в$ - площадь штока, дм^2; i – степень действия одного цилиндра насоса (i= 1 или 2); S – ход поршня (плунжера), дм; n – число оборотов коленчатого вала, об/мин; m – число цилиндров (плунжеров); λ - коэффициент наполнения насоса (λ = 0,8-0,9).

Важной составной частью буровых насосных установок являются гибкие трубопроводы – буровые рукава, соединяющие насос с колонной бурильных труб через специальное устройство – вертлюг-сальник. Гибкая трубопроводная система должна обладать высокой механической прочностью: выдерживать рабочие и аварийные давления с коэф-

фициентом запаса прочности, соответствующих ситуациям, угрожающим здоровью и жизни персонала (наивысший коэффициент запаса прочности). Величина этого коэффициента регламентируется национальными законодательствами по охране труда и ведомственными (отраслевыми) нормативными документами.

Кроме того, выпускаются рукава резиновые с нитяными оплетками (ТУ 38-105358-75), которые предназначены для подачи промывочной жидкости (глинистого раствора,, эмульсий или воды) под давлением 6,0 МПа в интервале температур от -30 до +50^{o} С. Рукава состоят из внутреннего резинового слоя, одной или нескольких оплеток из полиамида или полиэфирных нитей и наружного резинового слоя. Рукава испытываются на герметичность при давлении 8,0 МПа и на механическую прочность при давлении 15,0 МПа. Деформация рукавов в радиальном направлении не должна превышать при этом 5%. Минимальный радиус искривления рукавов с нитяными оплетками - 500 мм. Выпускаются так же резинотканевые рукава на рабочее давление 3,0 МПа (МРТУ 38-5-1465-67).

Пример условной маркировки бурового рукава 32-18000 МРТУ 38-5-1465-67 - рукав резинотканевый длиной 18 м и внутренним диаметром 32 мм с техническими параметрами по МРТУ 38-5-1465-67 (рабочее давление не свыше 3,0 МПа, наружный диаметр 55 мм).

Вертлюг-сальник обеспечивает герметичное, подвижное (с вращением относительно ведущей бурильной трубы бурового станка) и обладающее достаточной механической прочностью, обеспечивающей подвеску бурильной колонны) соединение бурового рукава с бурильной колонной. Конструктивно (рис. 8.22) вертлюг-сальник представляет собой подшипниковую систему, заключенную в герметичный корпус.

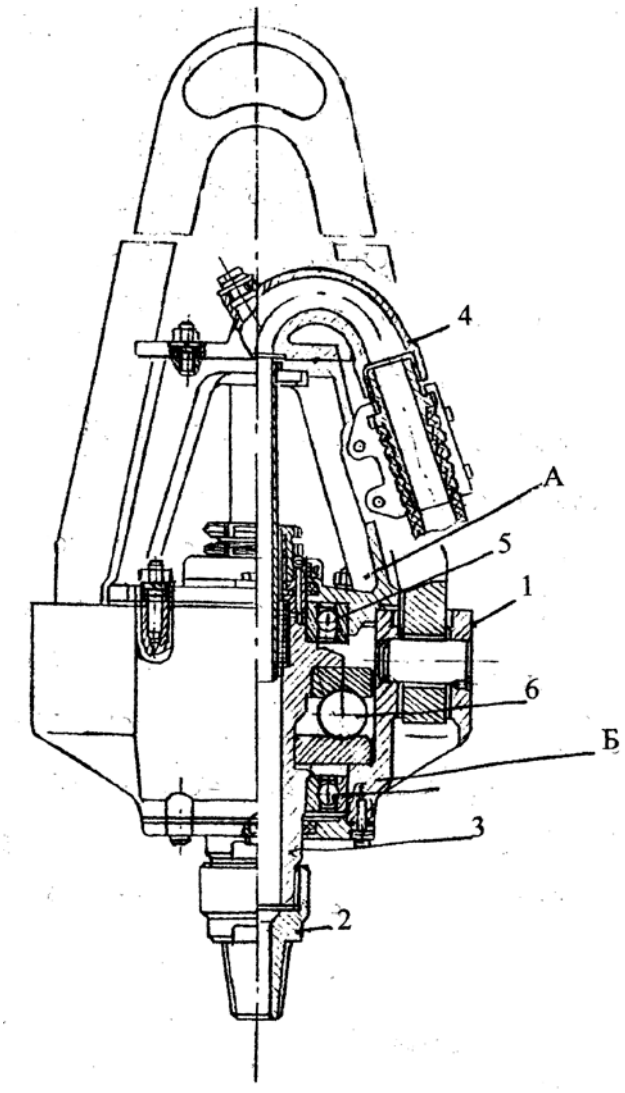


Рис. 8.22. Ветрлюг-сальник

1 – корпус; 2 – переходник; 3 – ствол; 4 – отвод (штуцер);

5 – шарикоподшипники (радиальные); 6 – опорный (осевой) подшипник;

А – невращающаяся часть вертлюга; Б – вращающаяся часть вертлюга

8.10. Оборудование для спуско-подъемных операций

Спуско-подъемные операции составляют важную часть технологического цикла бурения, поскольку по мере углубки скважины технологический процесс перемещается на все более глубокие горизонты недр, а вместе с ним и технологическое оборудование, извлекаемое из скважины по окончании каждого рейса бурения и спускаемое в скважину для продолжения углубки в новом рейсе. Кроме обеспечения функции подъема из скважины и спуска в скважину бурового снаряда (колонны бурильных труб и УБТ, колонкового набора, забойного технологического оборудования и инструмента) оборудование для спуско-подъёмньх операций используется для устранения прихватов и затяжек снаряда, в некоторых случаях - для снятия излишней осевой нагрузки в процессе бурения. Поэтому к нему предъявляются повышенные требования в части грузоподъемности, динамической надежности и простоты в эксплуатации.

Основными элементами оборудования для спуско-подъёмных операций являются следующие.

1. Буровая вышка (копёр или мачта) - высотная конструкция, воспринимающая рабочие усилия от лебедки бурового станка при подъёме и спуске снаряда, предназначенная для монтажа подвижных грузоподъемных устройств и размещения извлекаемых из скважины длинномерных частей бурового снаряда (свечей бурильной колонны, а в некоторых случаях - УБТ, колонковых и обсадных труб).

Буровые вышки, как правило, представляют собой объемные металлические сборные фермы. Буровые вышки малого сечения (ферма имеет в поперечнике размеры менее 1 м), а так же плоские и стержневые конструкции именуются буровыми мачтами.

2. Талевая оснастка - система блоков и канатов, посредством которой усилием лебедки станка буровой снаряд поднимается из скважины и фиксируется в нужном положении. Талевая оснастка монтируется на буровой вышке. Основными элементами талевой оснастки являются кронблок, неподвижно закрепляемый на верхней кронблочной раме буровой вышки, канат и подвижный талевый блок.

3. Грузоподъемная гарнитура - комплекс устройств, обеспечивающих быстрое и надежное присоединение элементов бурового снаряда к талевой оснастке и отсоединение от нее. Основными элементами грузоподъемной гарнитуры являются талевые блоки, элеваторы (устройства захвата элементов бурового снаряда), наголовники - специальные устройства к ним, вертлюжные скобы и некоторые другие устройства

4. Труборазвороты - механизмы для свинчивания и развинчивания резьбовых соединений бурового снаряда.

Каждый из элементов оборудования для спуско-подъёмных операций имеет свою функцию, свои особенности эксплуатации, особенности прочностного и эксплуатационного расчета. Разные варианты технических решений различных элементов.

Буровые вышки и мачты

В практике геологоразведочного бурения для спуско-подъёмных операций используются деревянные трех- и четырехногие вышки, металлические вышки и треноги, передвижные вышка и буровые мачты для вертикального и наклонного бурения. На рис. 8.23 представлены схемы конструкций основных типов буровых вышек:

а) башенная вышка - разновидность буровой вышки, талевая оснастка которой размещена внутри контура конструкций, образующих ее несущий ствол;

б) пирамидальная вышка - буровая вышка башенного типа, выполненная в виде пирамиды с кронблоком, закрепленным на оси, проходящей через точку пересечения несущих опор вышки;

в) буровая мачта - буровая вышка, талевая оснастка которой полностью или частично вынесена за контур конструкций, образующих ее несущий ствол.

Пирамидальные трех- и четырехногие вышки изготовляют из деревянных бревен или металлических труб. Их транспортируют, как правило, с полной разборкой. Такие вышки применяют для бурения скважин глубиной не более 300 м в труднодоступных районах. Металлические вышки по сравнению с деревянными имеют в 8-10 раз больший срок службы, обеспечивают необходимую для проходки глубоких скважин грузоподъемность, позволяют применять бурильные свечи наибольшей длины.

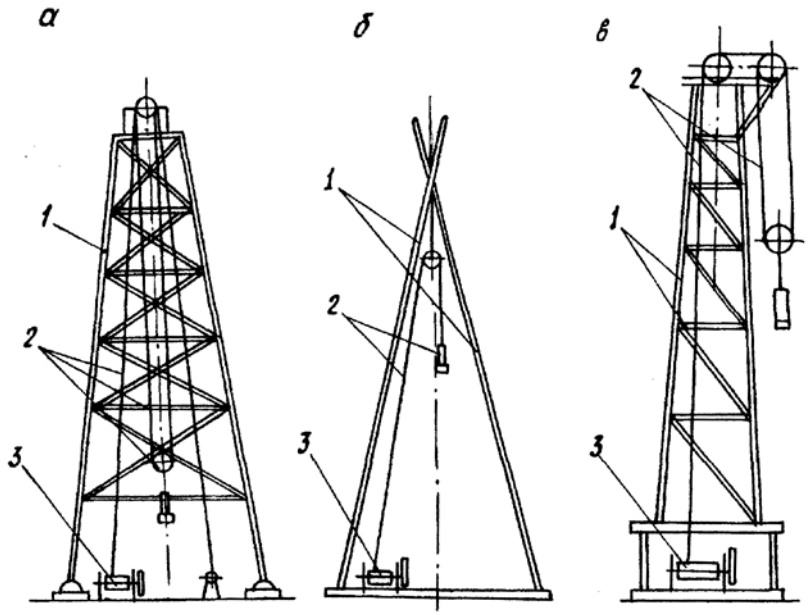


Рис. 8.23. Буровые вышки

а – башенная,
б – пирамидальная,
в – буровая мачта;
1 – несущие опоры,
2 – талевая оснастка,
3 – лебедка бурового станка

Основные параметры буровой вышки (мачты) следующие: высота, размер верхнего и нижнего сечений, грузоподъемность и собственная масса.

Высота H (м) вышки определяется по формуле

$$H = Kl, \qquad (8.31)$$

где l - рациональная длина свечи, м; К- коэффициент, учитывающий необходимую высоту переподъёма, а также высоту (длину) комплекта грузоподъёмной гарнитуры (элеватора, талевого блока, труборазворота), обычно К=1,3 ÷ 1,5.

Длину свечи вычисляют, исходя из нескольких условий:

- устойчивости от действия сил тяжести собственного веса;
- экономически выгодной длины свечи с учетом затрат на строительство вышки необходимой высоты, ее монтажа и демонтажа при транспортировке от одной скважины к другой.

Из условий устойчивости критическую длину свечи можно определить по следующей формуле:

$$l_{кр} = 853 \cdot \sqrt[3]{d_{ср}^2}, \qquad (8.32)$$

где $d_{ср}$ - средний диаметр бурильной трубы, см.

Большое практическое значение имеют монтажеспособность и транспортабельность буровых вышек и мачт. Монтажеспособность определяется отношением времени, затраченного на строительно-монтажные работы, ко времени, затраченному на бурение скважины. Этот показатель зависит от конструктивной схемы установки, способа монтажа, применяемых транспортных средств и грузоподъемных механизмов.

Транспортабельность буровой вышки оценивается быстротой и экономичностью перебазировки на новую точку. Различают следующие способы организации монтажно-демонтажных работ и транспортировки буровых установок: полная или частичная разборка буровой вышки силами буровой бригады, предварительная подготовка буровых строительно-монтажными бригадами и применение самоходных буровых установок.

Одним из основных факторов, определяющих схему вышки, является расположение бурового станка. Различают две основные схемы расположения бурового станка относительно продольной оси основания (линии симметрии, параллельно длинной стороне прямоугольного основания): продольную и поперечную.

При бурении глубоких скважин стационарными буровыми установками вышки монтируются на фундаментах во избежание усадки грунта, перекоса и потери устойчивости вышки.

Во многих случаях вместо фундамента нижнее основание вышки изготовляется в виде двух полозьев из стальных швелеров, связанных поперечными поясами.

Собирают вышки на специально подготовленной для этого площадке. Поднимают их с помощью лебедки или трактора, применяя для этого подъемную стрелу и талевую оснастку.

Буровые мачты (рис. 8.24) более совершенны в инженерном отношении, чем вышки башенного и пирамидального типа. Они изготовляются на заводах и имеют высокую степень сборочной готовности (составляются из нескольких легко соединяемых блоков). Некоторые конструкции буровых мачт самоходных и передвижных установок выполняются складными или опускающимися с использованием гидравлических подъемных устройств. Предметное рассмотрение технических решений буровых мачт можно сделать на примере описания некоторых конструкций буровых мачт, зарекомендовавших себя на практике.

Мачта МР УГУ-2 предназначена для подъема и спуска бурового инструмента и обсадных труб при бурении вертикальных и наклонных скважин глубиной до 500 м. Она представляет собой одноствольную трубчатую конструкцию, шарнирно опирающуюся на портал и два подкоса.

Ствол мачты выполнен из одной трубы, диаметром 140 мм, которая поддерживается двумя безраскосными фермами, а для обеспечения свободного перемещения талевого блока вдоль ствола мачты кронблок закреплен консольно относительно ее ствола. Установка ствола мачты для бурения наклонных скважин осуществляется поворотом ее в плоскости, перпендикулярной продольной оси основания.

Мачта перевозится единым неразборным блоком с укладкой ствола на крышу бурового здания с помощью лебедки бурового станка и монтажной стрелы. Основание мачты и опорные сошки имеют регулировочные домкраты, при помощи которых мачта наклоняется на требуемый угол.

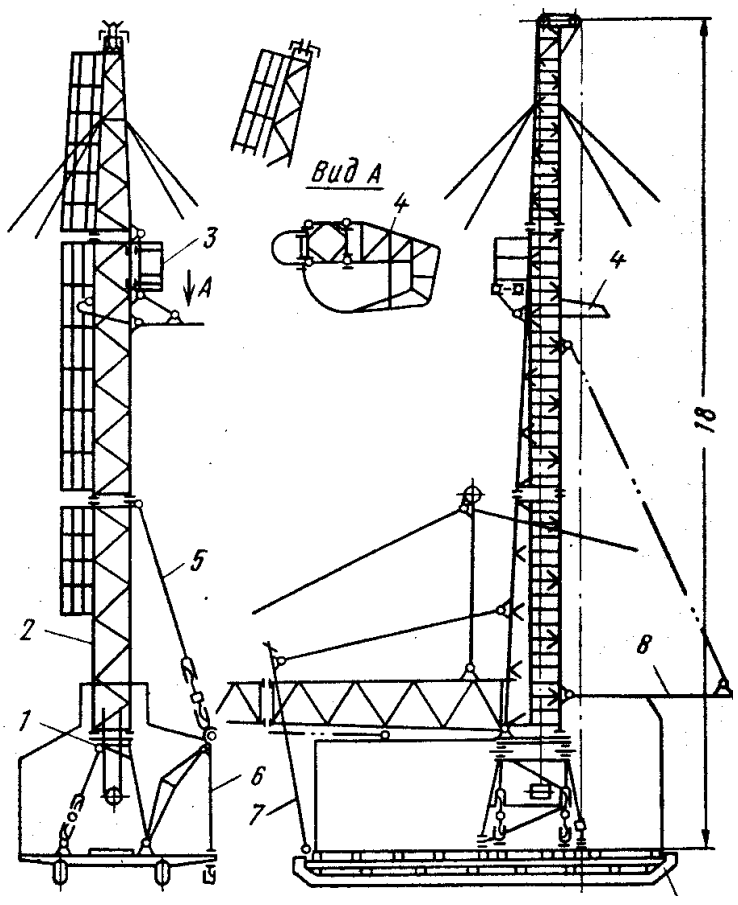


Рис. 8.24. Буровая мачта МРУГУ-18/20

1 – основание стрелы; 2 – стрела; 3 – рабочая площадка; 4 – свечеприемник; 5 – боковая сошка; 6 – узел боковой опоры; 7 – задняя качающаяся опора; 8 – грузоподъемная укосина; 9 – санное обоснование

Мачта МР УГУ-3 выполнена по аналогичной конструктивной схеме, но несущий ствол ее выполнен в виде пространственной фермы.

Буровые установки УКБ-4П, УКБ-5П, УКБ-7П комплектуются мачтами типа БМТ. Особенности мачт БМТ-4, БМТ-5 и БМТ-7 является наличие вынесенного за пределы рабочей зоны А-образного портала, на который шарнирно опирается трубчатый несущий ствол мачты. Для придания стволу мачты устойчивости он раскреплен двумя подкосами. Установка мачты на заданный угол осуществляется изменением длины продольного регулировочного подкоса. Для обеспечения беспрепятственного движения талевого блока и элеватора, хорошей просматриваемости их траектории движения ствол мачты наклонен над устьем скважины Поднимается и укладывается ствол с помощью гидродомкратов. В мачтах типа БМТ принято поперечное расположение бурового станка по отношению к продольной оси основания. На небольшие расстояния установки перебазируют волоком на полозьях, на большие - на подкатных пневматических тележках. Мачта БМТ-7 для перевозки разбирается на 3 блока: станочный, насосный и блок-мачту. Подъем и установка этой мачты осуществляется трактором или лебедкой станка.

Талевая оснастка буровых вышек

Талевая оснастка - система блоков и канатов - является неотъемлемым элементом буровой вышки. Однако в зависимости от условий работы и особенностей решаемых технологических задач одна и та же буровая вышка (мачта) может оснащаться различными талевыми системами, отличающимися друг от друга как количественными параметрами (количеством струн, грузоподьемность, металлоемкость), так и конструктивными особенностями исполнения, обусловливающими различную надежность и предел возможностей эксплуатации.

Принципиальные схемы решения талевых систем различного типа представлены на рисунке 8.25.

При анализе талевых систем выделяют следующие элементы.

Ходовой конец каната - конец каната, наматываемый на барабан лебедки и воспринимающий усилие лебедки. Он располагается под некоторым углом γ к вертикальной оси, так как лебедка с целью безопасного ведения работ располагается в стороне от устья скважины и вертикальной линии, по которой ведется спуск-подъем снаряда.

Свободный конец снаряда - второй конец каната, закрепляемый либо непосредственно на грузоподъемной гарнитуре (при бурении на прямом канате), либо к элементам вышки и талевой оснастки. В зависимости от места крепления свободного конца каната изменяется грузоподъемность талевой системы, а так же характер воздействия со стороны свободного конца на конструкцию вышки: опрокидывающее, изгибающее или уравновешивающее усилие. В том случае, когда свободный конец каната закрепляется на неподвижных элементах вышки, он именуется «мертвым» концом.

Канаты (рис. 8.26), используемые для талевой оснастки буровых вышек, при работе подвергаются сложным нагрузкам: растяжению, чередующемуся изгибу, контактным напряжениям, истиранию, вибрации. Для тяжелого и среднего режима работы рекомендуется выбирать канаты с линейным касанием проволок в пряди. При отношении $D/d>25$ (D - диаметр каната) целесообразно выбирать конструкцию каната 6х19+18 С (канат, образованный шестью прядями, содержащими по девятнадцать проволок в каждой и стальной сердечник, содержащий 18 проволок). При отношении $D/d<25$ можно рекомендовать более гибкие канаты, например 6х37+1 ОС или 6х36+1 ОС (ОС - органический сердечник).

Существуют стандартные правила, согласно которым канат рассчитывают на растяжение

$$P \geq SK, \qquad (8.33)$$

где P - разрывное усилие каната (паспортная величина); S - наибольшее натяжение каната без учета динамических нагрузок, но с учетам коэффициента полезного действия талевой

системы; *К* - коэффициент запаса прочности (*К*=5,0 при легком и среднем режиме работы, *К*=6,0 при тяжелом режиме работы).

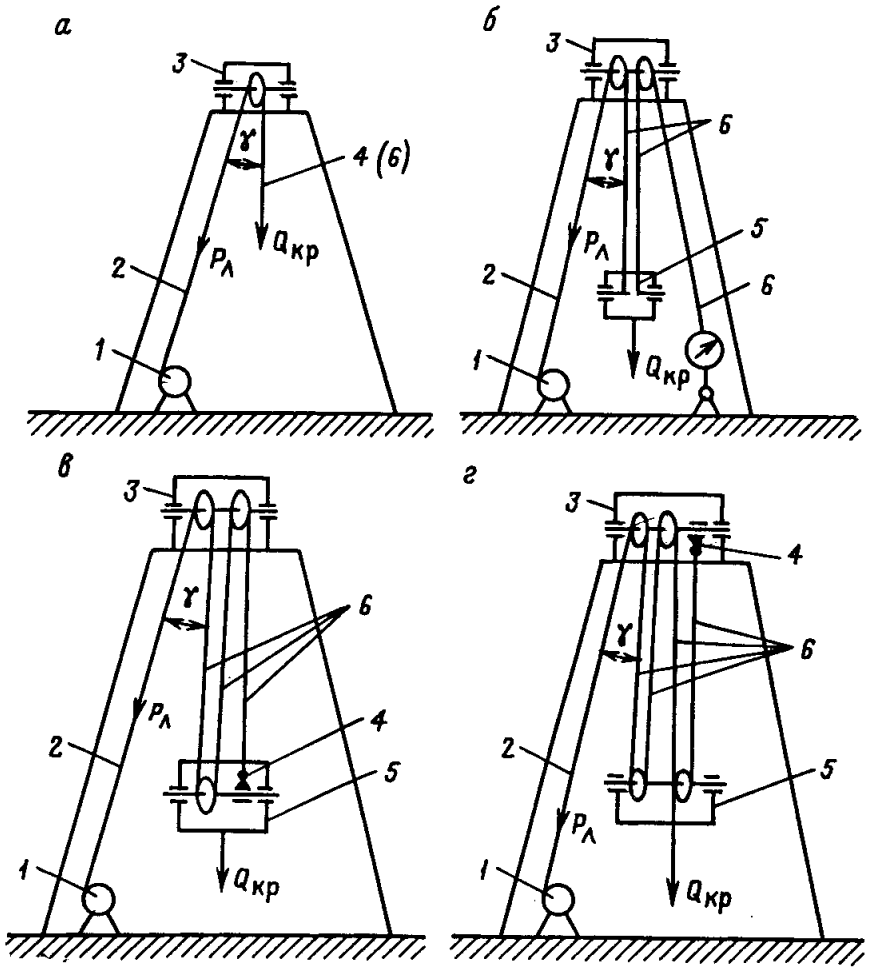


Рис. 8.25. Основные типы талевых систем

а – бурение на прямом канате; б, г – талевая оснастка с мертвым концом, закрепленном соответственно на полу буровой и кронблока; в – талевая оснастка со свободным концом каната, закрепленном на талевом блоке; 1 – лебедка; 2, 4 – ходовой и свободный (мертвый) конец каната соответственно; 3 – кронблок; 5 – талевой блок; 6 – струны; $P_а$ – усилие лебедки, $Q_{кр}$ – усилие на талевом блоке.

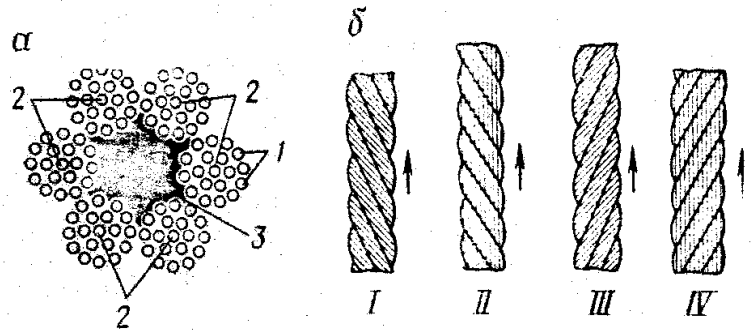


Рис. 8.26. Стальные канаты

а – сечение стального каната: 1 – проволоки; 2 – пряди каната; 3 – органический сердечник; б – характер и направление свивки стальных канатов: I – канат с прямой левой свивкой; II – канат с крестовой свивкой; III – канат с прямой правой свивкой; IV – канат с крестовой правой свивкой

Прочность и длительность службы стальных канатов зависит от правильной их навески и эксплуатации. Необходимо систематически проверять поверхность канавок роликов блоков и барабанов лебедки, следя за тем, чтоб на них не было задиров, заусениц и раковин. При заделке каната в петли необходимо закладывать коуши, а концы каната закреплять зажимами. Не допускается перекрещивание каната при навивке его на барабан лебедки, а также образование петель и переломов. Канат необходимо регулярно смазывать специальной канатной мазью НК или смазкой УНЗ. Примерный состав смазки в процентах:

Битум БН.....…….....46
Гудрон.....…….....14
Петролатум.....…….....23
Масло индустриальное (машинное С).....…17.

Кронблок (рис. 8.27, а) – верхний блок, неподвижно закрепленный на верхнем основании буровой вышки и представляющий собой набор роликов (дисков с желобами по окружности для пропускания по ним канатов), свободно вращающихся на кронблочной оси и помещенных в металлический корпус через ролики (диски) кронблока перепускается канат талевой оснастки. Кронблок - ответственное грузоподъемное устройство, к которому предъявляются высокие требования в отношении надежности и прочности. Наиболее распространенные кронблоки имеют следующие характеристики (табл. 8.17).

Таблица 8.17. **Характеристики кронблоков**

Условное наименование	БИ249-139	БИ249-141	БИ249-142
Грузоподъемность, МН	0,10	0,15	0,30
Число роликов	2	2	2
Диаметр ролика, мм	300	440	440
Диаметр каната, мм	15	17	21,5
Габаритные размеры, мм	770х330х406	100х420х630	1100х420х630
Масса, кг	117	242	279

Талевый блок (рис. 8.27, б) - подвижный блок, подвешенный через ролики к канату талевой оснастки и перемещающийся при спуске-подъеме вместе с закрепленной на нем грузоподъемной гарнитурой и буровым снарядом

Конструктивное исполнение талевого блока аналогично кронблоку.

Наиболее распространенные талевые блоки имеют следующие характеристики (табл. 8.18).

Таблица 8.18. **Характеристики талевых блоков**

Условное наименование	БИ249-	БИ249-	БИ249-
Грузоподъемность, МН	0,1	0,2	0,35
Число роликов	1	2	3
Диаметр ролика, мм	440	440	530
Диаметр каната, мм	17	21,5	21,5
Габаритные размеры, мм	880х550х	877х550х	1080х636
Масса, кг	155	237	530

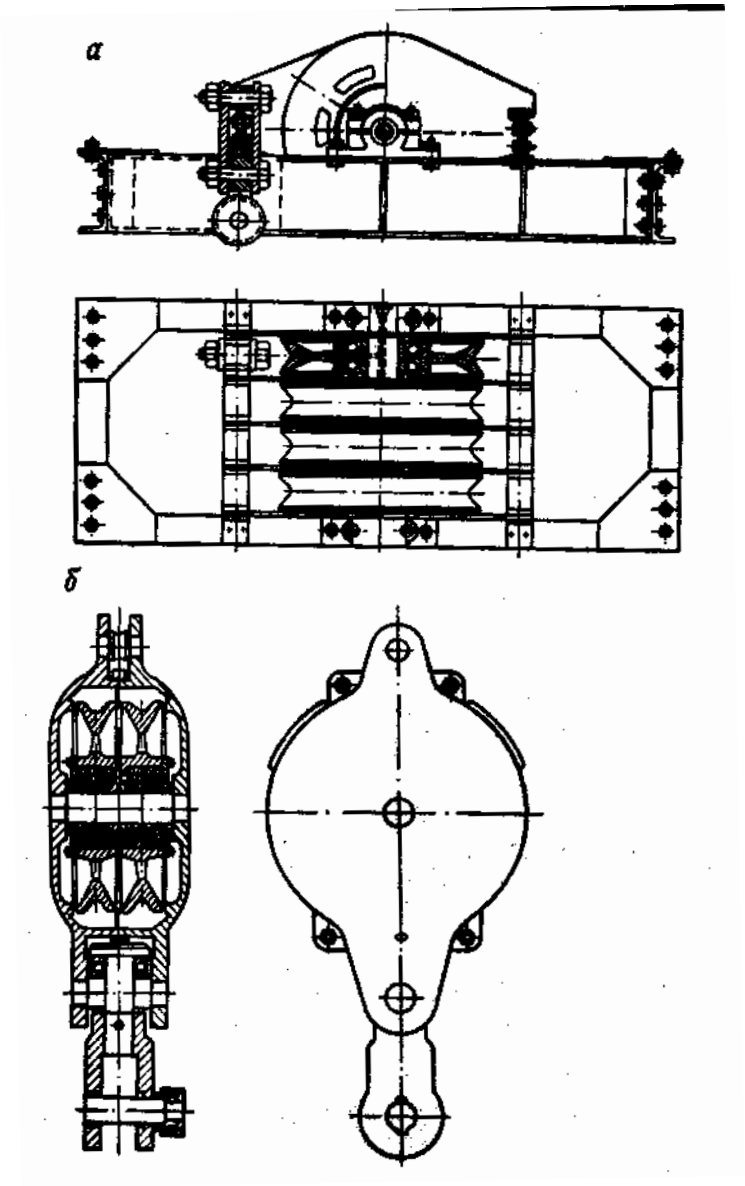


Рис. 8.27. Блоки буровой вышки

а – кронблок, монтируемый на верхней раме вышки;
б – подвижный талевой блок

Струнами в талевых системах именуются части рабочего каната, располагающиеся между роликами кронблока и талевого блока и обеспечивающие взаимодействие меж-ду ними - при движении талевого блока вверх (подъем снаряда) или вниз (спуск снаряда). Длина струн соответственно уменьшается или увеличивается.

Благодаря применению талевой оснастки усилием лебедки ($Р_л$) поднимается и опускается груз ($Q_{кр}$), намного его превышающий: приб-лиженно усилие, развиваемое на талевом блоке, во столько раз превышает усилие, развиваемое лебедкой, сколько струн содержит данная талевая сис-тема. Правда, выигрыш в силе сопро-вождается проигрышем в скорости перемещения груза: скорость спуско-подъёмных операций замедляется кратно повышению грузоподъемности талевой системы.

Вертлюжные скобы – устройства, предназначенные для подвешивания к талевому блоку грузоподъемных принадлежностей (элеваторов и фарт-шулей). Вертлюжные скобы конструк-тивно выполнены в виде стального цилиндрического корпуса диаметром от 108 до 245 мм и длиной от 230 до 1135 мм. В верхней части корпуса имеется серьга для присоединения к талевому блоку, а в нижней части серьга, посредством которой через фиксируемый палец крепится элеватор или фартшуль. Верхняя и нижняя части корпуса вертлюжной скобы подпружинены относительно друг друга посредством цилиндрической пружины, расположенный внутри корпуса, и могут свободно вращаться друг относительно друга. Грузоподъемность вертлюжных скоб изменяется от 0,01 МН (БИ249-89А-00) до 0,35 МН (БИ249-192-ОО)

Кольцевые элеваторы - основные элементы грузоподъемных принадлежностей, обеспечивающие захват и удержание бурильных труб при их подъеме и спуске и освобождение при постановке на подсвечник или при подвешивании над устьем скважины на специальной подкладной вилке.

Существует множество конструкций элеваторов. В одних случаях работу элеватора обеспечивает специальный верховой рабочий, находящийся на верхней рабочей площадке буровой вышки и выполняющий операции по присоединению и отсоединению захватных устройств элеватора от бурильных труб.

Полуавтоматические элеваторы предполагают работу без верхового рабочего, но требуют использования наголовников - специальных устройств, позволяющих (фиксировать элеватор на бурильной трубе. Операции с наголовниками выполняет помощник бурильщика (оператора или машиниста буровой установки).

В качестве примера конструктивного исполнения полуавтоматического элеватора рассмотрим элеватор МЗ-50-80-2, схема которого изображена на рисунке 8.28.

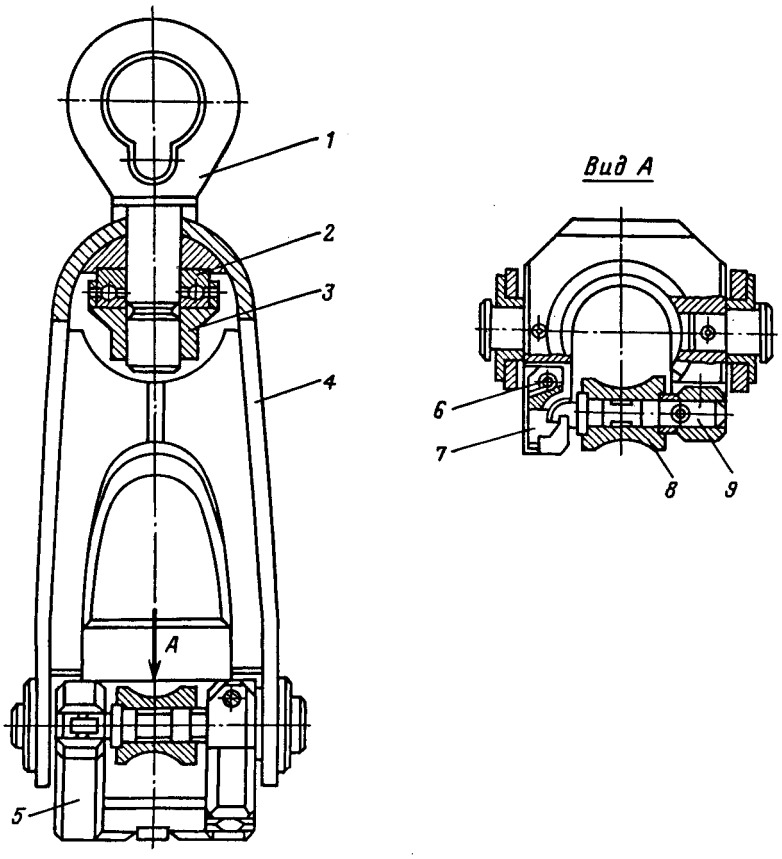


Рис. 8.28. Элеватор МЗ-50-8-2

1 – подвеска; 2 – шарнирная головка; 3 – гайка; 4 – серьга; 5 – корпус; 6 – пружина; 7 – защелка; 8 – ролик; 9 – ось

Основные узлы элеватора: поворотная шарнирная головка, серьга, корпус и быстросъемный затвор. Поворотная головка обеспечивает вращение элеватора относительно талевого блока и во время свинчивания и развинчивания свечей бурильных труб. Серьга соединяется с корпусом пальцами. В сторону зева корпуса серьга поворачивается на 45°, в противоположную сторону - на 7-9°. К серьге приварен отражатель для отсоединения элеватора от свечи, извлеченной из скважины.

В корпусе элеватора имеется вертикальная цилиндрическая расточка с опорным буртом в нижней части для подхвата свечи на наголовник. Зев в корпусе служит для наведения (снятия) элеватора. Во время спуска снаряда в скважину зев корпуса закрывается быстросъемным затвором. В закрытом положении затвор фиксируется защелкой. Закрывается элеватор автоматически, и открывается при нажатии на клапан.

Наголовник (рис. 8.29) состоит из корпуса *1,* стержня *2,* фиксирующего винта *3* и головки *4.* На муфту бурильного замка наголовник надевают при верхнем положении стержня. Затем стержень опускают вниз и поворачивают относительно корпуса на 180°. Нижняя часть стержня входит внутрь резьбовой расточки муфты и препятствует отсоединению от нее наголовника. При подъеме из скважины на верхнем конце свечи должна находиться муфта или ниппель. На муфту (ниппель) надевают наголовник, под который заводят элеватор, и поднимают колонну бурильных труб на длину свечи.

Во время подъема колонны затвор с элеватора снимают. При спуске колонны элеватор надевают на нижний конец свечи и с закрытым затвором поднимают по свече вверх, подхватывая свечу за наголовник. После спуска свечи в скважину и установки колонны на подкладную вилку снимают сначала элеватор, а затем наголовник.

Грузоподъемный комплект «Уралец-22» принципиально отличается от элеватора МЗ-5О-8О-2 выполнением конструкции наголовника - подъемной муфты, которая представляет собой цанговый захват за наружные прорези на муфте замка бурильной свечи.

Аналогичные конструкции полуавтоматических элеваторов используют для спуско-подъёмных операций при бурении комплексами со съемным керноприемником (КССК).

Имеются полуавтоматические элеваторы, не требующие использования наголовников. Элеватор ЭЛ-18/5О (рис.6.15) имеет в своем корпусе центральное отверстие диаметром 70 мм, боковой зев шириной 55 мм и внутренние отверстия, в которых размещены детали запорного механизма и захватного устройства. Серьга шарнирно присоединена к корпусу двумя пальцами. В нижней части корпуса шарнирно установлены валики с жестко закрепленными на них кулачками, в верхней части - копир.

Запорный механизм элеватора состоит из створок, шарнирно закрепленных на осях, и пружинах кручения. В нерабочем положении створки полностью углублены в соответствующие пазы корпуса элеватора и удерживаются в этом положении пружинами. В рабочем положении створки частично перекрывают зев корпуса элеватора. При этом от приложенного усилия они должны повернуться на осях и углубиться в пазы корпуса, а после снятия усилия возвратиться в исходное положение.

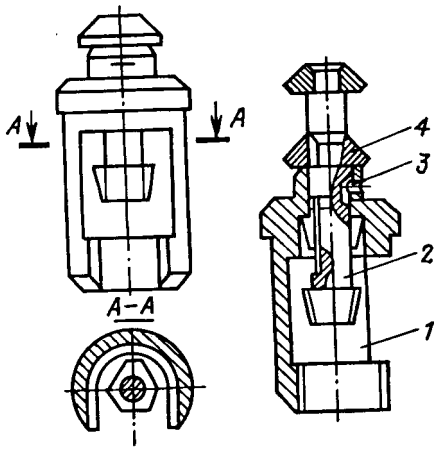


Рис. 8.29. Наголовник для бурильных труб

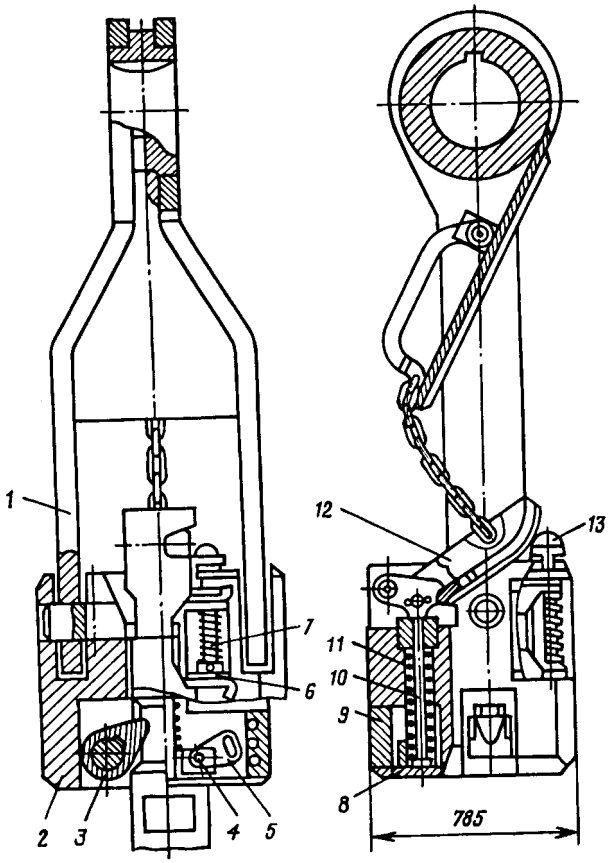


Рис. 8.30. Полуавтоматический элеватор Э-18/50

1 – серьга с отражателем; 2 – корпус; 3 – кулачок; 4 – штифт; 5 – хвостовик; 6 – створки; 7, 11 – пружины; 8 – траверса; 9 – крышка; 10 – тяга; 12 – копир; 13 - ось

В основу работы элеватора положен принцип захвата двумя кулачками, управляемыми одним копиром, муфты бурильного замка. Перед спуском колонны бурильных труб в скважину элеватор со створками надевают вручную на нижнюю часть свечи, стоящей на подсвечнике. При надевании элеватора и его последу-

ющем перемещении с помощью лебедки по свече копир отводится в верхнее положение, а кулачки углубляются в пазы корпуса. При сходе со свечи копир под действием пружин перемещается в исходное положение, а кулачки выходят из пазов корпуса и захватывают муфту за кольцевую проточку.

После спуска свечи в скважину и установки колонны бурильных труб на подкладную вилку кулачки элеватора при помощи цепи отводятся в пазы корпуса, элеватор с помощью лебедки поднимается вверх и отсоединяется от свечи. Перед подъемом колонны бурильных труб из скважины створки элеватора переводят в нерабочее положение. Элеватор опускают сверху на выступающий из скважины конец колонны бурильных труб. Кулачки при этом автоматически захватывают свечу за кольцевую проточку, после чего колонну бурильных труб поднимают из скважины на длину свечи.

При установке нижнего конца отвинченной свечи на подсвечник зев корпуса элеватора ориентируют в сторону штангоприемника и элеватор опускают вниз. Копир отводится свечой в верхнее положение, а кулачки убираются в пазы корпуса Элеватор, скользя по свече, отсоединяется от нее и продолжает свободно опускаться вниз.

Технические средства для свинчивания и развинчивания бурильных труб

Отсоединение свечей от бурильной колонны при подъеме снаряда из скважины и соединение их в колонну при спуске ее в скважину является наиболее трудоемкой операцией при спуско-подъеме снаряда. Кроме того, надежность работы бурильной колонны зависит от качества свинчивания резьбовых соединений замков или ниппелей: недозатяжка резьбовых соединений приводит к повышенной концентрации напряжений на опорных поверхностях резьб, чрезмерному износу и перезатягиванию резьб: усилие развинчивания в этом случае превышает нормальное на 50-100 %.

Труборазворот РТ-1200 М представлен на рис. 8.11.

Труборазворот РТ-1200М предназначен для свинчивания и развинчивания бурильных труб диаметрами 42, 50 и 63,5 мм с замковыми соединениями, бурильных труб комплекта КССК-76, а также утяжеленных бурильных труб диаметрами 73, 89 и 108 мм. Он входит в комплект буровых установок серии УКБ, а также станков ЗИФ-650М и ЗИФ-1200МР.

Труборазворот РТ-300 входит в комплект установки УКБ-3. Его принципиальное отличие - привод от гидромотора, обладающего гибкой механической характеристикой и обеспечивающий широкий диапазон плавного изменения крутящего момента.

Для выполнения спускоподъемных операций применяется разнообразный вспомогательный инструмент.

Шарнирные ключи (рис. 8.31, *а*) для колонковых и обсадных труб из трех пар скоб *2, 4* и *5,* соединенных между собой и с рукояткой *1* шарнирно. Для надежности захвата труб и переходников на первой *2* и второй *4* паре скоб установлены съемные плашки *3.* Каждый ключ служит для свинчивания и развинчивания труб двух смежных диаметров. Размеры ключей: на 44/57; 73/89; 108/127; 146/168 и 219/243 мм.

Короночные ключи типа КК (рис. 8.31, *б)* предназначены для свинчивания и развинчивания твердосплавных и алмазных коронок, колонковых труб и других деталей колонковых наборов. Ключ КК состоит из двух скоб / и рукоятки *2.* На первой скобе вместо плашки установлены твердосплавные вставки *3.* Размеры ключей: на 36; 46; 59; 76; 93; 112 и 151 мм.

Ключи гладкозахватные типа КГ (рис. 8.31, *в*) используют для сборки и разборки колонковых труб при алмазном бурении. Ключ КГ состоит из трех скоб *1, 2 и 6,* соединенных между собой и с рукояткой *4* шарнирно. Ходовая гайка 5 с упором 3, скользящим в пазу, препятствует раскрытию накинутого на трубу ключа. Ключи КГ выпускаются двух типоразмеров: на 57 и 73 мм.

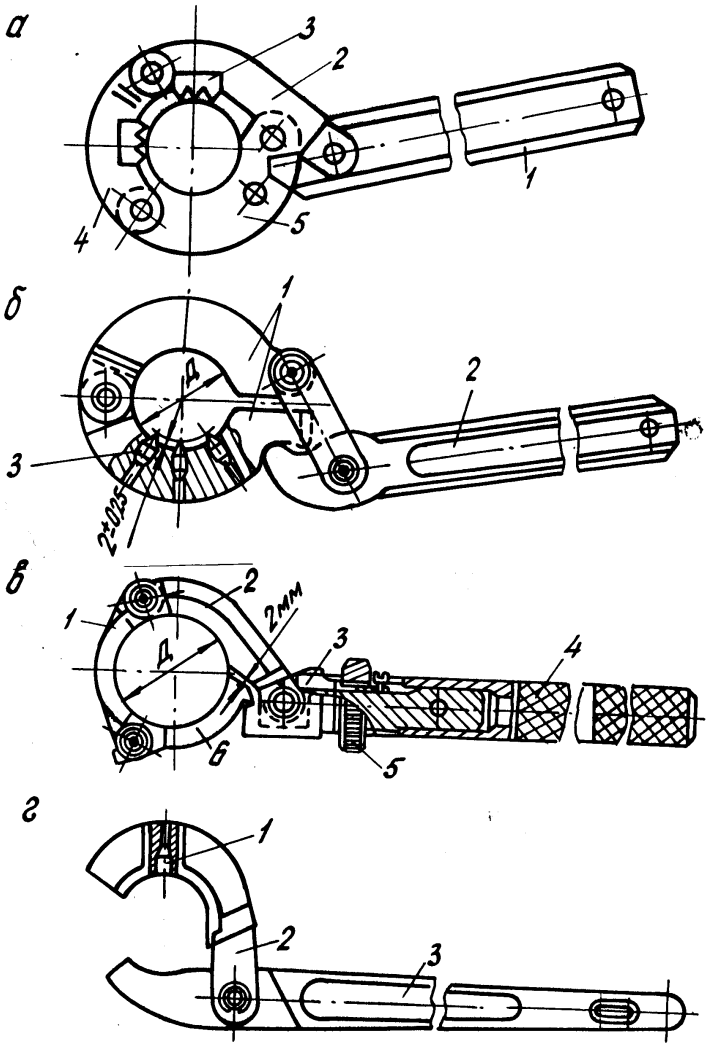


Рис. 8.31. Вспомогательный инструмент для колонкового бурения

Ключи типа КБ (рис. 8.31, *г*) применяются для свинчивания и развинчивания алмазных коронок и расширителей, имеющих круглые отверстия. Ключ КБ состоит из скобы 2 с запресованным штифтом 1 и рукоятки 3. Для удлинения рукояток трубных ключей можно применять только бесшовные патрубки, не имеющие повреждений. Общая длина ключа с патрубком не должна превышать двух метров.

8.11. *Силовой привод бурового оборудования*

При бурении разведочных скважин применяются буровые установки с приводом от электродвигателей и от двигателей внутреннего сгорания (ДВС).

Буровые установки с приводом от ДВС применяются в районах, где отсутствуют источники электроэнергии или в случае очень редкой разведочной сетки, когда скважины сильно удалены от линий электропередач. Примерно 40 % отечественных буровых установок имеет дизельный привод. В крупных геологоразведочных предприятиях почти треть всей энергии потребляется от местных электростанций. При проведении разведочных работ, вблизи крупных населенных пунктов потребление энергии буровыми установками в основном осуществляется от государственной сети.

Электропривод буровых установок включает в себя непосредственно электродвигатель, пусковую аппаратуру и передаточное устройство, связывающее двигатель с буровым станком.

Основными достоинствами электропривода являются: надежность работы и большой срок службы; малые габариты и масса; высокая управляемость и простота его автоматизации; возможность простого преобразования электрической энергии в механическую; широкий диапазон мощностей электродвигателей, позволяющий использовать их в качестве индивидуального привода отдельных механизмов (буровой станок, насос, трубо-

разворот и др.); широкий диапазон и возможность плавного регулирования скорости вращения бурового инструмента.

Все электродвигатели по роду тока подразделяются на двигатели постоянного и переменного тока.

Электродвигатели постоянного тока не нашли широкого применения в практике геологоразведочных работ по ряду причин: меньшая надежность в работе, осложнение электрохозяйства, более высокая стоимость.

Двигатели переменного тока делятся на асинхронные и синхронные.

В настоящее время на геологоразведочных работах преимущественное распространение получили асинхронные двигатели. По сравнению с двигателями постоянного тока они обладают большей надежностью в работе, простотой в конструкции и меньшей стоимостью, более высоким КПД и требованиями минимального ухода.

Асинхронные двигатели выпускаются двух типов: с короткозамкнутым и фазным ротором. Электродвигатели с фазным ротором конструктивно сложнее, имеют меньший КПД и cos φ и почти в пять раз дороже в эксплуатации по сравнению с короткозамкнутыми машинами.

В геологоразведочном бурении распространен привод с асинхронными электродвигателями серии А2 в защищенном исполнении и А02 в закрытом обдуваемом исполнении мощностью от 0,4 до 125 кВт и частотой вращения 3000, 1500, 1000, 750 и 600 об./мин.

Синхронные электродвигатели СДБ с системой компаундирования работают при cos φ = 1 независимо от нагрузки. Эти двигатели при номинальном напряжении в сети могут иметь двукратную перегрузку. При аварийных напряжениях тока компаундированные электродвигатели работают с опережающим током и способствуют устойчивости питающей сети.

Двигатели серии СДБ могут применяться для приводов буровых насосов и глиномешалок, при этом одновременно повышаются коэффициент мощности и устойчивость системы привод буровой установки - сеть - электростанция.

В асинхронных электродвигателях частота вращения может регулироваться изменением одного из трех параметров: числа пар полюсов, скольжением и частотой тока питающей сети. Регулирование частоты вращения асинхронных электродвигателей изменением частоты тока в питающей сети - наиболее экономичный способ. Он позволяет получать хорошие механические характеристики электропривода. При этом можно обеспечить следующие режимы работы: с постоянным вращающим моментом; с постоянной мощностью на валу; с моментом пропорциональным квадрату частоты.

В качестве источника питания в электроприводах применяются тиристорные преобразователи на базе полупроводниковых приборов, резисторов, конденсаторов и других элементов. Недостатком данного способа регулирования является относительная сложность преобразовательного устройства и высокая стоимость оборудования.

В настоящее время регулируемый электропривод применяется на буровой установке УКБ-1200/2000 на базе разработанных реверсивных и нереверсивных тиристорных преобразовательных агрегатов серии ТПРЗ и ТПЗ. Привод лебедки и вращателя - реверсивный, привод насоса - нереверсивный. Для привода лебедки и вращателя использован двигатель постоянного тока с независимым возбуждением типа Д-812, а для привода насоса - двигатель постоянного тока с независимым возбуждением типа П-81.

Применение регулируемого электропривода позволяет плавно менять частоту вращения электродвигателя от нуля до максимального значения, которое ограничивается мощностью двигателя и прочностью бурильной колонны.

Плавный электропривод создает благоприятные условия для работы породоразрушающего инструмента и способствует повышению производительности бурения.

При поисках и предварительной разведке месторождений бурение скважин ведется по редкой сетке и в данном случае в качестве привода буровых установок широко приме-

няются двигатели внутреннего сгорания. Наиболее экономичный в эксплуатации и ремонте двигатель - это дизель. При выборе дизеля основными должны быть, эксплуатационные показатели: надежность, экономичность, ремонтопригодность.

В отличие от электродвигателя перегрузочная способность дизеля не превышает 10%. С целью увеличения срока службы и надежности дизеля его приводная мощность должна быть в 1,5-2 раза больше мощности электродвигателя, рекомендованного для станка определенного типоразмера. Дизельные приводы буровых установок легче дизель-электрических на 7-20% и имеют более высокий КПД.

Основными недостатками дизельного привода буровых установок являются: ухудшение условий труда из-за шума дизеля (100-110 дБ), выделения паров горюче-смазочных веществ и выхлопных газов, загрязняющих атмосферу, повышенная пожароопасность и снижение надежности работы буровой установки.

При дизельном приводе буровой станок и насос получают энергию для своего привода от одного общего двигателя, а при электроприводе используются индивидуальные электродвигатели для станка и насоса.

Мощность двигателя в основном расходуется на выполнение двух операций: непосредственно на бурение скважины, связанное с ее углублением, и на выполнение спускоподъемных операций.

Определение мощности двигателя на бурение. Мощность двигателя в процессе бурения расходуется на выполнение следующих работ: на холостое вращение механизмов бурового станка - $N_{ст}$, на разрушение горной породы на забое - $N_З$ и на вращение колонны бурильных труб - $N_т$.

$$N_б = N_з + N_т + N_{ст} \qquad (8.34)$$

При использовании дизельного привода к уравнению (6.14) следует добавить мощность, расходуемую на привод насоса.

Мощность, затрачиваемая на забое. Величина затрат мощности на забое связана с разрушением горной породы и зависит от типа породоразрушающего инструмента и параметров режима бурения.

При бурении твердосплавными коронками затраты мощности на забое (N, кВт) определяются по формуле

$$N_З = 5{,}3 \cdot 10^{-4} \cdot P \cdot n \cdot D_{ср} \cdot (0{,}137 + \mu) \qquad (8.35)$$

где: P - осевая нагрузка, даН; n - частота вращения коронки, об/мин ; $D_{ср}$ - средний диаметр коронки, м;

$$D_{ср} = \frac{D_1 + D_2}{2}$$

D_1 и D_2 - наружный 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 и проходимых пород, и ряда других факторов.

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

$$N_З = 2 \cdot 10^{-4} \cdot P \cdot n \cdot D_{ср}, \text{ кВт} \qquad (8.36)$$

При бескерновом бурении

$$N3 = (3 \div 4) \cdot 10^{-4} \cdot P \cdot n \cdot D_{ср,}, \text{ кВт} \qquad (8.37)$$

Мощность на вращение колонны бурильных труб в скважине складывается из двух составляющих: $N_{хв}$- мощность на холостое вращение колонны бурильных труб в скважине и $N_{доп}$ - дополнительные затраты мощности, затрачиваемые на вращение сжатой части бурильной колонны, которой создается осевая нагрузка на породоразрушающий инструмент.

Таким образом: $N_т = N_{хв} + N_{доп}$, кВт.

Значение $N_{доп}$ (кВт) можно определить по формуле:

$$N_{доп} = 2{,}45 \cdot 10^{-4} \cdot P \cdot n \cdot \delta, \qquad (8.38)$$

где: δ - радиальный зазор, м;

$$\delta = \frac{D - d}{2},$$

D – диаметр скважины, м; d - наружный диаметр бурильных труб, м.

Затраты мощности на холостое вращение бурильных труб зависят от многих факторов, часть из которых носит случайный характер. К этим факторам относятся: конструктивные особенности, материал и техническое состояние бурильных труб, состояние пород, искривление скважины, наличие в скважине специальных эмульсионных растворов и смазок, параметры бурения и т.д.

Для расчетов $N_{хв}$ (кВт) при колонковом бурении вертикальных и слабонаклонных скважин (до 75°) рекомендуется формула Л.Г. Буркина (ВИТР), имеющая два варианта:

– для высоких частот вращения колонны бурильных труб (при $n > n_0$):

$$N_{хв} = K_c \cdot (2 \times 10^{-6} \cdot q \cdot \delta \cdot n^2 + 0{,}8 \cdot 10^{-3} \cdot q \cdot d^2 \cdot n) \cdot L, \qquad (8.39)$$

где: L - длина ствола скважины, м; q - масса 1 м бурильных труб, кг;

– для низких частот вращения колонны бурильных труб (при $n < n_o$):

$$N_{хв} = 1.44 \cdot 10^{-3} \cdot K_c \cdot q \cdot d^2 \cdot n \cdot L,$$

$n_0 = (0{,}32 \cdot 10^3) \cdot d^2/\delta$ - граница раздела зон частот вращения колонны бурильных труб. K_c - коэффициент, учитывающий влияние смазки и промывочной жидкости. $K_c = 0{,}8$ при использовании смазки типа КАВС в сочетании с промывочной жидкостью, обладающей смазочными свойствами. $K_c = 1{,}0$ при полном покрытии бурильных труб смазкой типа КАВС в сочетании с промывкой технической водой. $K_c = 1{,}5$ при отсутствии смазки.

Мощность, потребляемая в трансмиссии и других узлах бурового станка, может быть рассчитана по формуле

$$N_{ст} = B_{ст} \cdot n, \qquad (8.40)$$

где $B_{ст}$- опытный коэффициент, характеризующий переменные потери в станке, кВт · мин /об.

Опытные значения $B_{ст}$ приведены ниже:

Тип станка	$B_{ст}$
ЗИФ-1200МР (СКТО-75)	$8{,}2 \cdot 10^{-3}$
ЗИФ-650М (СКТО-65)	$8{,}8 \cdot 10^{-3}$
СКБ-4	$5{,}5 \cdot 10^{-3}$
СКБ-5	$5{,}0 \cdot 10^{-3}$
СКБ-7	$6{,}8 \cdot 10^{-3}$

Мощность двигателя для привода насоса рассчитывается по формуле

$$N_{ст} = \frac{Q_н \cdot P}{\eta_н \cdot \eta_п}, \qquad (8.41)$$

где: $Q_п$-подача насоса, $м^3/с$; P - давление нагнетания, МПа; $\eta_н$ - коэффициент полезного действия насоса, $\eta_н = 0{,}75\text{-}0{,}85$; $\eta_п$- коэффициент полезного действия передач от двигателя до насоса.

При практических расчетах принимают $\eta_н \cdot \eta_п = 0{,}70\text{-}0{,}80$.

9. БУРЕНИЕ РАЗВЕДОЧНЫХ СКВАЖИН НА НЕФТЬ И ГАЗ

При поисках и разведке месторождений нефти и газа бурят скважины различного назначения:

- *разведочные* - для выявления новых продуктивных горизонтов, оконтуривания, испытания и оценки их промышленного значения;

- *специальные* (опорные, параметрические, оценочные, контрольные) - для изучения геологического строения малоизвестного района, определения изменения коллекторских свойств продуктивных пластов, наблюдения за пластовым давлением и т.д.;

- *структурно-поисковые* - для уточнения положения перспективных нефтегазовых структур.

В настоящее время к качеству строительства таких скважин предъявляются следующие требования:

- проводка скважины не должна нарушать состояния окружающей природы и недр, естественную разобщенность пластов и т.д.;

- профиль скважины должен быть выдержан по интенсивности искривления и отклонению забоя в пределах заданных допусков;

- должна быть сохранена естественная проницаемость пласта;

- эксплуатационная колонна должна иметь такой диаметр, чтобы обеспечивался пропуск ожидаемого количества нефти, газа, воды при минимальных затратах на их подъем и строительство скважины; обычно диаметр эксплуатационных колонн нефтяных скважин составляет 140, 146 и 168 мм, а газовых 146, 168, 194, 219мм;

- ствол скважины должен отвечать определенным требованиям по форме сечения и профилю, что необходимо для нормального дальнейшего углубления скважины и спуска в нее обсадных колонн.

Общее требование - буровые работы должны выполняться с соблюдением законов по охране труда и охране природы и недр.

Виды бурения (по способу разрушения породы): механическое, термомеханическое, струйное, взрывное, огневое, контактным плавлением, электрогидродинамическое, магнитострикционное, ультразвуковое и др.

При бурении скважин на нефть и газ повсеместно применяется как наиболее эффективное и экономичное механическое разрушение горных пород, сочетающееся в последнее время с активными физико-химическими и гидродинамическими воздействиями бурового раствора.

Механическое разрушение горных пород реализовано в наиболее распространенном вращательном и ударном бурении, которое предшествовало вращательному. В настоящее время ударное бурение при проходке нефтяных и газовых скважин у нас не применяется. На рис.9.1 представлен общий вид буровой установки глубокого вращательного бурения.

9.1. *Условия работы буровых долот*

При бурении нефтяных и газовых скважин применяется, в основном, механическое разрушение горных пород. На забой подается ограниченная, часто недостаточная энергия для быстрого разрушения породы. Для повышения эффективности процесса разрушения энергия передается не на всю поверхность забоя одновременно, а периодически (шарошечные долота), дискретно и лишь на часть поверхности забоя -концентрировано через породоразрушающие элементы инструмента (зубья, резцы, штыри).

Породоразрушающий инструмент предназначен для концентрированной передачи энергии горной породе с целью ее разрушения.

В машиностроении трудно найти инструмент, условия работы которого были бы такими же жесткими, сложными и трудно контролируемыми, как у буровых долот.

Так, реализуемая через долото мощность, приходящаяся на 1 см его диаметра, может достигать 5-10 кВт, статическая осевая нагрузка 10-15 кН (1-1,5 тс). Динамическая осевая нагрузка может превышать статическую в 1,5-2 раза

Нормальные динамические и статические нагрузки, крутящий момент, продольные, поперечные и. крутильные колебания приводят к тому, что элементы долот при бурении испытывают практически все виды напряжений, достигающих иногда предела текучести и прочности материала. Реализуемая механическая энергия при разрушении горной породы в узлах трения долот практически полностью переходит в тепловую, в связи с чем поверхностные слои элементов вооружения и опоры разогреваются до 800- 1000^{o}C.

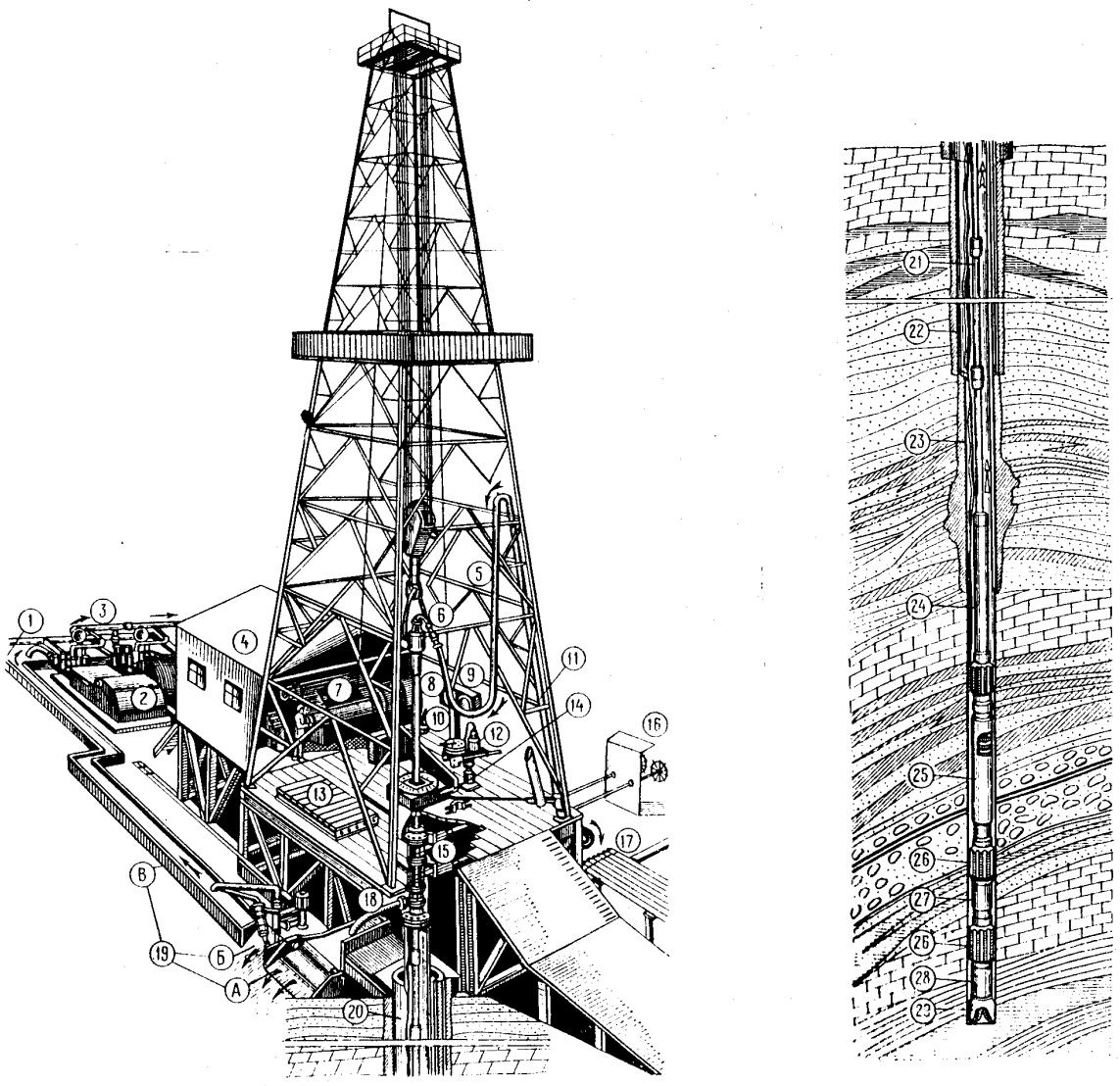


Рис. 9.1. Общий вид буровой установки глубокого вращательного бурения

1 - приемная емкость; 2 - буровые насосы; 3 - нагнетательная линия, 4 - силовой блок; 5 - буровой рукав; 6 - вертлюг; 7 - лебедка; 8 - ведущая труба; 9 - индикатор веса; 10 - машинные ключи; 11 - стояк; 12 - ключ АКБ-3М2; 13 - подсвечник; 14 - ротор; 15 - превентор; 16 - ручной привод превентора; 17 - трубный стеллаж; 18 - выход раствора в желоб; 19 - блок очистки раствора (А - вибросито; Б - гидроциклоны; В желобная система); 20 - кондуктор; 21 - бурильная колонна; 22 - 1-я промежуточная колонна; 23 - 2-я промежуточная колонна, 24 - утяжеленные бурильные трубы; 25 - турбобур; 26 - калибратор; 27 - маховик; 28 - переводник; 29 - долото.

Для условий работы буровых долот характерны абразивная и коррозионная активность окружающей среды (разрушаемая горная порода, буровой раствор со шламом и химическими реагентами, минерализованные пластовые воды), повышенные пластовые давления (до 100 МПа, или 1000 атм.) и температура (до 250° С).

В настоящее время практически отсутствуют методы текущего контроля за состоянием долота на забое. Долота работают в компоновках с забойными двигателями и бурильными трубами в скважине, поэтапно перекрываемой обсадными трубами. Поэтому должны быть согласованы диаметры долот, бурильных труб, забойных двигателей с внутренними диаметрами обсадных труб и их нормативными отклонениями. Отклонения по диаметру должны быть в допускаемых пределах (0,5-2 мм) с учетом взаимозаменяемости и допустимых величин износа. Одним из главных показателей, характеризующих эффективность работы долота при прочих равных условиях, может служить механическая скорость

$$V_м = N_д/AF_з \qquad (9.1)$$

где $V_м$ - механическая скорость бурения, м/с; $N_д$ – реализуемая на долоте мощность, Вт; $A_з$, - удельная энергоемкость разрушения горной породы, Дж/м^3; $F_з$ - площадь горизонтальной проекции забоя скважины, м^2.

Для повышения эффективности разрушения горной породы конструкция долота должна быть такой, чтобы обеспечивалась наименьшая удельная энергоемкость разрушения.

Проходка на долото при заданной механической скорости пропорциональна долговечности долота.

Долговечность долота и его элементов зависит от совершенства конструкции, качества изготовления, условий и режима отработки, усталостной прочности, ударной вязкости, коррозийной стойкости и износостойкости инструментальных материалов. Материал для изготовления тяжело нагруженных элементов долот должен обладать теплостойкостью.

Важный резерв повышения долговечности шарошечных долот - дальнейшее совершенствование конструкции системы герметизации и смазки опор.

Конструкция долота в целом (форма) и особенно конструкция системы промывки определяют совершенство очистки забоя и влияют на механическую скорость и на величину проходки на долото. Долото должно формировать ствол скважины цилиндрической формы (что особенно важно для надежного разобщения пластов) с сохранением диаметра, исключать заклинивания при СПО и т.д. Механические и абразивные свойства разбуриваемых горных пород изменяются в широких пределах. Целевое назначение долот также различно. Требования к ним разнообразны, поэтому для их удовлетворения необходима гамма долот.

Шарошечные долота, несмотря на сложность их конструкции и технологии изготовления, - основной породоразрушающий инструмент при бурении скважин. На их долю ежегодно приходится 90-95% объема проходки скважин в России и за рубежом.

Шарошечные долота для сплошного бурения конструктивно могут быть выполнены трехшарошечными (III), двухшарошечными (II) и одношарошечными (I). Наибольшее применение при бурении скважин получили трехшарошечные долота.

Основные элементы шарошечных долот: корпус, шарошки, лапы с цапфами, опоры и промывочные устройства. Опора шарошек состоит из подшипников и торцовой пяты.

Основные размеры шарошечных долот для бескернового бурения по ГОСТ 20692-75 приведены в табл. 9.1.

Трехшарошечные долота

Трехшарошечные долота (рис. 9.2) делятся: по конструкции корпуса - на две группы; по технологии изготовления - на шесть серий; по материалу и способу изготовления

вооружения шарошек - на три класса; по назначению и свойствам разбуриваемых пород - на четыре группы и 13 типов; по типоразмеру - на более чем на 150 моделей (с учетом опытных долот); по схемам выполнения опоры, вариантам выполнения промывочного устройства и вооружения периферийных зубьев - на десятки модификаций.

Двухшарошечные долота

Двухшарошечные долота (рис. 9.3) разрабатываются СКВ ВПО "Союзгеотехника" совместно с Верхнесергинским долотным заводом в основном для бурения геологоразведочных скважин. Они выпускаются диаметром от 59 до 151 мм.

Одношарошечные долота

Эти долота разработаны в СевкавНИПИнефти. Все они относятся к одному классу (с твердосплавным вооружением) и к одному типу (СЗ), предназначены для разбуривания пород средней твердости (доломитов, конгломератов, известняков и других хрупких пород).

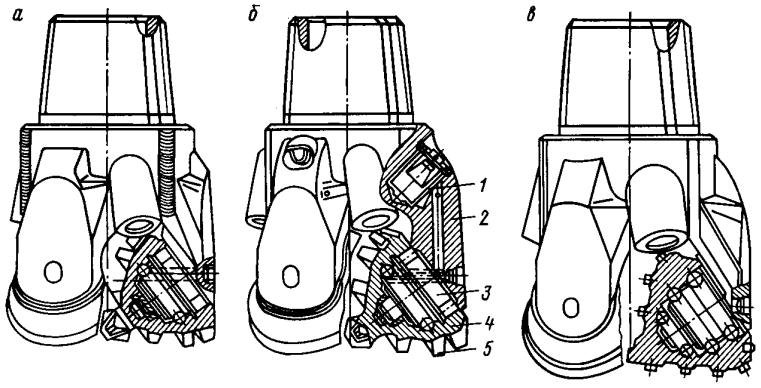


Рис. 9.2. Секционные трехшарошечные долота:

а – 1АН244,5СГ; б – 2АН269,9СГ; в – 1-АВ269,9СЗГ;
1 – узел принудительной смазки; 2 – секция (лапша); 3 – узел опор; 4 – шарошка; 5 - вооружение

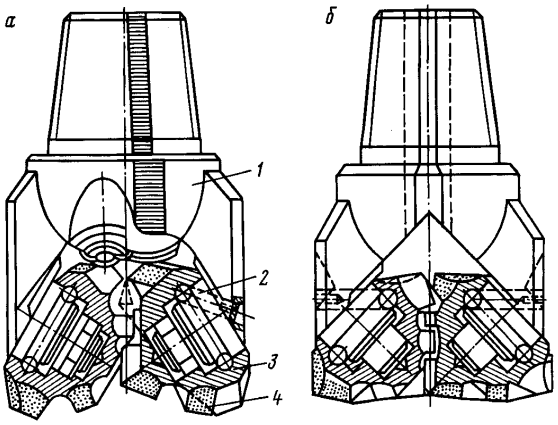


Рис. 9.3. Двухшарошечные долота:

а – В112МГ; 1 – секция (лапа); 2 – узел опор; 3 – шарошка; 4 – вооружение;
б – 2В93С

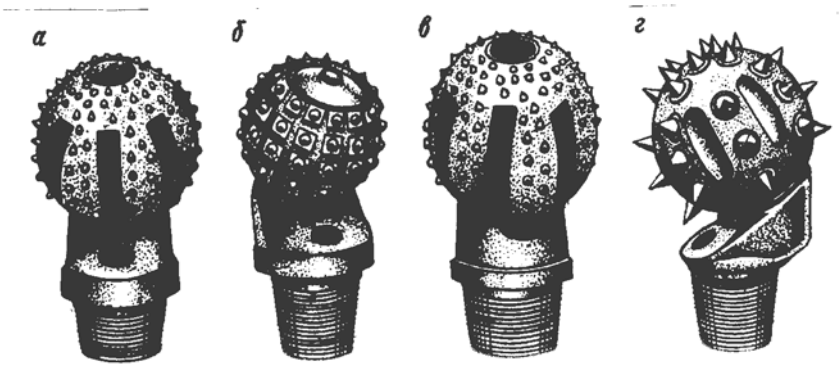


Рис. 9.4. Модификация отечественных одношарошечных долот:
а – основная (серийная); б – с кольцевыми расточками на шарошке; в – с нижней промывкой; г – с коническими зубками

Таблица 9.1. **Основные раз-**

меры шарошечных долот для бескернового бурения (ГОСТ 20692-75)

Диаметр, мм		Высота, мм		Допустимая нагрузка на долото, кН, при бурении		Присоедини-тельная резьба
номи-нальный	Предель-ное от-клонение	долота (справоч-ная)	замка	низко-оборотном	высо-ко-оборот-	
46		90	40	30		3-33
59		ПО	45	40		3-41,5
76		120	50	50		3-42
95,2	+0,6	150		70		3-42
98.4		170		80		3-66
			76			
103		180		100		
114,3		190		120		
120,6		200	89	140		3-76
132		210		150		
139,7		220		180		
142,8		240		190		
146		240		200		
149,2		250	95	200		3-88
152,4		260		220		
158,7		300		250	150	
165.1		310		250	150	
171,4		320		270	170	
187,3		320		300	200	
190.5	+0.8	330		300	200	
196.9		330		350	220	
200,0		340		350	220	3-117
212,7		340	108	380	250	
215,9		350		380	250	
222,3		360		400	280	
228.6		380		420	300	
244.5		390		450	320	
250,8		400		450	320	3-152
269,9		410		480	350	
295,3		420	127	500	400	
311,1		420		550	420	
320		440		600	450	
349,2		450		650	450	
374,6	+ 1.6	515		700	470	
393,7		530	133	700	470	3-177
444,5		600		800	500	
469.9		615		850	500	
490	+2,4	630	137	900	550	3-201
580		650		900	550	

Лопастные долота

Эти долота отличаются простотой конструктивного исполнения и технологии изготовления. Разрушая породы по принципу резания и истирания в мягких, рыхлых и несцементированных породах они оказываются наиболее эффективными: обеспечивают углубку за рейс в несколько сотен, а иногда и более тысячи метров. Однако вследствие наличия в разрезе скважины перемежающихся по твердости пород, а также твердых и абразивных пропластков диаметр долота часто уменьшается, что приводит к значительному уменьшению ее диаметра и необходимости расширения и проработки ствола перед спуском очередного долота, а также обсадных колонн.

Ввиду того, что контактная поверхность этих долот по сравнению с шарошечными больше и постоянно взаимодействуют с забоем скважины, лопастные долота применяются при разбуривании высокопластичных пород. Моментоемкость их высока, что требует подведения к долоту повышенных вращающих моментов.

Лопастные долота выпускаются следующих разновидностей: 2Л – двухлопастные, 3Л – трехлопастные; ЗИР – трехлопастные истирающе-режущие и 6ИР – шестилопастные истирающе-режущие.

Трехлопастные долота 3Л (рис. 9.5) выпускаются диаметром 118-445 мм типа М и МС в сварной модификации, т.е. с приваренными к корпусу лопастями. Режущие кромки лопастей у долот типа М армированы релитом, а у долот типа МС – твердосплавными пластинками. Промывочные устройства выполняются с соплами (гидромониторными) или без них.

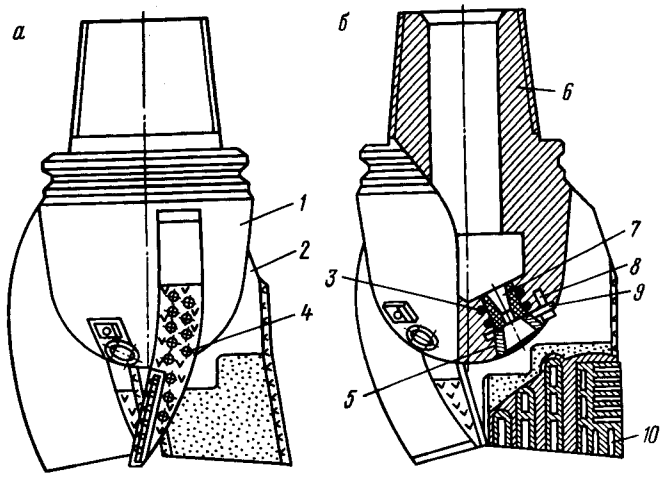


Рис. 9.5. Трехлопасные долота типа М (а) и МС (б)
1 – корпус; 2 – лопасти;
3 – уплотнительные кольца;
4 – твердосплавные штыри;
5 – байонетная шайба;
6 – присоединительная резьба;
7 – сопло; 8 – болт; 9 - стопорная шайба;
10 – платины

Долота ИСМ

Долота ИСМ отличаются от фрезерных и алмазных долот тем, что их рабочие элементы оснащены сверхтвердым материалом славутич. Вставки из славутича прикрепляются к стальному корпусу долота своей цилиндрической посадочной частью методом пайки. Форму рабочей поверхности и количество вставок, марку славутича и его содержание (объем, выраженный в $см^3$) выбирают, исходя из типа долота, т.е. в соответствии с физико-механическими свойствами разбуриваемых пород.

Торцовые (зарезные) долота ИСМ (рис. 9.6) предназначены для бурения наклонно направленных скважин и зарезки нового ствола на больших глубинах. Их изготовляют с полым цилиндрическим корпусом /, верхняя часть которого имеет замковую муфтовую резьбу, а нижняя выполнена с расширением снаружи и коническим внутренним вырезом, армированным вставками *2* из славутича. Боковую поверхность нижней части также армируют этими вставками.

В центральной части торца просверлены промывочные каналы *3*, выходящие в радиальные канавки *4*, которые разделяют рабочую торцовую поверхность на секторы и соединяются с боковыми пазами *5*. Такая схема промывки улучшает охлаждение рабочей поверхности долота и удаление из-под нее шлама.

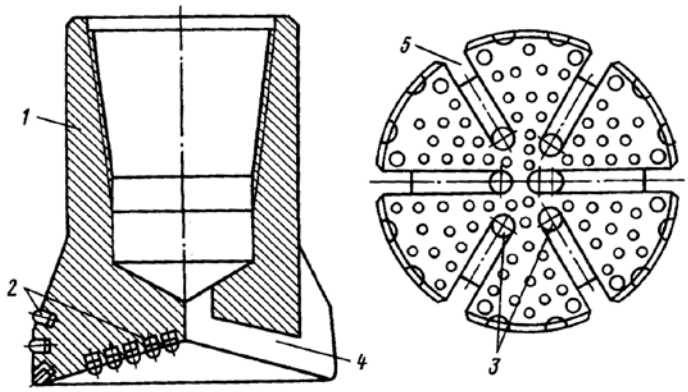


Рис. 9.6. Режущее долото ИСМ первой модификации

Алмазные долота

Эти долота изготовляют с режущими элементами из природных или синтетических алмазов различной величины.

По форме и направлению пазов, промывочных канавок, рабочих органов и всей рабочей части выделяют три разновидности алмазного долота: радиальную, ступенчатую и спиральную.

По размещению алмазов в матрице различают две разновидности долот: однослойную (рис. 9.7, а, б, в) и многослойную (рис. 9.7, г), т.е. импрегнированную алмазами.

Диаметры алмазных долот, как и долот ИСМ, на 2 мм меньше соответствующих диаметров шарошечных и лопастных долот с целью предотвращения преждевременного истирания калибрующих алмазов или заклинивания долота в суженных участках ствола скважины. По конфигурации и принципу действия алмазные долота близки к долотам ИСМ, особенно к истирающим. Основные размеры этих долот и бурильных головок приведены в табл. 9.2.

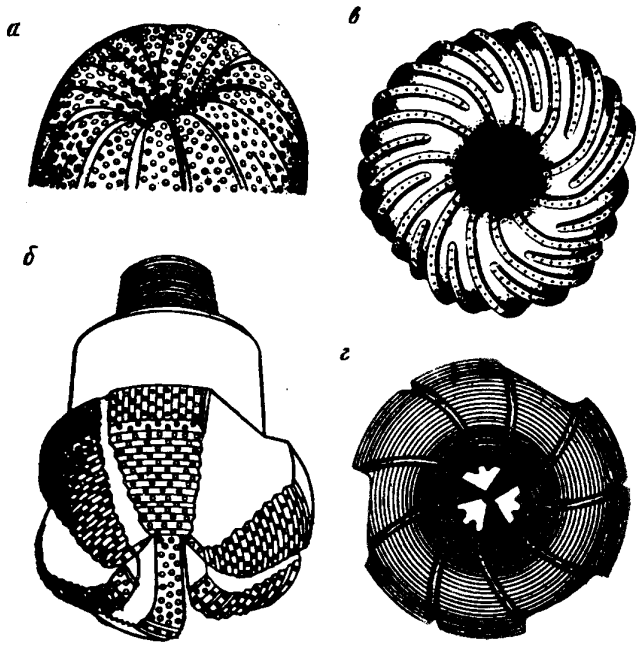


Рис. 9.7. Алмазные долота:
а – однослойное радиальное биконическое долото М311 и отдельные алмазы, используемые для его армирования; б - ступенчатое; в – спиральное ТВ 573; г – импрегнированное ТВ54

Долота для колонкового бурения и керноприемные устройства

Эти долота предназначены для отбора образцов проходимых пород (керна) с целью изучения геологического строения разреза скважин, механических, абразивных, коллекторских свойств, состава и строения горных пород, а также состава и свойств насыщающего породу флюида. Для отбора керна бурят кольцевым забоем, при этом конструкция долота и режим бурения должны обеспечить сохранность керна.

Таблица 9.2. Породоразрушающий инструмент, оснащенный природными, синтетическими алмазами и композиционными алмазосодержащими материалами

Шифр	Наружный диаметр долота или головки, мм	Диаметр керна, мм	Высота, мм	Масса, кг	Резьба ниппельная
1	2	3	4	5	6
ДК 138,1 С6	138,1	-	265		З-88
ДР 141,3 Т3	141,3	-	360	-	З-88
ДК 149,4 С6	149,4	-	265	-	З-88
ДР 163,5 Т3	163,5	-	360	-	З-88
ДК(ДКС,ДКСИ) 188,9 С6	188,9	-	417	-	З-117
ДЛС 188,9 С2	188,9	-	417	-	З-117
ДИ 188,9 С6	188,9	-	417	-	З-117
ДИ (ДР) 188,9 Т3	188,9	-	417	-	З-117
ИСМ 188,9 С5	188,9	-	410	47	З-117
ИСМ 188,9 МС1	188,9	-	415	50	З-117
ДК (ДКС, ДКСИ) 214,3 С6	214,3	-	438	-	З-117
ДЛС 214,3 С2	214,3	-	432	-	З-117
ДИ 214,3 С6	214,3	-	438	-	З-117
ДИ (ДР) 214,3 Т3	214,3	-	432	-	З-117
ИСМ 214,3 С3	214,3	-	470	60	З-117
ДКС 267,5 С6	267,5	-	480	-	З-152
ДКС 292,9 С6	292,9	-	500	-	З-152
ИСМ 292,9 С2	292,9	-	475	102	З-152
ИСМ 292,9 МС2	292,9	-	475	102	З-152
		Головки бурильные			
КТ(КТСН) 138,1/52 С3	138,1	52	250	-	З-110
КР 163,5/67 СТ2	163,5	67	240	-	З-133
КР 188,9/80 СТ2	188,9	80	320	-	З-150
КТ(КТСИ) 188,9/80 С3	188,9	80	320	-	З-150
КТ 188,9/40 С2	188,9	40	415	-	З-147
КР 214,3/80 СТ2	214,3	80	330	-	З-150
КТ(КТСИ) 214,3/80 С3	214,3	80	330	-	З-150
ИСМ 214,3/80 С2	214,3	80	265	-	З-150

В шифре долот и бурильных головок, армированных природными и синтетическими алмазами, используются следующие обозначения. Первая буква означает завод-изготовитель (в табл. 2.2 не показана):

М - Московский комбинат твердых сплавов;

Н - экспериментальный завод ВНИИБТ.

Вторая буква указывает вид инструмента:

Д - алмазное долото для бурения сплошным забоем;

К - алмазная бурильная головка для бурения с отбором керна.

Третья (четвертая, пятая) буква указывает на конструктивные особенности и способ армирования:

Р - мелкие торовидные выступы на торцевой рабочей поверхности;

Т - ступенчатая форма торцевой поверхности;

И - импрегнированный способ армирования;

В - зарезное долото.

Если инструмент оснащен синтетическими алмазами, то в шифре добавляется буква С.

Цифры обозначают основные размеры изделия: номинальный диаметр долота, наружный и внутренний диаметры бурильной головки.

Буква (буквы) после размера инструмента указывает его тип в соответствии с ГОСТ 26474-85, регламентирующим применение долота или бурильной головки в породах определенной твердости.

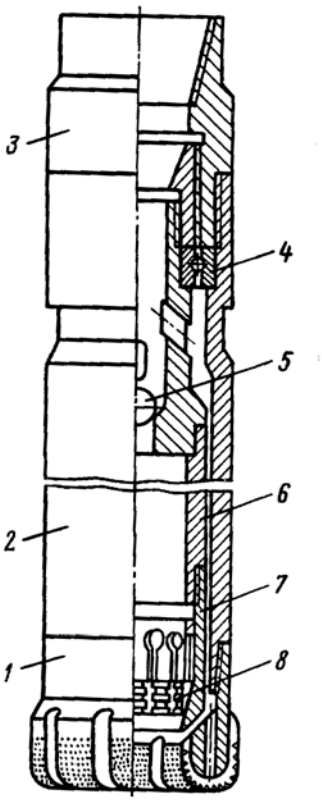
Последняя цифра обозначает модификацию алмазного бурового инструмента.

В шифре инструментов, разрабатываемых Институтом сверхтвердых материалов АН Украины (ИСМ), используются следующие обозначения.

Первая буква (У) указывает на то, что заводом-изготовителем является Дрогобычский долотный завод (в табл. 2.2 нет). Если изготовитель Опытный завод ИСМ АН Украины, то обозначение завода-изготовителя не ставится.

Три последние буквы ИСМ соответствуют сокращенному названию разработчика инструментов.

Колонковое долото (рис. 9.8) состоит из следующих элементов: бурильной головки /, корпуса *2*, грунтоноски *6* с дренажным клапаном *5*, в которую входит керн, керноприемного устройства *7*, кернорвателя *8*. Долото соединено с бурильной колонной переводником *3*. Грунтоноска подвешена к корпусу долота жестко или на подшипниках *4*, предотвращающих ее вращение при вращении бурильного инструмента, что способствует сохранности керна внутри грунтоноски.



При использовании колонковых долот со съемной грунтоноской керн извлекают без подъема бурильной колонны при помощи специального ловителя на канате. Затем съемную грунтоноску вновь опускают, устанавливают в колонковом долоте и продолжают отбор керна.

При турбинном бурении керн отбирают колонковым турбодолотом со съемной грунтоноской типа КТДЗ и КТД4.

При колонковом бурении применяют шарошечные, лопастные, фрезерные, твердосплавные, алмазные и ИСМ бурильные головки. Шарошечные бурильные головки изготовляют одно-, трех-, четырех-, пяти-, шести- и восьмишарошечными.

Рис. 9.8. Колонковое долото

Для отбора керна выпускаются керноприемные устройства (ВНИИБТ), применяемые при бурении различных по физико-механическим свойствам горных пород, в разных условиях бурения:

- **серия «Недра»** - для неосложненных условий бурения скважин;
- **серия «Кембрий»** - для условий бурения в рыхлых, слабосцементированных и трещиноватых горных породах;
- **серия «Силур»** - для бурения в осложненных осыпями и обвалами условиях;
- **серия «Тенгиз»** - для бурения в условиях, осложненных нефтегазо-проявлениями и поглощениями промывочной жидкости, в породах с высокими коллекторскими свойствами.

В таблице 9.3 приведена номенклатура керноприемных устройств

Предлагаемые керноприемные устройства имеют преимущества по сравнению с известными зарубежными аналогами. Наиболее существенным преимуществом является конструкция регулировочной головки 1 (рис. 9.9): требуемый зазор между башмаком кернорвателя и бурильной головкой достигается без извлечения керноприемника и его подвески, что экономит время вспомогательных работ на буровой и повышает безопасность труда персонала. Корпус 3 и керноприемник 4 изготовлены из цельнотянутых легированных стальных труб. Специальная обработка корпуса снижает интенсивность износа и повышает срок службы соединений. Конструкция узла подшипников 2 подвески предотвращает вращение керноприемника. Другим существенным преимуществом является съемный эжектор, использование которого вместо шара 5 позволяет обеспечить высокий процент выноса керна за счет создания в керноприемнике обратной промывки.

Керноприемные устройства «Недра» и «Силур» могут использоваться в одно- и многосекционной сборке длиной 8, 16, 24 м и больше. Все устройства могут быть использованы на различных глубинах при любых реальных температурах и режимах бурения.
С устройствами может быть поставлен любой набор кернорвателей и бурильных головок, обеспечивающих работу в широком диапазоне геолого-технических условий и позволяющих отбирать керн в породах от мягких неконсолидированных (рыхлые пески) до крепких и абразивных (кварциты).

Таблица 9.3. **Технические характеристики**

Диаметр скважины, мм	Серия комплекса керноотборного инструмента			
	«Недра»	«Кембрий»	«Силур»	«Тенгиз»
138,1-139,7	УКР-122/52	УКР-122/67 УКР-122/67	УКР-114/52	- -
158,7-165,1	УКР-138/67	-	-	-
187,3-190,5	УКР-164/80	УКР-172/100	УКР-146/80	-
212,7-215,9	УКР-164/80	УКР-172/100	УКР-146/80	УКР-185/100
269,9-311,1	УКР-203/100	-	-	-

Более подробно о данных керноприемных устройств изложено в таблицах 9.4, 9.5 и 9.6.

Таблица 9.4. **Параметры керноприемных устройств «Недра» с несъемным керноприемником для роторного способа бурения**

Параметры	СКУ-1-203/100	КДПМ-164/80	СКУ-138/67	СКУ-122/52
1	**2**	**3**	**4**	**5**
Длина керноприемного устройства, мм	24000	16172	23824	22483
Число секций устройства	3	2	3	3

Продолжение табл. 9.4

1	2	3	4	5
Длина корпуса, мм	7500	7500	6300	6155
Диаметр корпуса, мм				
наружный	203	164	138	122
внутренний	153	118	106	89
Длина керноприемной трубы, мм	7113	7277	7055	6545
Диаметр керноприемной трубы, мм				
наружный	127	102	83	73
внутренний	109	88	73	58
Присоединительная резьба:				
к бурильной колонне	З-147	З-121	З-С-108	З-88
к бурильной головке	З-189	МК 150х6х1:8	З-133	МК 110х6х1:8
Масса керноприемного устройства, кг	3700	1555	1520	1330
Диаметр бурильной головки / керноприемника, мм	244,5/100 269,9/100	212,7/80 187,3/80	158,7/67	139,7/52

Таблица 9.5. **Параметры керноприемных устройств «Силур» и «Кембрий» с несъемным керноприемником для роторного бурения**

Параметры	«Силур»		«Кембрий»	
	СКУ-146/80	СКУ-114/52	СКУ1-172/100	СКУ-122/67
1	2	3	4	5
Длина керноприемного устройства, мм	9267	8617	16380	5560
Число секций устройства	1	1	2	1
Длина корпуса, мм	8240	7422	7464	4025
Диаметр корпуса, мм				
наружный	146	114	172	122
внутренний	124	92	132	90
Длина керноприемной трубы, мм	6878	6545	7277	4000
Диаметр керноприемной трубы, мм				
наружный	102	73	123	81
внутренний	88	58	109	17
Присоединительная резьба:				
к бурильной колонне	З-121	З-101	З-121	З-88
к бурильной головке	МК 150х6х1:8	МК 110х6х1:8	З-161	МК 110х6х1:8
Масса керноприемного устройства, кг	620	300	1630	317
Диаметр бурильной головки / керноприемника, мм	187,3/80 212,7/80	139,7/52	187,3/100 212,7/100	139,7/67

Таблица 9.6. **Параметры керноприемных турбобуров (турбодолот) со съемным и несъемным керноприемниками**

Параметры	КТДЗ-240-269/47	КТД4С-172-190/40	КТД4С-195-214/80-60
Длина керноприемного турбобура, мм	7455	17575	25920
Число турбинных секций	1	2	3
Число ступеней турбины:			
всего	91	290	315
в нижней секции	91	124	105
Число ступеней пяты	10	30	30
Число средних опор:			
всего	2	8	11
в одной секции	2	4	3
в шпинделе	-	-	2
Наружный диаметр керноприемного турбобура, мм	240	172	195
Внутренний диаметр корпуса турбобура, мм	205	148	165
Длина керноприемника, мм	7050	14000	25835
Длина керноприемной полости, мм:			
со съемным керноприемником	3260	7000	7000
с несъемным керноприемником	-	-	25000
Наружный диаметр керноприемной трубы, мм:			
съемной	73	68	83
несъемной	-	-	105
Внутренний диаметр керноприемной трубы, мм:			
съемной	58	48	60
несъемной	-	-	80

Бурильные головки

Бурильные головки выпускаются трех типов: лопастные, шарошечные и алмазные для керноприемных устройств без съемного керноприемника (К) и со съемным керноприемником (КС).

Лопастные бурильные головки (рис. 9.10) предназначены дл бурения мягких пород (М) и средней твердости (МС).

Шарошечные бурильные головки (рис. 9.11 и 9.12) – для бурения пород мягких с прослоями средней твердости, абразивных пород (МСЗ); средней твердости, абразивных (СЗ); средней твердости с прослоями крепких абразивных (ТКЗ). Пример обозначения:

КС-212,7/60 СТ – бурильная головка для съемного керноприемного устройства диаметром 212,7 мм, диаметр керна 60 мм бурения пород средней крепости с прослоями крепких пород.

Алмазные бурильные головки (рис. 9.13 и 9.14). Выпускаются однослойные с выступами радиальными (КР) и торцевыми (КТ), импрегнированные (КИ). Например, КТ-138,1/52С - однослойная головка с торцевыми выступами средней крепости.

Шарошечные бурильные головки типа МСЗ (ВНИИБТ), предназначены для отбора керна при роторном бурении скважин в мягких малоабразивных породах с прослоями пород средней твердости. Шарошки смонтированы в пазах корпуса на съемных цапфах. Конструкция бурильных головок типа МСЗ позволяет заменять изношенные шарошки, цапфы и шайбы, что обеспечивает возможность многократного использования корпуса (табл. 9.7 и 9.8). С каждой головкой может поставляться комплект запасных шарошек, цапф и шайб.

Во ВНИИБТ выпускались алмазные бурильные головки для отбора керна с твердосплавной износостойкой матрицей, оснащенные природными и синтетическими поликристаллическими алмазами типа СВС-П, алмазно-твердосплавными пластинами и резцами (АТП и АТР), поликристаллическими синтетическими алмазами (ПСТА), а также с комбинированным вооружением (АТП+ПСТА) рабочих поверхностей (см. табл. 9.9 и 9.10).

Применение алмазных бурильных головок, работающих в режиме резания, обеспечивает увеличение механической скорости проходки и процента выноса керна по сравнению с шарошечными головками. При бурении с отбором керна каждая алмазная бурголовка заменяет 8-10 шарошечных. Наиболее эффективны алмазные бурильные головки в интервалах сплошного отбора керна.

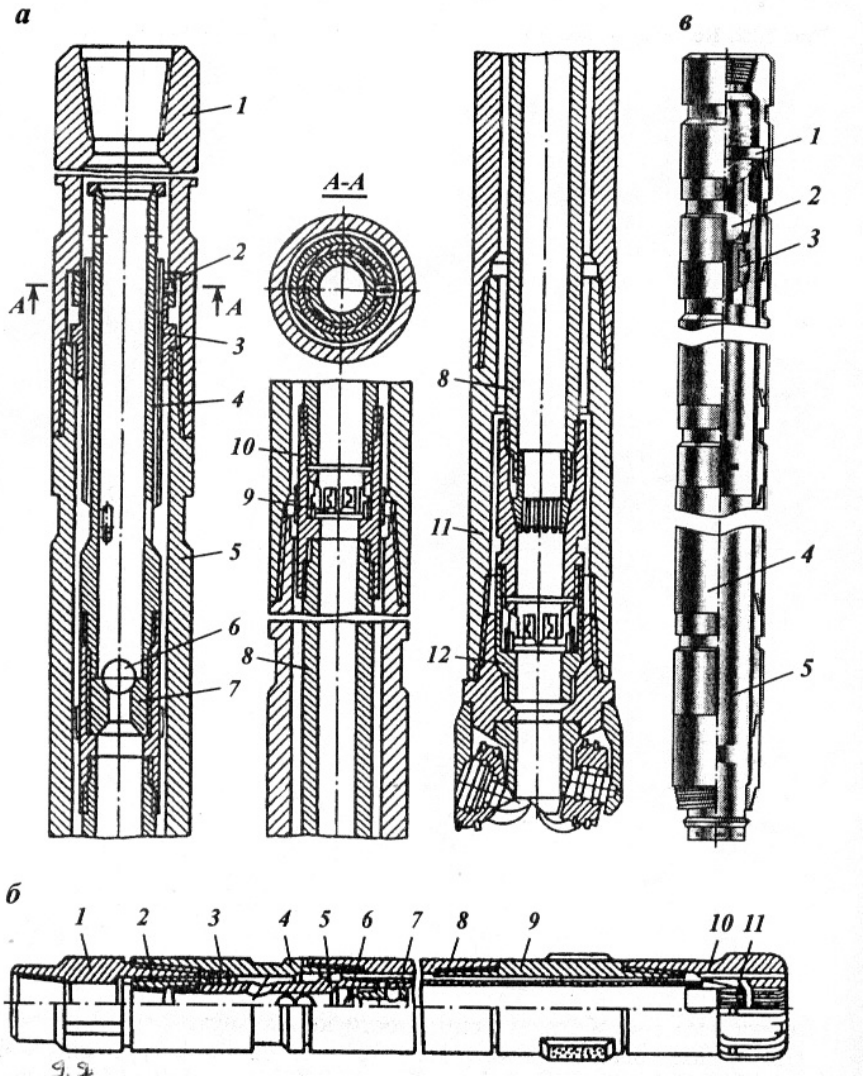


Рис. 9.9. Керноприемные устройства

а - снаряд «Недра» КД11М-190/80; 1, 11 - верхний и нижний переводники; 2 -фиксатор; 3 - гайка; *4* - узел подвески с винтом; *5* - корпус; б - шар; 7 - гнездо-седло (съемное); *8* - грунтоноска; 9 - кернодержатель; 10 - муфта-центратор; 12 - комплект кернорвателей;

б - снаряд СК164/80; 1, 9 - верхний и нижний переводники; 2 - контрвтулка; 3 - радиально-упорный шариковый подшипник; 4 - головка; 5 - шпиндель полый; 6 - обратный клапан; 7 - керноприемник грунтоноски; 8 - трубчатый корпус; 10 - башмак; 11 - цанговый кернорватель; в - керноприемное устройство конструкции ВНИИБТ; 1 - регулировочная головка; 2 - шар; 3 - узел подшипников; 4 - корпус; 5 - керноприемник

Таблица 9.7. **Типоразмер бурильной головки МСЗ**

Параметры	К139,7/67	К158,7/67	К187,3/80	К187,3/100	К212,7/80	К212,7/100	К295,3/100
Диаметр, мм наружный внутренний	139,7 67	158,7 67	187,3 80	187,3 100	212,7 80	212,7 100	295,3 100
Допустимая осевая нагрузка, кН	60	60	100	100	100	100	160
Высота, мм	225	240	235	235	236	221	334
Масса, кг	7,5	10,5	21,0	20,5	21,5	31,0	72,0
Количество шарошек, шт	4	4	8	8	8	8	8

Таблица 9.8. **Основные параметры шарошечных бурильных головок**

Типоразмер	Резьба	Масса, кг	Допусти-мая
КС-187,3/40 СТ	З-147	29	120
КС-187,3/40 ТКЗ	З-147	31	130
КС-2 12,7/60 СТ	З-161	34	140
КС-212,7/60 ТКЗ	З-161	36	150
КС-2 12,7/60 ТКЗ-НУ	З-161	36	150
К-139,7/52 ТКЗ	З-110	16	70
К-158,7/67 ТКЗ	З-133	18	80
К-187,3/80 М	З-150	-	-
К-187,3/80 СЗ	З-150	29	120
К-187.3/80 СТ	З-150	33	НО
К-187,3/80 ТКЗ	З-150	33	120
К-2 12,7/80 М	З-150	-	-
К-212,7/80 СЗ	З-150	35	160
К-212,7/80 МСЗ	З-150	25	100
К-212,7/80 СТ	З-150	39	130
К-212,7/80 ТКЗ	З-150	40	140
К-212,7/100 ТКЗ	З-150	40	140

Таблица 9.10. **Типоразмеры алмазных бурильных головок**

Типоразмер	Резьба муфтовая	Типоразмер	Резьба муфтовая
КТ(КТСИ) 131,8/52 СЗ	З-110	КТ 188,9/40 С2	З-147
КР 163,5/67 СТ2	З-133	КР 214,3/80 СТ2	З-150
КР 188,9/80 СТ2	З-150	КТ(КТСИ) 214,3/80 СЗ	З-150
КТ(КТСИ) 188,9/80 СЗ	З-150	ИСМ 214,3/80 С2	З-150

Примечание. Обозначения: К - бурильная головка; модификации: Р - радиальные, Т — ступенчатые; цифра 2 — порядковый (условный) номер модификации; звездочка - ниппельная резьба.

Таблица 9.10. **Классификация алмазных бурильных коронок, выпускаемых ВНИИБТ по назначению**

Виды алмазных резцов	Тип бурильной головки	Код бурильной головки по IADC	Твердость и абразивность породы						
			Мягкие		Средние		Твердые		
			М.А.	С.А.	М.А.	С.А.	М.А.	С.А.	В.А.
1	**2**	**3**	**4**	**5**	**6**	**7**	**8**	**9**	**10**
Алмазно-твердосплавные пластины (АТП)	КАП 133,3/67 МС	M6R5	—	—	—	—			
	КАП 138,1/52 МС	M2R5	—	—	—	—			
	КАП 138,1/67 МС	M2R5	—	—	—	—			
	КАП 159,4/67 МС	M5R5				—			
	КАП 188,9/80 МС	M5R5	—	—	—	—			
	КАП 188,9/100 МС	M5R5	—	—	—	—			
	КАП 214,3/80 МС	M6R4	—	—	—	—			
	КАП 214,3/100 МС	M5R5	—	—	—	—			—
	КАП 214,3/60 МС	M6R5	—	—	—	—			
Синтетические алмазы – трехгранные призмы (ПСТА)	КСС 138,1/67 СТ	T5R8			—	—	—		
	КСС 159,4/67 СТ2	T6R5			—	—	—		
	КСС 163,5/67 СТ	T6R8			—	—	—		
	КСС 214,3/80 СТ1	T6R8			—	—	—		
Синтетические алмазы СВС-П в виде цилиндров или их частей	КТСИ 138,1/52 С3	T3X0				—	—	—	
	КРС 159,4/67 СТ1	T2X9			—	—	—		
	КТСИ 188,9/80 С3	T2X0				—	—	—	—
	КСС 188,9/80 СТ1	T4R8				—	—		
	КТСИ 188,9/100 СТ1	T6R0				—	—	—	
	КСС 188,9/100 МС1	T5R7		—	—	—	—		
	КТСИ 214,3/80 С3	T2X0				—	—	—	
	КСС 214,3/100 СТ1	T2R0				—	—	—	
	КРС 214,3/100 СТ1	T4R9				—	—	—	
	КСС 295,3/100 МС1	T6R8		—	—	—	—		
Природные алмазы	КТ 138,1/52 С3	D3X9				—	—	—	
	КР 163,5/67 СТ2	D6X9			—	—	—	—	
	КР 188,9/80 СТ2	D5X9			—	—	—	—	
	КИ 188,9/80 С3	D2X0				—	—	—	—
	КР 214,3/80 СТ2	D5X9			—	—	—	—	
	КИ 214,3/80 С3	D2X0				—	—	—	—

М.А. – *малоабразивные породы*
С.А. – *среднеабразивные породы*
В.А. – *высокоабразивные породы*

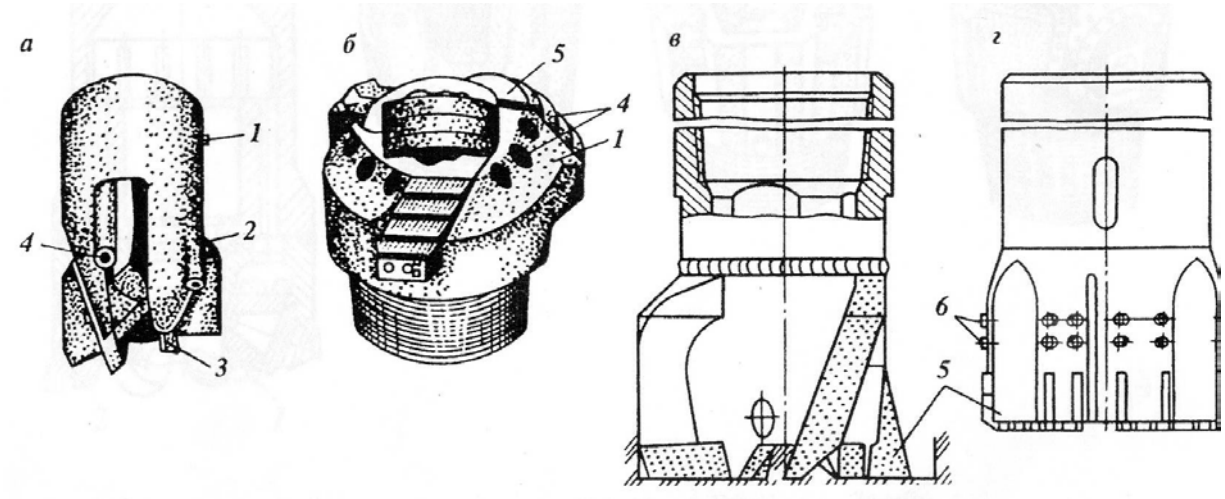


Рис. 9.10. Лопастные и фрезерные бурильные головки:
а – фирмы «Эй-Уан-Бит энд Тул», *б* – 11НК187/80 ММ, *в, г* – румынские;
1 – корпус долота, 2 – лопасти, 3 – резцы, 4 – промывочные сопла, 5 - твердосплавные режущие инструменты, 6 – боковые промывочные сопла

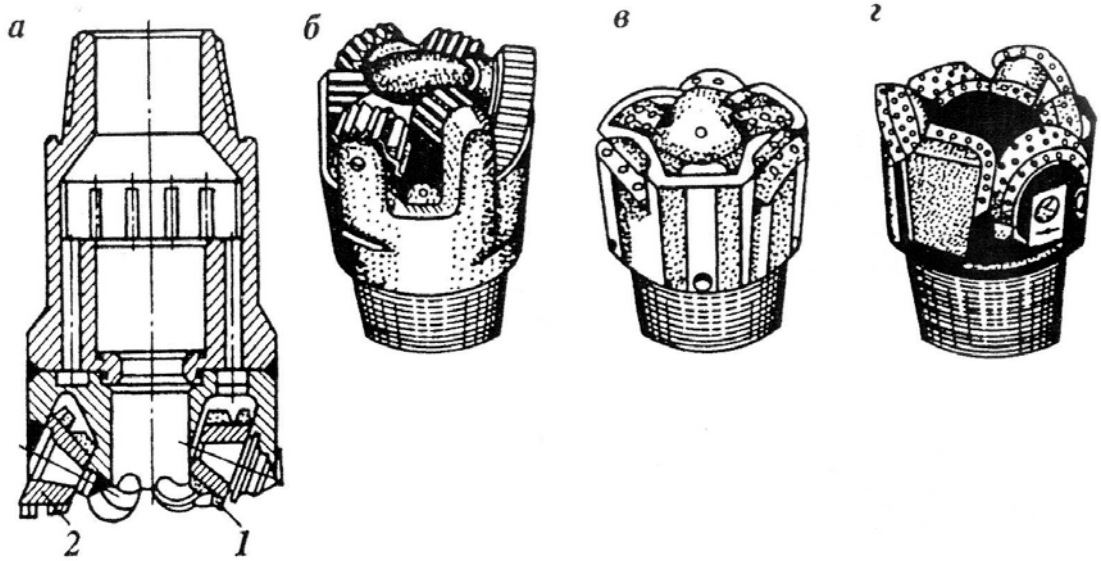


Рис. 9.11. Шестишарошечные бурильные головки
а – румынская; *б* – ИБК 190/80 СТ; *в* – 10 НК190/80 СТ3; *г* – 20 НК 190/80 К;
конструкции *а-г* : 1 – шарошки внутренние и кернообразующие; 2– шарошки наружные и скважинообразующие

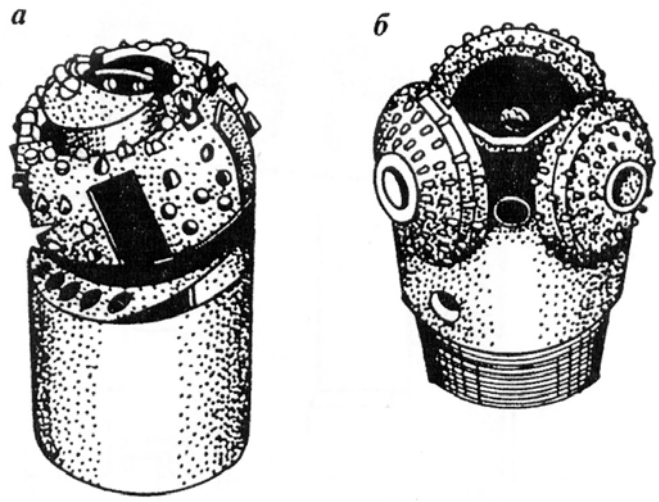


Рис. 9.12. Бурильные головки
а – одношарошечная 6ВК 190/80 СЗ;
б - трехшарошечная

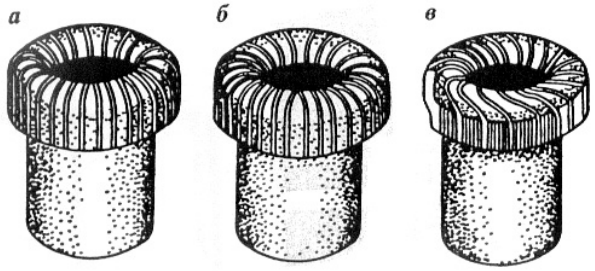


Рис. 9.13. Алмазные бурильные головки основных разновидностей
а – С20; *б* – С23; *в* – С22

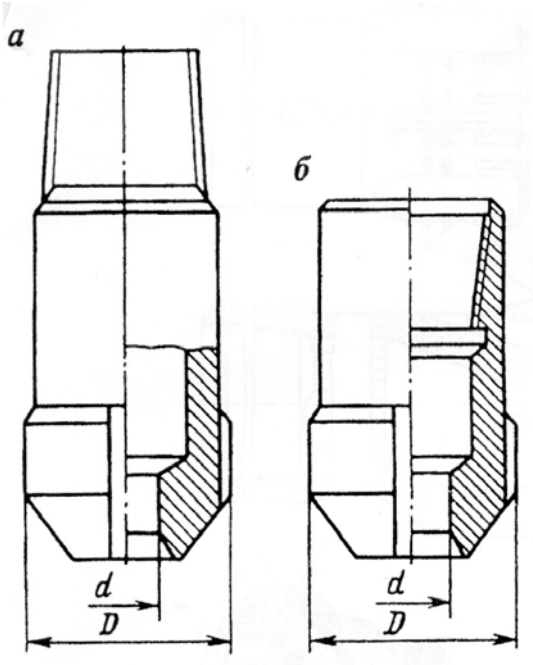


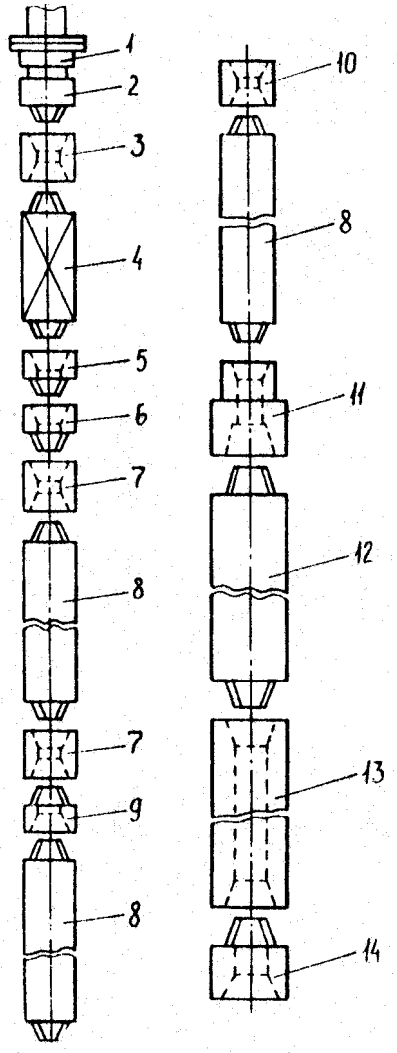
Рис. 9.14. Отечественные алмазные бурильные головки (схемы)
а – для колонковых снарядов со съемными керноприемниками; *б* – для снарядов с несъемными керноприемниками;
D – номинальный наружный диаметр бурильной головки; *d* –диаметр кернообразующего отверстия

9.2. *Бурильная колонна*

Бурильная колонна связывает поверхностное оборудование с породоразрушающим инструментом и представляет собой непрерывную, многозвенную систему инструментов между вертлюгом на поверхности и долотом на забое скважины Все технологические операции при бурении скважины ведутся с помощью колонны. В зависимости от способа бурения колонна также выполняет ряд других специфических функций. Бурильная колонна предназначена для:

- передачи вращения от ротора к долоту;
- восприятия реактивного момента забойного двигателя;
- подачи и создания нагрузки на забой;
- подвода промывочной жидкости к .трубопроводу при турбинном бурении и к долоту и забою при всех способах бурения;
- монтажа отдельных секций токопровода при бурении с электробуром;
- подъема и спуска долота, турбобура, электробура;
- проведения ряда операций при бурении наклонных скважин и предупреждения искривления;
- проведения вспомогательных работ (проработка, расширение, промывка (продувка) скважины, цементирование, испытание пластов, ловильные работы, проверка глубины скважины и др.).

Основными элементами, составляющими бурильную колонну, являются ведущие бурильные трубы, бурильные трубы, бурильные замки, переводники, утяжеленные бурильные трубы, опорно-центрирующие элементы и др. (рис. 9.15)



Рабочие (ведущие) бурильные штанги (трубы), имеющие чаще всего квадратное сечение (есть и шестигранные), служат для производства специальных операций при наклонно-направленном бурении. Размеры ведущих квадратных труб (размер по стороне квадрата): 102, 127, 140 мм. Они изготовляются из стали группы прочности Д и К – марки 40 ХН.

Бурильные трубы составляют основную часть колонны. Замки бурильные соединяют между собой отдельные бурильные трубы. Переводники предназначены для соединения элементов бурильных колонн, имеющих равные размеры или разнотипные резьбы, а также для присоединения подсобных и ловильных инструментов к бурильным трубам.

Рис. 9.15. Схема бурильной колонны:

1 - вертлюг; 2 - переводник вертлюга; 3 - верхний переводник ведущей трубы; 4 - ведущая труба;
5 - нижний переводник ведущей трубы; 6 – предохранительный переводник; 7 - муфта бурильного замка; 8 - бурильная труба; 9 - ниппель бурильного замка, 10 - муфта для соединения бурильных труб в свечах; 11 переводник для соединения с УВТ; 12, 13 утяжеленные бурильные трубы (УБТ); 14 - переводник для соединения с долотом или забойным двигателем.

Основные размеры бурильных труб приведены в табл. 9.11.

Таблица 9.11. **Стальные бурильные трубы**

Труба				Муфта		Масса, кг			Жесткость, кН·м^2	
Диаметр, мм			Толщина стенки, мм	Наружный диаметр, мм	Длина, мм	1 м гладкой трубы	Двух высадок	муфты	При изгибе EI	При сдвиге GI_0
условный	наружный	внутренний								
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Бурильные трубы с высаженными внутрь концами										
60	60,3	46,3	7	80	140	9,15	1,5	2,7	89	68
		42,3	9			11,3			103	78
73	73	59	7	95	166	11,4	2,0	4,2	168	128
		55	9			14,2			198	151
		51	11			16,8			223	170
89	89	75	7	108	166	14,2	3,2	4,4	320	244
		71	9			17,8			385	293
		67	11			21,2			439	334
102	101,6	87,6	7	127	184	16,4	5,0	7,0	491	374
		85,6	8			18,5			545	415
		83,6	9			20,4			595	453
		81,6	10			22,4			641	488
114	114,3	100,3	7	140	204	18,5	6,0	9,0	716	546
		98,3	8			20,9			797	607
		96,3	9			23,3			872	664
		94,3	10			25,7			944	719
		92,3	11			28,0			1011	770
127	127	113	7	152	204	20,7	6,5	10,0	1000	762
		111	8			23,5			1116	850
		109	9			26,2			1226	934
		107	10			28,9			1330	1013
140	139,7	123,7	8	171	215	26	7,5	14	1512	1152
		121,7	9			29			1664	1268
		119,7	10			32			1909	1378
		117,7	11			35			1947	1483
168	168,3	150,3	9	197	229	35,3	9,5	16,7	3008	2292
		148,3	10			39			3283	2501
Бурильные трубы с высаженными наружу концами										
60	60,3	46,3	7	86	140	9,15	1,5	2,7	68	
		42,3	9			11,3			103	78
73	73	59	7			11,4			168	128
		55	9	105	165	14,2	2,5	4,7	198	151
		51	11			16,8			223	170
89	89	75	7			14,2			320	244
		71	9	118	165	17,8	3,5	5,2	385	293
		67	11			21,2			439	334
102	101,6	85,6	8			18,5			545	415
		83,6	9	140	204	20,4	4,5	9,0	595	453
		81,6	10			22,4			641	488
114	114,3	98,3	8			20,9			797	607
		96,3	9	152	204	23,3	5,0	11,0	872	664
		94,3	10			25,7			944	719
		92,3	11			28,0			1011	770
140	139,7	123,7	8			26,0			1512	1152
		121,7	9	185	215	29,0	7,0	15,0	1664	1268
		117,7	11			35			1947	1483

В бурильных трубах с приваренными замками отсутствует мелкая резьба и за счет этого увеличивается надежность их работы и повышается герметичность соединений. На рис. 9.16 изображены трубные соединения с приварными замками.

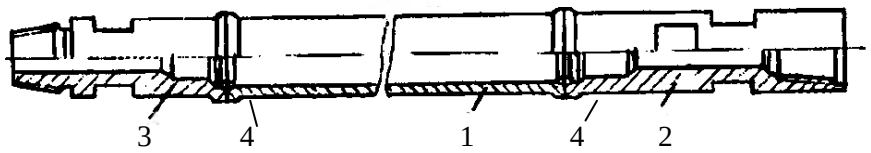


Рис. 9.16. Бурильная труба ТБСУ

1 бурильная труба; 2 – муфта; 3 0 ниппель;
4 – сварное соединение

Механические свойства бурильных труб приведены в табл. 9.12.

Таблица 9.12. **Механические свойства стальных бурильных труб (СБТ)**

Группа прочности стали	Временное сопротивление разрыву, МПа	Предел текучести, ИПа	Относительное удлинение, %		Относительное сужение Ψ , %	Ударная вязкость, $(Н \cdot м)/см^2$
			δ_5	δ_{10}		
Д	650	380	16	12	40	40
К	700	500	12	10	40	40
Е	750	550	12	10	40	40
Л	800	650	12	10	40	40
М	900	750	12	10	40	40

Легкосплавные бурильные трубы (ЛБТ) изготовлены из сплава Д16Т (Al-Cu-Mn) и имеют следующие параметры:

Диаметр ЛБТ, мм	147	129	114	93	73
Толщина стенки, мм	9и11	9 и 11	10	9	9

После нарезки резьбы на трубы навинчивают облегченные стальные замки ЗЛ.

Утяжеленные бурильные трубы, устанавливаемые непосредственно над долотом или забойным двигателем, создают необходимую жесткость в нижней части бурильной колоны, нагрузку на долото в заданных пределах и обеспечивают прямолинейность вертикальной скважины за счет натяжения остальной бурильной колонны.

При бурении скважин применяют УБТ следующих типов: с гладкой поверхностью по всей длине; с конусной проточкой для лучшего захвата клиньями при спускоподъемных операциях; сбалансированные УБТ (УБТС1); с замками и стабилизирующими поясками (УБТСЗ); фигурного сечения.

УБТ поставляют с внутренней резьбой на обоих концах (наддолотные трубы) и с внутренней резьбой на одном конце и наружной - на другом (промежуточные трубы). УБТ диаметром 219 мм и выше поставляются без нарезки резьбы.

Размеры, масса и жесткость при изгибе и сдвиге обычных УБТ приведены в табл. 9.13.

УБТ в зависимости от диаметра поставляют длиной от 6 до 12 м с допуском ± 1 м. По толщине стенки для всех размеров УБТ установлен допуск 12,5%.

Помимо горячекатанных УБТ, поставляемых металлургической промышленностью и изготовляемых на трубопрокатных станах, широко применяют сбалансированные утяжеленные бурильные трубы под шифром УБТС1, изготовляемые машиностроительной промышленностью путем сверления канала, механической обработки наружной поверхности и соответствующей термообработки для повышения механических свойств.

Опорно-центрирующие элементы предназначены для центрирования нижней части

колонны, увеличения жесткости и снижения вредного влияния поперечных колебаний, возникающих в системе долото-бурильная колонна в процессе бурения.

Таблица 9.13. **Характеристики стандартных УБТ**

Диаметр, мм		Масса 1 м трубы, кг	Присоединительная резьба	Жесткость, кН · м2	
наружный	Внутренний			при изгибе EI	при сдвиге GI_o
95 ±	32	49	З-76	829	631
108 ± 1	38	63	З-88	1380	1051
146 ± 4	74	97	З-121	4372	3331
178 ± 3	90	156	З-147	9667	7365
197^{+3}_{-2}	90	189	З-152	14842	11380
203^{+3}_{-2}	100	192	З-171	16466	12546
219^{+3}_{-2}	120	212	З-171	21563	16429
229 ± 1	100	273	З-189	27304	20803
254 ± 1	100	336	З-189	41854	31889

В компоновку также входят калибраторы, центраторы, стабилизаторы, расширители, протекторные кольца, обратный клапан, амортизаторы, фильтр (при турбинном бурении) и др.

Бурильная колонна при бурении, проведении спуско-подъемных и других операций находится в сложном напряженном состоянии, подвергаясь воздействию статических и динамических нагрузок, скручиванию и др. С целью определения работоспособности элементов бурильной колонны и ее правильного конструирования производят специальные расчеты.

При роторном бурении на бурильную колону действуют, в основном, следующие усилия:

- осевое усилие растяжения от собственного веса колонны при подъемке ее от забоя, когда наиболее опасное сечение в верхней части;
- осевое усилие сжатия от веса колонны, когда наиболее опасное сечение в нижней части;
- изгибающий момент, возникающий в результате действия центробежных сил;
- крутящий момент, передаваемый колонной для разрушения горной породы на забое;
- напряжение растяжения, вызванное прокачиванием раствора в колонне под давлением.

В зависимости от возникающих усилий опасным может являться верхнее сечение в момент начала подъема, верхнее сечение при бурении (совместное действие растяжения от собственного веса и кручения); нижнее сечение бурильных труб в месте резьбового соединения (совместное действие усилий сжатия и кручения).

В соответствии с этим порядок расчета бурильной колонны следующий:

1. Определяют необходимую длину УБТ $L_{утв}$, чтобы создать достаточную осевую нагрузку на долото $P_д$ и нейтральное сечение приходилось на УБТ (сечение 0-0), по формуле

$$L_{УБТ} = \frac{1{,}25P_д}{q_{УБТ}(1 - p/p_T)g}, \qquad (9.2)$$

где $P_д$ - осевая нагрузка, Н; $q_{УТБ}$ - вес 1 м УБТ, Н; p, $p_т$ - плотность бурового раствора и материала труб соответственно, кг/м^3; g - ускорение свободного падения, м/с^2.

2. Определяют наибольшее усилие растяжения $Q_р$, (в ньютонах), возникающее в момент начала подъема бурильной колонны из скважины,

$$Qp = (q_{\delta т} L_{\delta т} + q_{УТБ} L_{УТБ} + Q_1 + Q_2)(1-p/p_т)g + \rho\pi d_1^2/4, \quad (9.3)$$

где $L_{\delta т}$, $L_{УТБ}$ - длина бурильных и утяжеленных труб соответственно, м; Q_1- вес долота и КНБК, Н; Q_2 - усилие затяжки инструмента при подъеме (обычно составляет $0{,}5\text{-}1\cdot10^5$ Н);

Р - давление, развиваемое насосом в момент восстановления циркуляции при прихвате бурильной колонны (принимается максимальное по характеристике насоса), Па;

d_1 -диаметр проходного отверстия трубы, м.

3. Растягивающее напряжение (в паскалях) определяется из выражения

$$\sigma p = \frac{4Q_p}{\pi(d_2^2 - d_1^2)} < [\sigma_p], \quad (9.4)$$

где d_2- наружный диаметр бурильной трубы.

4. Напряжение кручения (в паскалях) определяется соотношением

$$\tau_{кр} = M_{кр} / W_{кр}, \quad (9.5)$$

где $M_{кр}$ - крутящий момент, Нм,

$$M_{кр} = к_д\, N/\omega/, \quad (9.6)$$

где $к_д$ - безразмерный коэффициент динамичности приложения нагрузки ($к_д$=1,5 - 2); N - мощность, реализуемая при бурении, Вт; $\omega = \pi n/30$ - частота вращения бурильной колонны, 1/с;

$W_{кр}$ - полярный момент сопротивления площади поперечного сечения труб при кручении, $м^3$,

$$W_{кр} = \pi(\,(d_2^4 - d_1^4)/16 d_2 \quad (9.7)$$

Мощность на привод бурильной колонны складывается из мощности на ее холостое вращение $N_{хв}$ и мощности на разрушение породы забоя $N_з$

$$N = N_{хв} + N_з = N_{дв}\eta\lambda_{дв} \quad (9.8)$$

где $N_{дв}$ - мощность двигателя для привода ротора, вт; η – КПД передачи мощности от двигателя к колонне бурильных труб; $\lambda_{дв}$ - коэффициент перегрузки двигателя.

Мощность на холостое вращение приближенно может быть определена по эмпирической формуле В. С. Федорова

$$N_{хв} = кр\ d_2^2 Ln^{1,7}\ , \quad (11.9)$$

где к - коэффициент, зависящий от искривления ствола;

При зенитном угле θ = 3-5° к = $22{,}6\cdot10^{-5} \div 28{,}8\cdot10^{-5}$; при θ = 6-9° к = $33\cdot 8\text{-}10^{-5} \div 34{,}3\cdot10^{-5}$; при θ = от 10-12° до 16° к = $35{,}2\cdot10^{-5} \div 40{,}3\cdot10^{-5}$; при θ = 18-25° к = $41{,}5\ 10^{-5} \div 46{,}6\cdot10^{-5}$; при θ = 26-35° к = $47\cdot 5\cdot10^{-5} \div 52{,}2\cdot10^{-5}$; для вертикальных скважин к = $18{,}8\cdot10^{-5}$;

р - плотность бурового раствора, $г/см^3$; L - суммарная длина бурильной колонны, м;

n - скорость вращения, об/мин.

$$N_з = 0{,}1cnD_д^{\,0,4}\,P_д^{\,1,3}, \quad (9.10)$$

где с - коэффициент, зависящий от твердости пород (6,2 -мягкие; 5,5 - средние; 4,4 - твердые);

$D_д$ - диаметр долота, м.

Для практических расчетов за величину N принимают мощность, передаваемую ротору.

5. При бурении усилие растяжения колонны

$$Q_р = (q_{бт}L_{бт} + 0{,}1q_{УБТ}L_{УБТ} + Q_1)(1-\rho/\rho_т)g + p_б\pi d_1^{\,2}/4, \quad (9.11)$$

где $p_б$ - перепад давления в бурильной колонне и долоте, Па.

6. Общее напряжение от растяжения и кручения согласно третьей теории прочности

$$\sigma = \sqrt{\sigma_p^2 + 4\tau^2} \le [\sigma], \tag{9.12}$$

где [σ] – приведенное напряжение, Па.

7. Напряжение сжатия

$$\sigma_{сж} = P_д/F, \tag{9.13}$$

где $P_д$ – нагрузка на долото, Н; F – площадь сечения сжатого участка колонны, м^2.

8. Напряжение изгиба в резьбовом соединении

$$\sigma_{сж} = \frac{\pi^2 EJf}{I\ W_{kp}}, \tag{9.14}$$

где *E* – модуль Юнга, Па;

J – момент инерции сечения трубы, м^4,

$$J = \frac{\pi d_2^4}{32}\left(1 - \frac{d_1^4}{d_2^4}\right), \tag{9.15}$$

f – возможная величина прогиба нижнего участка колонны бурильных труб, м,

$$f = (l, lD_{дол} - D_{замк.соед(или\ УБТ)})/2, \tag{9.16}$$

l – длина полуволны изгиба нижней части бурильных труб, м;

$$W'_{кр} = \frac{\pi}{32 d_{вк}}(d_{2вк}^4 - d_{1вк}^4), \tag{9.17}$$

9. Общее напряжение от сжатия, изгиба и кручения

$$\sigma = \sqrt{(\sigma_{сж} + \sigma_{из})^2 + 4\tau^2} \le [\sigma], \tag{9.18}$$

ВК – высаженный конец трубы.

10. Общее напряжение не должно превышать допустимое [σ].

Допустимое напряжение связано с пределом текучести $\sigma_т$ следующим выражением

$$[\sigma] = \sigma_т/к, \tag{9.19}$$

где к – коэффициент запаса прочности, равный 1,4-1,5.

При расчете σ ≤ [σ]. В случае нарушения неравенства используют более прочные трубы и расчет повторяют.

Следует помнить, что во избежание опасной концентрации напряжений в месте соединения УБТ с БТ отношение диаметра УБТ к диаметру долота должно быть равно 0,75-0,85 для долот, диаметр которых не превышает 295,3 мм, и 0,65-0,75 для долот, диаметр которых превышает 295,3 мм.

Диаметр УБТ не должен быть больше диаметра турбобура, электробура или другого забойного двигателя.

При бурении турбобурами, электробурами и другими забойными двигателями, возникающий реактивный момент воспринимается неподвижной колонной, лежащей на стенках скважины.

Расчет сводится к определению допустимой длины колонны с учетом веса турбобура, УБТ и давления бурового раствора.

9.3. Роторное бурение

Роторное бурение впервые было применено в США на месторождении Спиндлтоп в 1901 г., а в России в 1902 г. близ г. Грозного, а затем в СССР в 1922 г. и быстро заменило при бурении на нефть и газ ударное бурение.

При роторном бурении вращение передается долоту от ротора, установленного на устье, через колонну бурильных труб, выполняющую функцию полого вала.

Ротор (рис. 9.17) используется также для удержания на весу колонны бурильных и обсадных труб при спуско-подъемных операциях. Привод ротора осуществляется от лебедки через карданный вал или цепную передачу, либо от индивидуально привода (ПИР).

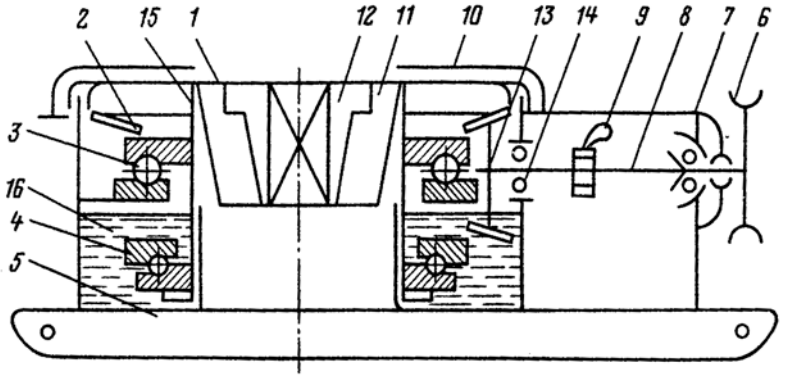


Рис. 9.17. Схема ротора

1 – стол ротора; 2, 13 – зубчатые конические шестерни; 3, 4 – главная и вспомогательная опоры; 5 – станина; 6 – крестовина карданного вала или цепное колесо (звездочка); 7 – подшипник, воспринимающий радиальные и основные нагрузки; 8 – ведущий вал; 9 – стопорное устройство; 10 ограждение стола ротора; 11 – вкладыши ротора; 12 – зажимы; 14 – радиальный подшипник; 15 – втулка; 16 – масло.

Последний позволяет в широких пределах регулировать частоту вращения (от 20 до 200 мин$^{-1}$ и более), снижает нагрузку на привод лебедки при подъеме колонны с вращением, уменьшает изнашивание лебедки и ее привода. Для конкретных условий бурения ротор выбирается по допустимой нагрузке, передаваемой мощности, диаметру проходного отверстия для пропуска долота, максимальное проходное отверстие равно 760 мм. Основные достоинства роторного бурения заключаются:

- в возможности бурения скважин на глубину до 10 км и более с начальным диаметром 700 мм и конечным 150 мм и менее;
- в обеспечении больших проходок на долото (без подъема керна), особенно в мягких породах, с коммерческой скоростью до 10 тыс. м и более в месяц.

Для бурения глубоких скважин в б. СССР применялись роторы Р560-Ш8 (завод им. лейт. Шмидта, г. Баку) и У-520-2-б. Свердловский завод УЗТМ. В настоящее время применяются роторы типа Р.

Основные параметры ротора (проходное отверстие в столе, допускаемая статистическая нагрузка, частота вращения его и мощность) выбираются в соответствии с требованиями, предъявляемыми технологией бурения. Основные характеристики роторов приведены в табл. 9.14.

Диаметр проходного отверстия ротора должен быть достаточным для спуска долот и обсадных труб, используемых при бурении и креплении скважин

$$D_{п.о.} = D_{д.н} + \delta \qquad (9.20)$$

Особенностью роторного бурения является то обстоятельство, что частота вращения долота четко устанавливается бурильщиком с пульта управления. Крутящий момент на долоте зависит непосредственно не от частоты вращения, а от изменения осевой нагрузки, свойств пород, изнашивания зубьев и опор шарошек. Он изменяется от минимального M_{min}, определяемого трением долота о стенки ствола и трением в опорах, до

максимального, ограничиваемого подведенной на забой мощностью, $M_{max}= N_д/n$. Достаточный момент на долоте можно иметь и при небольшом диаметре. Поэтому при роторном бурении относительно проще подбирать оптимальный режим бурения, методику отработки долота, изменяя осевую нагрузку и частоту вращения с поста бурильщика. В зависимости от вида привода (электрический с асинхронными двигателями, от двигателя внутреннего сгорания) и передач (механические редукторы, турботрансформаторы и т. д.) возможности изменения крутящего момента и частоты вращения, смягчения характеристики привода и улучшения показателей роторного бурения различны. В перспективе следует использовать в бурении постоянный ток.

Таблица 9.14. **Технические характеристики роторов**

Параметры	ВЗБТ		Уралмашзавод			
	Р-460	Р-560	Р-560	Р-700	Р-950	Р-1260
Допускаемая нагрузка на стол, МН						
статическая	2,7	3,0	4,0	5,0	6,3	8,0
при частоте вращения 100 мин$^{-1}$	1,2	1,78	1,78	2,3	3,2	3,2
Наибольшая частота вращения стола, мин$^{-1}$	300	350	250	250	250	200
Диаметр отверстия в столе, мм	460	560	560	700	950	1260
Условный диапазон глубин бурения, м	600-1250	11600-2500	2500-4000	3200-5000	4000-8000	6500-12500
Статическая грузоподъемность подшипника основной опоры, МН	2,58	4,10	8,42	9,00	9,67	12,5
Передаточное отношение конической пары	3,15	2,7	3,61	3,13	3,81	3,96
Максимальная мощность, кВт	200	280	370	370	500	600
Габариты, м:						
длина	1,94	2,31	2,31	2,27	2,42	2,87
ширина	1,18	1,35	1,62	1,54	1,85	2,18
высота	-	0,75	0,75	0,68	0,75	0,78
Масса, т	3,1	5,7	5,8	4,8	7,0	10,27
Вместимость масляной ванны, л	-	-	22	55	55	92

При вращении бурильной колонны меньше опасность ее прилипания, зависания, прихвата. Осевая нагрузка определяется по индикатору веса, а вынос разбуренной породы обеспечивается при меньшей скорости восходящего потока, меньшей подаче буровых насосов. В то же время каверны, уширения и искривление ствола скважины увеличивают прогиб вращающейся колонны, повышают опасность ее слома.

Мощность привода буровых насосов $N_н$ современных установок глубинного бурения (600 кВт и более) кратно превышает мощность ПИР, больше мощности лебедки $N_л$ и мощности, необходимой для очистки забоя и промывки ствола при нормальных условиях бурения. Поэтому целесообразно использовать значительную часть этой мощности для повышения эффективности разрушения горных пород применением гидромониторных долот, гидроударников и др.:

$$N_н = N_{тн} + N_{гн}, \qquad (9.21)$$

где $N_н$ - мощность, затрачиваемая на преодоление механических и гидравлических сопротивлений в трансмиссии, приводной и гидравлической частях насосов; $N_{гн}$ - гидравлическая мощность насосов; $N_н$-pQ; p - давление в нагнетательной линии насосов; Q - расход жидкости (подача насосов).

На долото может быть передана часть $N_{гн}$ за вычетом мощности на преодоление гидравлических сопротивлений в циркуляционной системе (гидравлические потери):

$$N_{гд} = N_{тн} - N_{гп}; \quad N_{гп} = (\alpha_1 + \alpha_2 L) Q^3 pg, \qquad (9.22)$$

где α_1 - коэффициент гидравлических сопротивлений в манифольде и некоторых элементах бурильной колонны, не зависящих от глубины скважины; α_2 - коэффициент гидравлических сопротивлений в бурильных трубах и кольцевом канале, зависящих от длины колонны L; p - плотность бурового раствора, кг/м3; g - ускорение свободного падения, 9,81 м/с^2.

Таким образом, гидравлическая мощность, подводимая к насадкам долота, выражается зависимостью

$$N_{гд} = \Delta P_д Q = P_n Q - (\alpha_1 + \alpha_2 L) Q^3 pg \qquad (9.23)$$

Из этого выражения видно, что чем выше расход бурового раствора, тем больше $N_п$ и меньше $N_{гд}$. Для увеличения $N_{гд}$ необходимо повышать коэффициент передачи мощности на забой

$$k_м = N_{гд}/N_{гн} = (N_{гн} - N_{гп})/N_{гн} = 1 - N_{гп}/N_{гн}.$$

Одним из путей достижения высоких значений $k_м$ и $N_{гд}$ является поддержание Q на минимально необходимом, а $p_н$ -на максимально возможном уровне.

При роторном бурении можно использовать все виды очистных агентов - это большое преимущество.

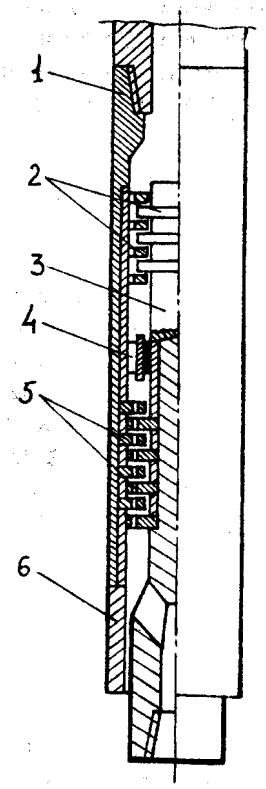
Мощность привода ротора определяется по формуле

$$N_р = N_т + N_{хв} + N_д, \qquad (9.24)$$

где $N_т$ - мощность, затраченная на преодоление сопротивлений в трансмиссии; $N_{хв}$ - мощность, затраченная на холостое вращение бурильной колонны в растворе с трением о стенки ствола скважины; $N_д$ - мощность, затраченная на вращение долота (разрушение породы, трение о стенки скважины и в опорах шарошек).

Роторное бурение с низкими частотами (20-80 мин$^{-1}$) и большими крутящими моментами (150-500 кНм) обеспечивает возможность эффективного разрушения многих пород осадочного комплекса с применением энергоемких лопастных долот. Эти преимущества, а также создание шарошечных долот с маслонаполненными опорами, высокопрочных бурильных труб и УБТ с новыми типами резьб, прочных вертлюгов обусловили в последние годы более широкое применение роторного бурения.

9.4. *Турбинное бурение*



Турбинным бурением называется вращательное бурение, при котором вращение породоразрушающего инструмента выполняется турбиной, приводимой в действие гидравлической энергией промывочной жидкости.

Принцип действия турбобура заключается в преобразовании гидравлической энергии потока жидкости в механическую энергию вращения вала с долотом.

Основной частью турбобура (рис. 9.18) является турбина, которая состоит из большого числа (около 100) совершенно одинаковых гидравлических ступеней. Каждая ступень состоит из ротора и статора.

Статором называется невращающаяся часть гидравлической ступени, закрепленная в корпусе турбобура. Ротором - вращающаяся часть, соединенная с валом турбобура с помощью шпонки. Схема движения потока жидкости через ступени турбины представлена на рис. 9.19.

Рис. 9.18. Принципиальная схема односекционного турбобура типа Т122М3

1 – корпус; 2 – осевая опора в виде гребенчатой пяты; 3 – вал;
4 – промежуточная радиальная опора; 5 – турбины; 6 – ниппель

Односекционные турбины типа Т12М3 с числом гидравлических ступеней от 100 до 120 имеют диаметры 172, 195, 215, 240 мм. Потребный расход жидкости от 25 до 55 л/с; максимальная мощность от 40 до 180 кВт. Перепад давления в турбобуре от 30 до 45 атм, а частота вращения от 610 до 770 мин$^{-1}$.

Секционные турбобуры типа ТС (ТС5 и ЗТС5) могут быть двух-, трех-, четырех- и шестисекционными. Число ступеней 200-435 шт. Цель - повышение крутящего момента. Корпуса соединены последовательно при помощи конических резьб, а валы секций - конусно-шлицевыми муфтами. Пяту имеет только нижняя секция. Эти турбобуры эффективны для глубокого бурения, поскольку при невысоких расходах жидкости они развивают большую мощность.

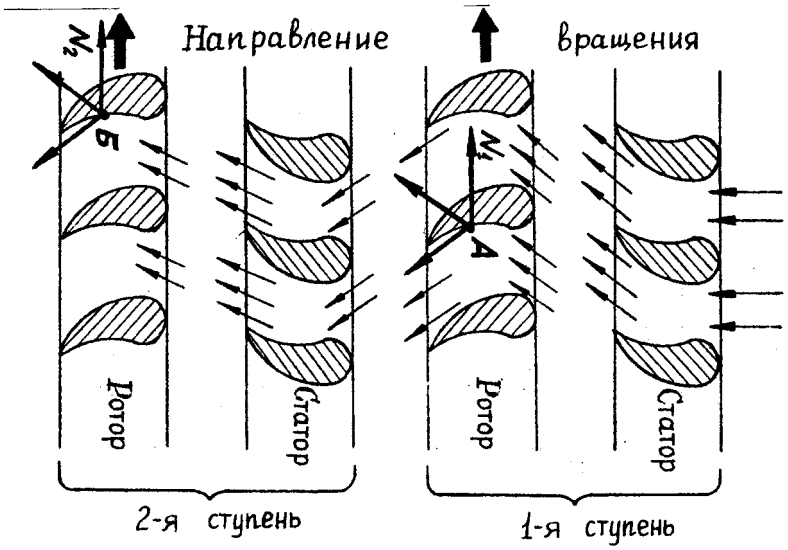


Рис. 9.19. Принципиальная схема преобразования гидравлической энергии потока жидкости в механическую энергию вращения вала турбобура.

Шпиндельные секционные турбобуры типа ТСШ в отличие от турбобуров типа ТС имеют внизу шпиндель, куда перенесена опора – пята. Шпиндель можно менять на буровой. Используют этот турбобур при высоких перепадах давления на долотах, поскольку шпиндель более надежный сальник, чем ниппель на турбобурах типа Т12М и ТС. Турбобур ЗТСШ1 диаметром от 164 до 240 мм требует расхода 20-40 л.с. Максимальная мощность 43-135 кВт, перепад 16-55 атм, частота вращения n = 195-555 мин$^{-1}$. При использовании турбин точного литья (ТЛ) КПД машины повышается.

Турбобуры с разделенным потоком типа БГТ предназначены для бурения шарошечными долотами с гидромониторными насадками.

Турбобуры шпиндельные с гидроторможением типа АГТШ предназначены для бурения на малых оборотах при больших глубинах, но КПД при этом снижается и не превышает 0,29.

Турбобуры секционные типа А с предельной турбиной, имеющей падающую к тормозному режиму линию давления. Они снабжены шпинделем с двумя турбинными секциями. В этом турбобуре применяют шаровые бессепаратные подшипники. В первых конструкциях устанавливались автоматические клапаны для сброса лишней жидкости в кольцевое пространство, но они плохо себя зарекомендовали. Частота вращения в таких турбобурах снижается до 300-200 мин$^{-1}$.

Турбобуры с вращающимся корпусом типа ТВК используются с целью предупреждения естественного искривления скважин. Их КПД равен 0,5-0,6.

Турбобуры колонковые типа КТД (колонковое турбодолото) снабжены полым валом, в котором расположена съемная керноприемная труба (грунтоноска). Число ступеней турбин до 160. Диаметр отверстия керноприемной трубы - от 26 до 60 мм.

Турбобуры секционные типа ТО (турбинные отклонители) предназначены для искривления скважин. Валы нижней секции и шпинделя расположены под небольшим углом (1,0-1,5°) и соединены специальной муфтой.

Техническая характеристика основных марок турбобуров приводится в табл. 9.15.

Таблица 9.15. **Техническая характеристика турбобуров в режиме максимальной мощности**

Турбобур	Число ступеней, шт	Расход жидкости, л/с	Частота вращения $с^{-1}$	Момент Нм	Мощность, кВт	Перепад давления, атм	КПД
Т12МЗБ-240	108	45	10,0	1620	101	34,3	0,66
ЗТСШ-240	31	38	8,43	3350	177	71	0,66
Т12МЗБ-195	100	32	12,7	920	73,5	42,6	0,54
ЗТСШ-195	285	25	9,85	1630	100	73,6	0,54
ЗТС-195ТЛ	330	35	5,04	1370	44	21,0	0,60
Т12МЗБ-172	100	32	12,8	792	64	41,1	0,49
ЗТС-172	369	19	9,00	1130	64	78,0	0,43
А9Ш (240)	-	40	6,15	915	129,4	-	0,445
А6Ш (172)	-	20	7,92	279	35,3	-	0,42
А7ГТШ (195)	382	25	5,00	1865	58,5	70,6	0,28
А7Ш (195)	220	25	7,24	1862	101	80,4	0,42

Корпус турбобура через переводник присоединяется к бурильной колонне, а она через ведущую трубу и вкладыши ротора передает реактивный крутящий момент на застопоренный стол ротора. При большой глубине и искривленной скважине весь реактивный момент передается на стенки скважины.

Все резьбы закреплены с надлежащим моментом. На вал турбобура навинчивается переводник, калибратор и долото.

Под характеристикой турбины (рис.9.20) понимают зависимость ее мощности N, вращательного момента M, КПДη, перепада давления Δp от частоты вращения n при заданном расходе Q перекачиваемого через нее бурового раствора. Частота вращения вала соответствует частоте вращения роторного колеса, а вращающий момент равен сумме моментов всех ступеней: M=zm (здесь m - момент одной ступени).

Мощность на валу N = zm n.

Мощность N можно также определить по расходу Q и перепаду давления Δp:

$$N = \Delta p Q \eta, \qquad (9.25)$$

где Δp = z Δp_m ; Δp_m - перепад в одной ступени; η – КПД.

В отличие от турбины рабочая характеристика турбобура учитывает затраты мощности на трение в опорах турбобура и дает, таким образом, возможность определить крутящий момент, мощность на долоте в зависимости от расхода, частоты вращения, осевой нагрузки, свойств пород, типа и степени износа долота. Величина мощности в этом случае зависит от конструкции пяты, осевой нагрузки на нее, скорости скольжения, свойств бурового раствора и наличия маховых масс.

Построение внешней характеристики турбобура производится с учетом потерь энергии в осевой опоре:

$$M_д = M\text{-}M_п, \quad (9.26)$$

где $M_д$ - крутящий момент, передаваемый на долото: $M_п$ - момент сопротивления в осевой опоре; M - крутящий момент турбобура, выражаемый зависимостью M = zm, m - момент одной ступени; z число ступеней.

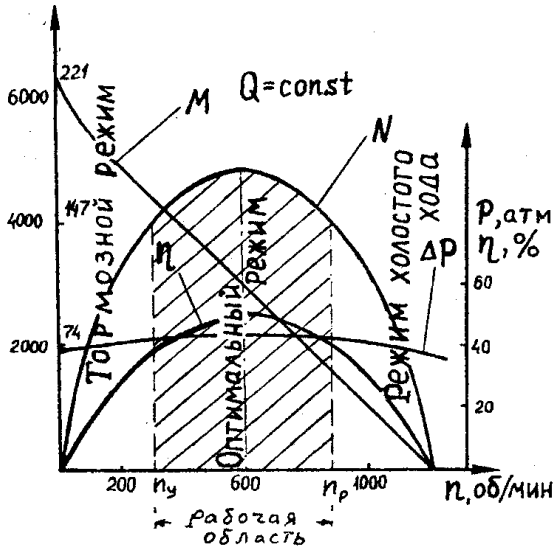


Рис. 9.20. Рабочая характеристика турбины турбобура при постоянном расходе жидкости Q

Для определения момента сопротивлений в осевой опоре служит выражение

$$M_п = P\mu r_п, \quad (9.27)$$

где P - осевая нагрузка на пяту (осевую опору); μ - коэффициент трения в пяте; $r_п$ - приведенный радиус трения, определяемый по формуле

$$r = \frac{R_H^3 - R_B^3}{R_H^2 - R_B^2}, \quad (9.28)$$

$R_Н$ и $R_В$ - соответственно наружный и внутренний радиусы трущихся поверхностей.

Момент сопротивления в осевой опоре

$$M_п = \pm(T+GR)\mu r_п, \quad (9.29)$$

где Т - гидравлическая сила воздействия на подвижные элементы турбобура, возникающая за счет перепада давления; $T = F_{ср}\Delta\rho_{тд}$; $F_{ср}$ - обобщенная площадь воздействия гидравлической нагрузки (площадь сечения турбобура), пропорциональная квадрату расхода жидкости; $\Delta\rho_{тд}$ - общий перепад на турбобуре (в пяте плюс турбобуре) и долоте; G - вес подвижных деталей турбобура плюс вес долота; R - реакция забоя, равная величине осевой нагрузки на забой (долото).

В современных турбобурах (многосекционных) осевая гидравлическая сила достигает 120-150 кН. Если $(T+G)>R$, нагрузка на подпятник действует сверху. В этом случае выбираем знак "плюс". Когда $(T+G)<R$, то загружена нижняя поверхность резиновой обкладки подпятника осевой опоры турбобура. Выбираем знак «минус». В этом случае, когда $(T+G)=R$, положение соответствует "плавающему" режиму работы осевой опоры и турбобура.

С изменением подачи и качества бурового раствора, прокачиваемого через турбину, изменяются и её энергетические параметры.

Кроме секционирования, улучшить моментную характеристику турбобура можно применением механических редукторов, которые снижают частоту вращения в 2-3 раза. Например, редукторный турбобур ТР2Ш-195 с многорядным планетарно-фрикционным редуктором имеет частоту вращения около 200 $мин^{-1}$ при КПД = 0,55.

Основными достоинствами турбинного бурения являются:

- устранение затрат энергии на вращение бурильной колонны;
- уменьшение износа и аварийности бурильных труб, что позволяет применять легко-сплавные бурильные трубы;

- повышение частоты вращения долота, следовательно, и механической скорости бурения;
- упрощение технологии проводки наклонно-направленных скважин;
- улучшение условий работы буровиков (снижение шума на устье и вибрации на буровой).

9.5. Реактивно-турбинное бурение

Этот способ бурения впервые был предложен и разработан Р.А. Иоаннесяном, М.Т. Гусманом в 1949 г. и предназначен для бурения скважин большого диаметра от 394 до 2600 мм и более. Во ВНИИБТ разработан нормальный ряд РТБ.

Двухтурбинный бур (рис. 9.21) состоит из двух турбобуров, соединенных с помощью грузов-утяжелителей, стяжек и траверсы в монолитную напряженную конструкцию. При работе долота разрушают породу забоя скважины за счет планетарного движения. Например, бур РТБ-394 с использованием долот 190,5 мм бурит ствол скважины диаметром 394 мм.

Опыт показал, что вращение бура вокруг оси скважины с помощью реактивных сил обеспечивается лишь при диаметре более 760 мм (левое вращение). Буры меньшего диаметра следует медленно вращать ротором. По данным Г.И. Булаха, агрегат РТБ при правильной эксплуатации обеспечивает вертикальность и прямолинейность скважине большого диаметра даже в сложных геологических условиях. Используются стандартные турбобуры Т12МЗБ-172, 195 и 240 мм, а также специальные Т12РТ и РГБ-240. Длина указанных буров в зависимости от их диаметра составляет 11,2-12,1 м при массе 6,4-9,6 т. Закачиваемая в бурильную колонну промывочная жидкость в траверсе РГБ распределяется на два равных параллельных потока. При бурении скважины породу забоя разрушают периферийные венцы шарошечных долот. Планетарным характером движения долот по забою скважины предопределяется формирование повышенных деформаций изгиба и скалывания при взаимодействии зубьев долота с породой. Это увеличивает эффективность разрушения горных пород и, следовательно, способствует повышению механической скорости. Частота вращения бура ротором в зависимости от крепости и абразивности горных пород составляет от 8-10 до 90-100 мин$^{-1}$. При бурении скважин большого диаметра необходимо дополнительно применять специальные шламосборники, устанавливаемые над РТБ.

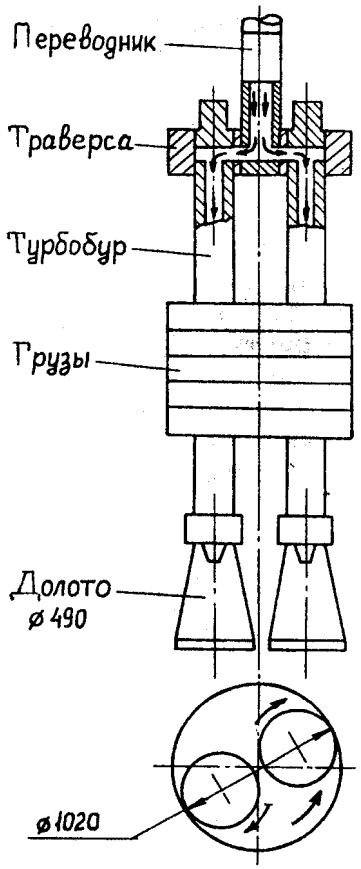


Рис. 9.21. Схема реактивно-турбинного бура

9.6. Бурение винтовыми (объемными) двигателями

Винтовые двигатели (рис. 9.22), применяемые за рубежом, представляют собой обращенный винтовой насос с однозаходным винтом. Они имеют характеристику, близкую к характеристике турбобуров, незначительно уступая им по мощности. Например, двигатель «Дайна Дрилл» диаметром 197 мм при расходе жидкости 28 л/с имеет частоту вра-

щения 320 об/мин, вращающий момент 1300 Нм, мощность 42 кВт и перепад давления 17 МПа, что соответствует примерно характеристике турбобура А7НУС.

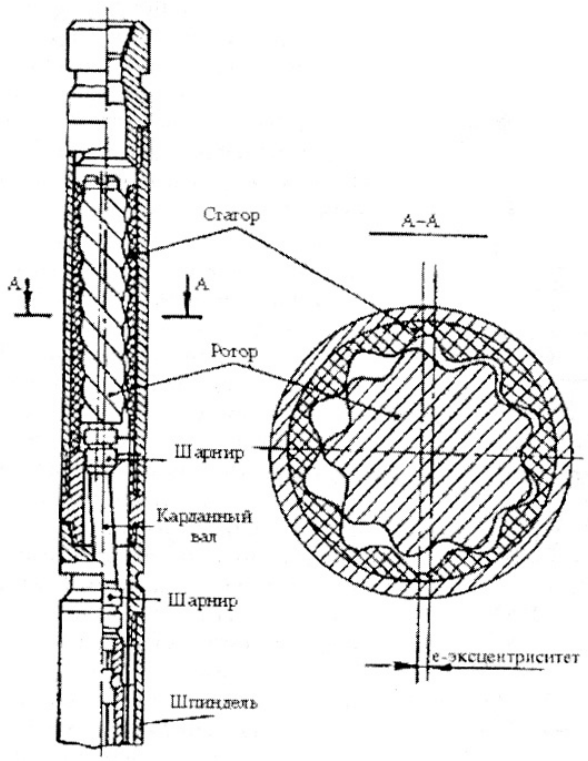


Рис. 9.22. Конструкции винтового забойного двигателя типа Д

В отличие от «Дайна Дрилл» в отечественных двигателях применен многозаходной винтовой механизм, который одновременно является объемным двигателем и планетарным редуктором. Ротор и статор представляют собой как бы пару зубчатых колес внутреннего зацепления. Зубья расположены по винтовой линии, поэтому ротор можно рассматривать как многозаходной винт, а статор - как многозаходную гайку, имеющие разные шаги. Число зубьев (заходов) статора на один больше, чем у ротора. Ротор располагается в статоре наклонно и полностью разделяет входную и выходную полости двигателя. Буровой раствор, поступая под давлением в замкнутый объем, давит на поверхность ротора и заставляет его обкатывать поверхность статора, совершая планетарное движение.

Таким образом, под давлением жидкости образуются и замыкаются камеры, через которые промывочная жидкость, как через шлюзы, проходит двигатель, формируя на роторе вращающий момент и мощность. С помощью шарниров последние преобразуются во вращательное движение шпинделя, который по назначению и устройству аналогичен шпинделю турбобура.

Характеристика винтового двигателя отличается от характеристики турбобура (рис. 9.23).

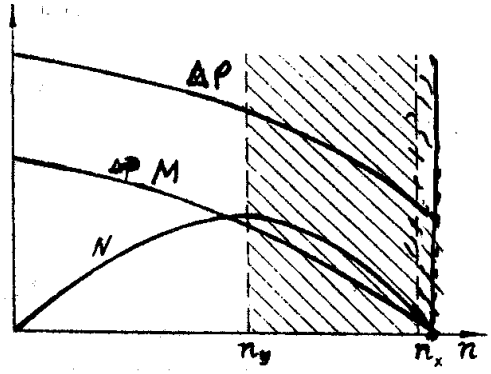


Рис. 9.23. Рабочая характеристика винтового двигателя при постоянном расходе жидкости Q

В винтовом двигателе энергия частично теряется на преодоление гидравлических сопротивлений, трение ротора о статор, трение в шпинделе, деформирование резины статора. Поэтому общий начальный КПД в режиме максимальной мощности винтовых двигателей равен 48-55%. При этом мощность винтового двигателя

$$N = \Delta\rho_д Q\eta \qquad (9.30)$$

где $\rho_д$ – перепад давления в двигателе; Q – подача бурового раствора; η – КПД двигателя.

При бурении объемными винтовыми двигателями в твердых породах проходка на долото увеличивается более чем в 2 раза, а в мягких - на 20-50% по сравнению с турбинным, механическая скорость ниже на 20-25% в обоих случаях. Этот способ применяется при бурении вертикальных и наклонных скважин. Он дает возможность контролировать отработку долота по изменению крутящего момента, поскольку одновременно с ростом момента увеличивается и давление на стоянке.

Так, при изнашивании опор долота в условиях неизменной осевой нагрузки момент и давление на стоянке увеличиваются, при изнашивании зубьев долота - уменьшаются.

Винтовой двигатель менее чувствителен к уменьшению диаметра ствола, что в сочетании с меньшим перепадом давления в нем делает его более перспективным для бурения глубоких скважин. Техническая характеристика двигателей представлена в табл. 9.16.

9.7. Бурение электробуром

В 1956-1957 г.г. в СССР было начато серийное производство электробуров для бурения на нефть и газ. Конструктивная схема электробуров первых серийных выпусков в основном сохранена и в современных электробурах. Современный электробур представляет собой забойную машину, состоящую из электродвигателя и шпинделя (рис. 9.24).

Для уменьшения скорости вращения вала между электродвигателем и шпинделем может быть вмонтирован редуктор-вставка. Корпус электробура приспособлен, как и у турбобура, для захвата его элеватором и для соединения с бурильной колонной. К нижнему концу вала шпинделя присоединяется долото.

Параметрический ряд электробуров состоит из семи диаметров: 164, 170. 185, 215, 240, 250 и 290 мм. Длины электробуров колеблются от 10 до 14 м. Обозначения электробуров, например, Э164-8: Э - электробур; 164 - диаметр корпуса, мм; 8 - число полюсов электродвигателя. В конце шифра могут стоять буквы М - модернизация и Р - электробур с редуктором-вставкой. Шпиндель обозначается как Ш164.

Таблица 9.16. **Технические характеристики винтовых забойных двигателей (данные Д.Ф. Балденко)**

Параметры	Д1-54	ДГ-60	Д-85	Д1-88	ДГ-95
Наружный диаметр двигателя, мм	54	60	88	88	95
Длина двигателя, мм	1890	3600	3240	3240	2640
Расход промывочной жидкости, л/с	1,0-2,5	2,0	4,8	4,5-7,0	6,0-10,0
Частота вращения, $с^{-1}$ (об/мин)	3,0-6,1 (180-166)	6,0 (360)	2,4 (144)	2,7-5,0 (162-300)	2-3 (120-180)
Момент силы на валу, кН-м	0,07-0,11	0,08	0,525	0,53-0,61	0,6-0,9
Перепад давлений на двигателе, МПа	4,5-5,5	3,5	5,6	5,8-7,0	4,0-5,0
Присоединительная резьба:					
к долоту	3-42	3-42	3-66	3-66	3-76
к бурильной колонне	3-42	3-42	3-66	3-66	3-76
Вес, кН	2,6	3,4	10,8	10,8	10,8

Вес 1 м, кН/м	1,40	1,49	3,35	3,32	3,72
Жесткость на изгиб, кНм^2	89,3	89,3	363,3	363,3	485,6

Продолжение таблицы 9.16

Параметры	Д1-127	ДГ-145	Д-155	ДН-172
1	2	3	4	5
Наружный диаметр двигателя, мм	127	145	155	172
Длина двигателя, мм	5545	6900	4330	5050
Расход промывочной жидкости, л/с	15-20	15-20	24-30	25-35
Частота вращения, с$^{-1}$ (мин$^{-1}$)	2,2-2,9 (132-174)	2,2-3,0 (120-180)	2,2-2,7 (132-162)	1,3-2,6 (78-156)
Момент силы на валу, кН-м	2,2-3,0	5,0-6,0	3,5-4,0	3,2-3,8
Перепад давлений на двигателе, МПа	6,6-8,7	7,0-10,0	6,5-7,5	3,3-3,5
Присоединительная резьба: к долоту к бурильной колонне	3-88 3-101	3-88 3-108	3-117 3-133	3-117 3-147
Вес, кН	37,9	41,5	46,6	68,7
Вес 1 м, кН/м	6,85	6,01	10,78	13,6
Жесткость на изгиб, кНм^2	1400,9	2372,0	3120,6	3996

В электробуре применен маслонаполненный трехфазный асинхронный электродвигатель, размещенный в трубном, корпусе. Статор двигателя собран в цилиндрических корпусах, соединенных между собой на конических резьбах. В корпусе статора запрессованы чередующиеся между собой пакеты из немагнитной и магнитной сталей.. В пазах статора заложена стержневая обмотка, верхние концы которой соединены с контактным стержнем, соединяющим ее с системой токопровода.

Электрическая энергия, подаваемая на буровую по линии электропередач, поступает в распределительное устройство высокого напряжения. Отсюда она через понижающий трансформатор и станцию управления по наружному кабелю подается на токоприемник. Последний передаст энергию на кабель, расположенный внутри бурильных труб. По кабелю энергия поступает к электробуру и преобразуется в механическую энергию вращения долота Кнопки и приборы управления вынесены на пульт, с которого бурильщик управляет работой электробура. Для опускания бурильной колонны в процессе бурения служит автоматический регулятор подачи. Электроэнергия передается электробуру по двух- или трехжильному кабелю с резиновой изоляцией, расположенному внутри бурильных труб типа ЭБШ. Схема электробурения представлена на рис. 9.25. Техническая характеристика электробуров приведена в табл. 9.17.

Характеристика двигателя электробура представлена на рис. 9.26. Асинхронный двигатель длительное время может работать в режиме номинальной мощности.

Двигатель электробура обладает довольно большой перегрузочной способностью по мощности (до 50%), что позволяет без остановки вращения преодолевать резкие изменения нагрузок на долото при чередовании пород по твердости и неравномерной подаче.

Поскольку мощность в цепи питания изменяется по мере увеличения или уменьшения нагрузки и момента на долоте, при бурении электробуром удобно контролировать

отработку долот; проводить различные исследования буровых долот в режиме бурения, оперативно устанавливать оптимальный режим.

Чтобы предупредить чрезмерное повышение пускового тока и заклинивание нового долота, электробур включают пока он не дошел до забоя (сужения). При опасности зависания бурильная колонна медленно вращается ротором (5-30 мин$^{-1}$).

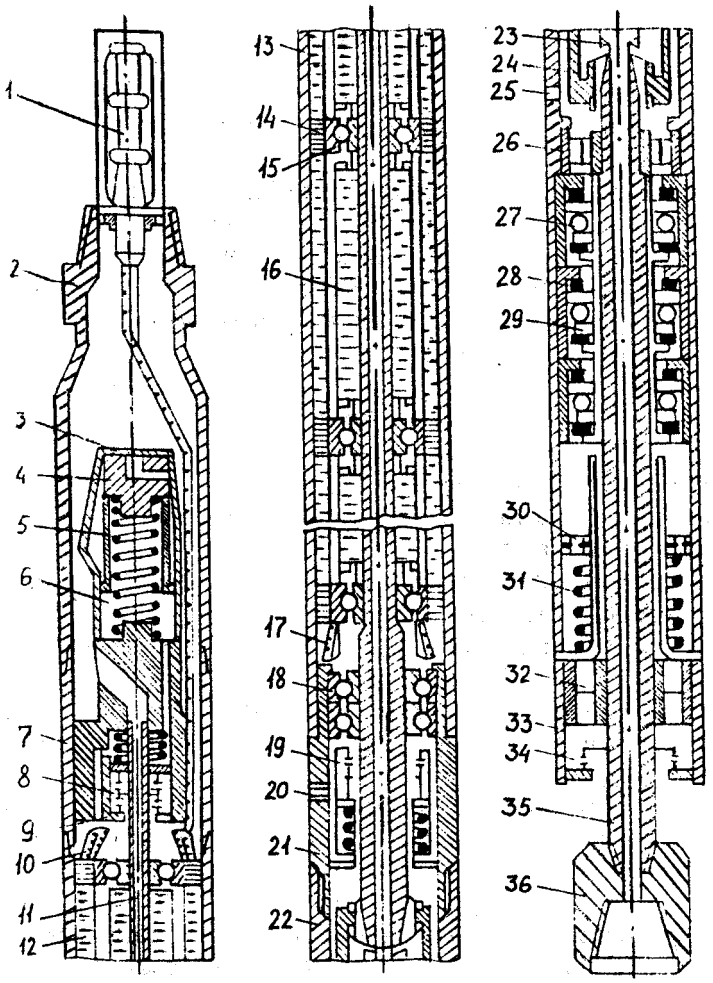


Рис. 9.24. Конструкции электробура:

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

При бурении электробуром возможно применение в качестве очистного агента любого бурового раствора, аэрированных жидкостей, пены, сжатого воздуха и природного газа.

На забое можно использовать гидромониторный эффект, но гидравлические сопротивления в трубах ЭБШ выше, чем в обычных трубах, вследствие наличия внутри кабеля и устройств для его подвески. Поэтому при одинаковых условиях может бытъ реализован меньший перепад давления.

Преимущества по сравнению с турбобуром:

- двигатель электробура имеет более высокий КПД, может обеспечить передачу на долото достаточно больших мощностей и крутящего момента при приемлемых отношениях М/п;

- электробур легче управляется с поверхности, обеспечивает применение систем телеконтроля при направленном бурении, бурении горизонтальных и многозабойных скважин; упрощается автоматизация и оптимизация процесса бурения. Объем бурения скважин электробурами в СНГ в последние годы стабилизировался и составляет несколько сотен тысяч метров в год, причем этим способом в основном бурят в Башкирии и на Украине, где имеются хорошо оснащенные базы ремонта. Применяется он также в Туркмении и незначительно в Азербайджане.

Таблица 9.17. **Техническая характеристика электробуров**

Тип электробура	Длина, м	Номинальная мощность, кВт	Номинальное напряжение, в	Сила тока, А		Скорость вращения вала, об/мин	Вращающий момент, Нм		КПД	Масса, т	Передаточное число редуктора вставки
				Рабочего хода	Холостого хода		номинальный	минимальный			
Э-290-12	14,02	240	1750	165	121	455	5100	11000	0,72	5,1	-
Э-250-8	13,0	230	1650	160	107	675	3320	7500	0,72	3,6	-
Э-240-8	13,4	210	1700	144	107	690	2970	7600	0,75	3,5	-
Э-215-8М	13,93	175	1550	131	95,5	680	2500	5500	0,72	2,9	-
Э-185-8	12,5	125	1250	130	93	676	1800	3600	0,675	2,05	-
Э-170-8М	12,145	75	1300	83,6	78,6	695	1100	2400	0,635	1,8	-
Э-164-8М	12,305	75	1300	87,5	80,0	685	1100	2400	0,61	1,65	-
Э-240-8Р	14,78	145	1400	112	-	230	6150	12000	-	3,9	3,0
Э-215-8МР	15,545	110	1350	102	-	230	4650	10500	-	3,2	3,0
Э-170-8Р	12,925	45	930	63	-	220	2000	4000	-	1,8	3,13
Э-164-8МР	14,09	45	1000	61,5	-	220	2000	4000	-	1,9	3,13

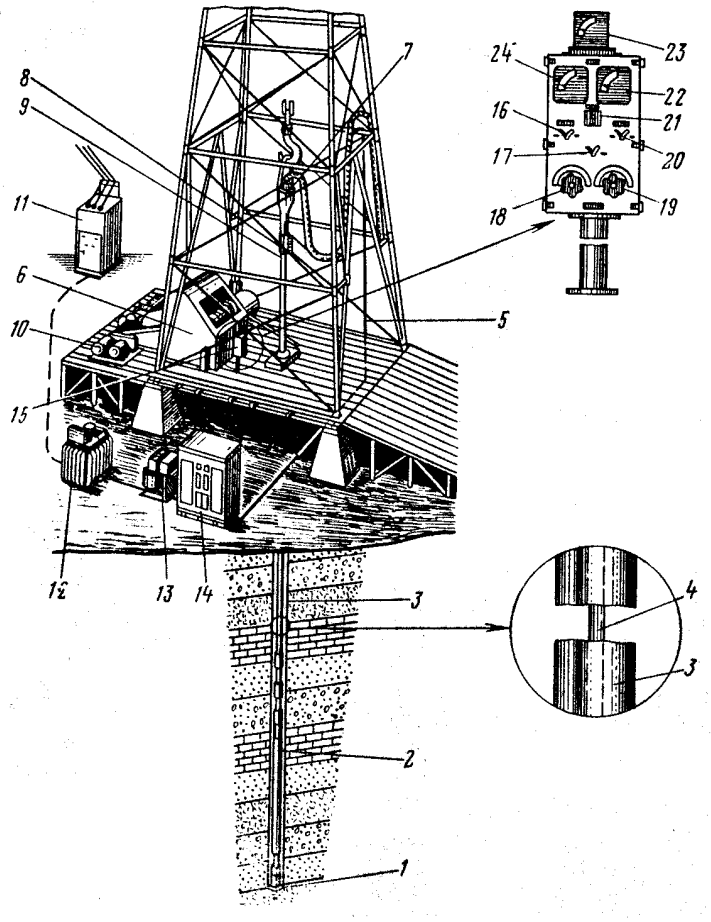
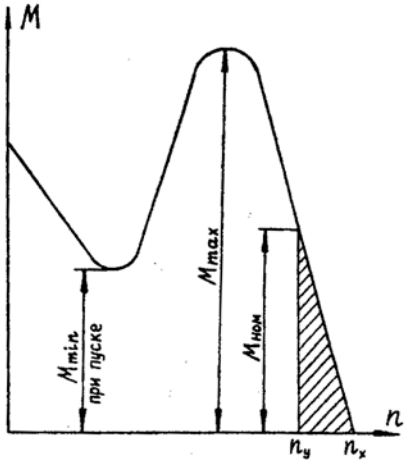


Рис. 9.25. Схема электробуровой установки

1 — долото; 2 — электробур: 3 — бурильные трубы; 4 — токопровод (кабель) в трубаах; 5 — электрокабель; 6 — буровая лебедка; 7 — вертлюг; 8 — кольцевой токоподвод; 9 — рабочая штанга; 10 — электродифференциальный регулятор подачи; 11 — токоприемный ящик; 12 — трансформатор; 13 — высоковольтный выключатель; 14 — станция управления электробуром; 15 — пульт управления; 16, 17, 18 — кнопки включения— выключения электробура, бурового насоса, регулятора подачи; 19 — регулятор скорости подачи долота; 20 — регулятор загрузки электробура; 21 — переключатель для ступенчатого изменения скорости подачи долота; 22 — амперметр; 23 — ваттметр; 24 — вольтметр.



Достигнутый уровень показателей механического бурения электробуром несколько выше показателей турбинного бурения: больше проходка на долоте и рейсовая скорость.

Основные затруднения при проводке скважин электробуром связаны с усложнением наземного и забойного оборудования, бурильной колонны, недостаточно высокой надежности токопровода, с созданием ремонтных служб, с более высокими требованиями квалификации обслуживающего персонала.

Рис. 9.26. Характеристика двигателя электробура

9.8. *Режим бурения*

Разрушение горной породы на забое скважины представляет собой сложный энергетический процесс.

Доля мощности непосредственно на разрушение породы, на забое составляет несколько процентов от подведенной (по данным А.И Спивака, 2-15%), а физический КПД определяемый по расходу энергии на образование новой свободной поверхности частиц шлама, еще меньше (по данным Л. А Шрейнера, около 0,01%).

Эффективность разрушения горных пород при проводке скважины зависит от комплекса факторов: осевой нагрузки на долото *P*, частоты вращения долота n, расхода жидкости *Q* и параметров бурового раствора *p, T, B*, типа долота, геологических условий, механических свойств пород. Выделяют параметры режима бурения (*P, n, Q. p. T, B*), которые можно изменять с пульта бурильщика в процессе работы долота на забое, и факторы, установленные еще в стадии проектирования строительства скважины, отдельные из которых нельзя оперативно изменять.

Определенное сочетание параметров и факторов, при которых ведется механическое бурение скважины, называется режимом бурения.

Под режимом бурения можно также понимать комплекс регулируемых (субъективных) факторов, определяющих условия и эффективность работы породоразрушающего инструмента на забое скважины. Каждый из этих факторов называется режимным параметром.

Взаимосвязь первичных и вторичных параметров может быть представлена в виде схемы, показанной на рис. 9.27.

Сочетание режимных параметров, обеспечивающее наилучшие показатели работы долота и необходимое качество буровых работ с использованием имеющегося оборудования, называется оптимальным режимом.

Оптимизация процесса бурения - поиск, выявление, обоснование оптимального режима. Показатель, по которому оценивается эффективность технологического режима называется критерием.

Технологу-буровику следует знать следующие критерии:

1. Механическая скорость проходки $V_м = h_д/r_д$, где $h_д$ - проходка на долото, м; $r_д$ - время работы долота (стойкость), ч. Это форсированный режим (по В. С. Федорову). Им пользуются при небольших глубинах.

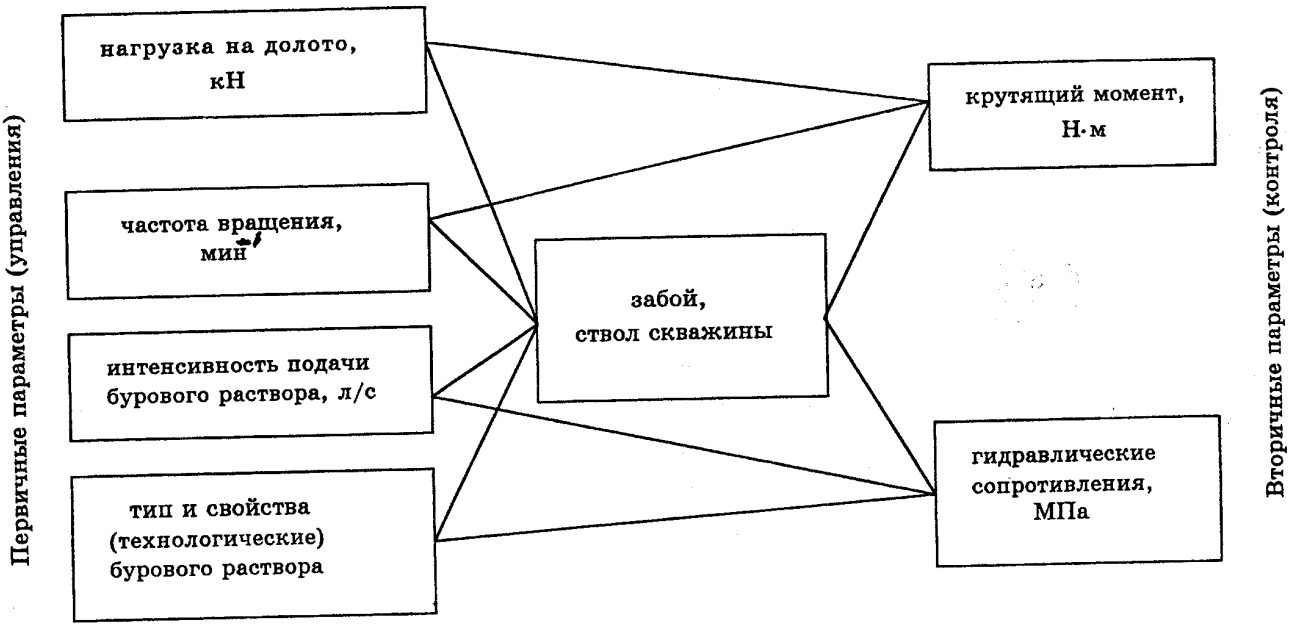


Рис. 9.27. Взаимосвязь первичных и вторичных параметров

2. Проходка на долото - $h_д$. В этом случае стремятся к наиболее полному использованию ресурса долота:

$$h_Д = \int_0^{\tau_Д} V_м d\tau_Д;\ \tau_Д = \frac{a}{P_Д^b n^c}, \qquad (9.31)$$

где a - коэффициент, зависящий от конструкции, вооружения и типа долота; b, c - показатели степени, зависящие от абразивности породы и промывочной жидкости, степени очистки забоя, изменяющиеся в пределах от 1 до 1,5. Критерий определяется зависимостью

$$h_Д = \int_0^{\tau_Д} V_м d\tau_Д = \int_0^{\tau_Д} V_0 l^{-k\tau_Д} d\tau_Д = \frac{V_0}{k}(1 - l^{-k\tau_Д}), \qquad (9.32)$$

где $V_0 l^{-k\tau_Д} = V_м$, V_o — начальная механическая скорость проходки; м/ч; k - коэффициент, характеризующий скорость износа долота; l - основание натуральных логарифмов.

Для шарошечного долота показателями конечной стадии его отработки являются резкое снижение механической скорости от первоначальной величины при износе вооружения долота или резкое повышение крутящего момента при износе опоры.

3. Рейсовая скорость проходки выражается формулой

$$\upsilon_р = hp / (\tau_б + \tau_{сп}), \qquad (9.33)$$

где $h_р$ - проходка за рейс; $\tau_б$ - продолжительность механического бурения; $\tau_{сп}$ - продолжительность спуско-подъемных операций со вспомогательными работами.

4. Удельные эксплуатационные затраты на 1 м проходки

$$C_{\text{м}} = \frac{C_{д} + C_{ч}(\tau_{б} + \tau_{сп})}{h_{д}}, \qquad (9.34)$$

где $C_д$ — цена долота, руб.; $C_ч$, — эксплуатационные затраты за 1 ч работы буровой, руб.; $h_д$ — проходка на долото, м.

Правильным подбором технологических режимов бурения должно быть обеспечено решение двух основных задач:

1) проведение скважины по заданной траектории до проектной глубины и выполнение геологического задания;

2) производство буровых работ с наилучшими технико-экономическими показателями, т.е. в сжатые сроки и с наименьшими экономическими затратами.

Продолжительность работы породоразрушающего инструмента по достижению минимума удельных эксплуатационных затрат можно назвать наивыгоднейшей.

Если не учитывать стоимость инструмента, то наивыгоднейшее время совпадает с оптимальным, определенным по критерию максимума рейсовой скорости.

Каждый параметр влияет на эффективность разрушения горных пород, причем влияние одного параметра зависит от уровня другого, т.е. наблюдается взаимовлияние факторов.

Как уже отмечалось, что наиболее распространенным породоразрушающим инструментом при бурении глубоких скважин является трехшарошечное долото. В этом случае бурение производится на следующих режимах. Осевая нагрузка на долото подбирается в соответствии с физико-механическими свойствами пород, типом и диаметром долота.

При проходке различных пород в среднем применяют нагрузку на 1 см диаметра долота: 4-5 кН в аргиллитах, песчаниках, известняках; 5=6 кН в ангидритах и 10 кН в крепких породах.

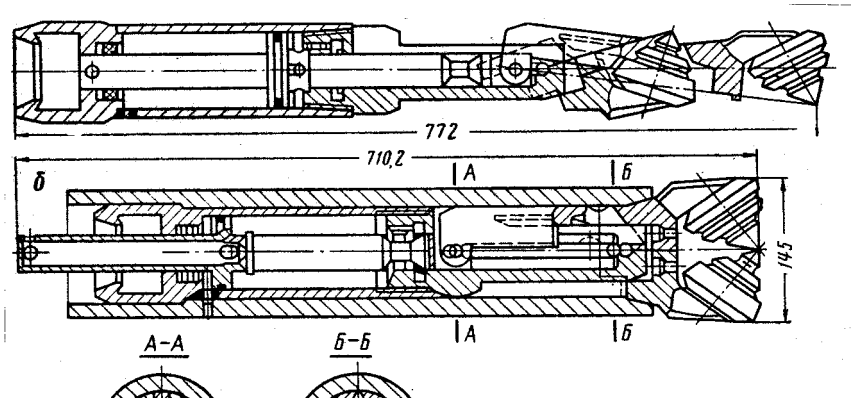
Частота вращения долота принимается 100-300 мин$^{-1}$. Чем тверже и абразивнее породы, тем меньше частота вращения. Частоту вращения уменьшают также с увеличением глубины скважины. При турбинном бурении долото вращается с частотой 300-700 об/мин. При этом частота вращения вала турбобура и долота изменяются в зависимости от момента сопротивления, приложенного к валу турбобура, который увеличивается с повышением осевой нагрузки и уменьшением твердости пород.

Расход промывочной жидкости рассчитывается исходя из скорости восходящего потока 0,6-0,8 м/с. При турбинном бурении он определяется также технической характеристикой турбобуров.

В очень глубокой скважине целесообразно применять алмазные долота, так как в этом случае основным экономическим критерием является проходка на долото.

Для сверхглубокого бурения весьма перспективно развитие бурения без подъема бурильной колонны. При этом должны применяться вставные (раздвижные) шарошечные долота и съемные роторы специальных турбобуров.

Сущность способа заключается в том, что спуск и подъем долота осуществляется на канате внутри колонны бурильных труб, которые имеют несколько больший внутренний диаметр и не имеют сужений в соединениях.



Долото в транспортном положении беспрепятственно проходит внутри бурильной колонны (рис. 9.28), а в рабочем положении раздвигается для бурения скважины требуемого диаметра.

При таком способе бурения резко сокращается время на СПО.

Рис. 9.28. Раздвижное долото
а – транспортное положение;
б – рабочее положение

9.9. *Наземные сооружения и буровое оборудование*

Буровая установка представляет собой комплекс различных функционально взаимосвязанных машин, механизмов и конструктивных элементов для выполнения основных и вспомогательных работ при строительстве скважины.

При механическом бурении установка должна обеспечить выполнение трех основных функций. Условно их можно подразделить на грузовую, приводную и циркуляционную, что наглядно видно из функциональной схемы буровой установки (см. рис. 9.21).

В технологическую цепочку для исполнения грузовой функции входит буровая лебедка (главный исполнительный орган), силовой привод, трансмиссия, редуктор, ведущая ветвь каната буровая вышка и талевая система. В технологическую цепочку привода входят ротор (главный исполнительный орган), силовой привод ротора, трансмиссия, редуктор, вкладыши ротора, ведущая труб, бурильные трубы, долото. В технологическую цепочку циркуляции входят буровой насос (главный исполнительный орган), силовой привод насоса, трансмиссия, манифольд высокого давления со стояком и шлангом, вертлюг, механизмы и аппараты для приготовления очистки и обработки промывочных растворов, элементы поверхностной циркуляционной системы желоба, трубопроводы, емкости, вибросита, гидроциклоны и др. В случае использования газообразных агентов в качестве главного исполнительного органа в цепочку входит и компрессор.

Кроме того, буровая оснащается средствами механизации вспомогательных работ и автоматизации процессов органами управления агрегатами, приборами контроля работы отдельных агрегатов и аппаратурой технологического контроля процесса бурения, а также средствами противопожарной противовыбросовой безопасности и охраны труда.

Современная буровая установка (рис. 9.29) глубокого бурения со всем вспомогательным оснащением представляет собой производственный объект для выполнения буровых работ в полевых условиях в любой погодно-климатической обстановке.

К эксплуатационно-техническим показателям буровой установки относятся: грузоподъемность на крюке, производительность, надежность, ремонтоспособность, уровень исполнения технологических функций и его соответствие требованиям современной технологии, удельный расход энергии, масса, простота обслуживания удобство монтажа, демонтажа и транспортировки в различных условиях.

Остановимся подробнее на отдельных узлах оборудования.

Буровая вышка (рис. 9.29.) предназначена для спуска в скважину и извлечения из нее бурильных труб при выполнении спускоподъемных операций, их размещения, спуска обсадных колонн, поддержания бурильной колонны в подвешенном состоянии в процессе бурения и выполнения различных вспомогательных работ в скважине.

Буровая вышка представляет собой высотную металлическую конструкцию. Ее основные параметры — высота и грузоподъемность. Высота вышки определяет длину свечи, которую можно извлечь из скважины. Длина свечи составляет примерно две трети высоты вышки. С увеличением длины свечи продолжительность спускоподъемных операций сокращается, поэтому с ростом глубины бурения высота и грузоподъемность вышек увеличиваются. Например, для бурения скважин на глубину 300 — 500 м применяется вышка

высотой 16— 18 м, на глубину 2000 м — высотой 27 — 28 м, на глубину 3000-4000 м - 42 м, на глубину 5000-6500 м - 53 м.

В зависимости от количества и расположения несущих элементов (ног) вышки подразделяются на два типа: башенные (см. рис. 9.1) и мачтовые (см. рис. 9.29).

К вышкам башенного типа принято относить такие, у которых основная нагрузка передается на три или четыре точки, не расположенные на одной прямой. Иными словами, геометрически вышка башенного типа представляет собой пространственную фигуру.

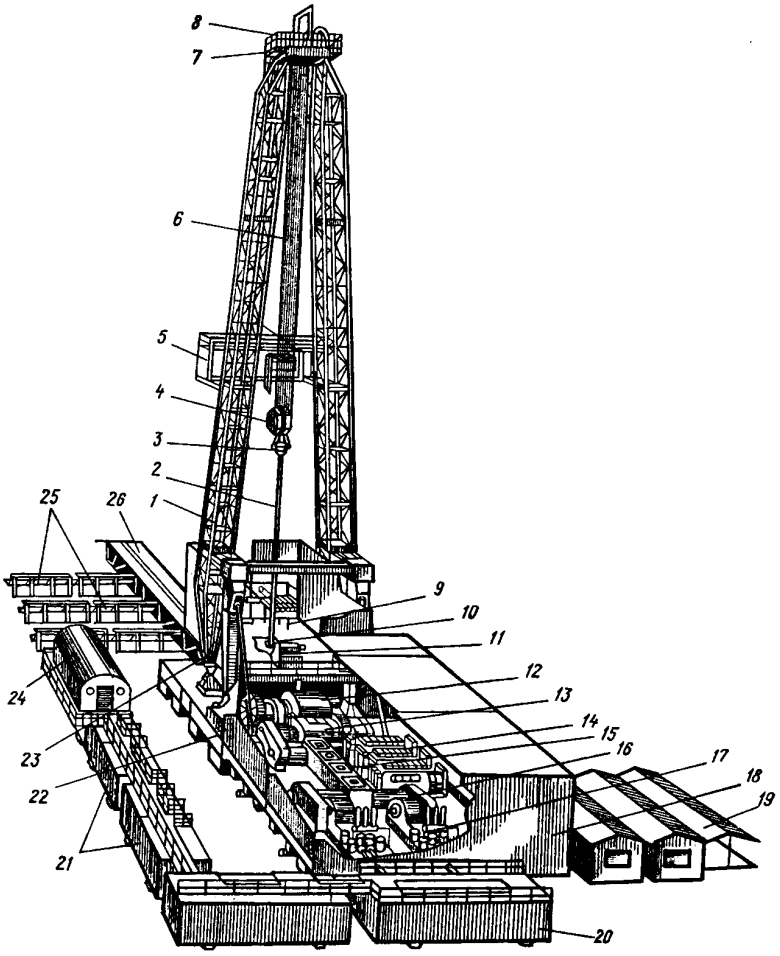


Рис. 9.29. Буровая установка для бурения скважин глубиной 2500 м

1 — секция мачты; 2 — бурильная колонна; 3 — элеватор; 4 — талевый блок; 5 — полати; б — талевый канат; 7 — верхняя площадка; 8 — кронблок; 9 — подсвечник; 10 — ротор; 11, 12 — вспомогательная и главная лебедки; 13 — коробка передач; 14 — двигатели; 15 — трансмиссия двигателей; 16 — трансмиссия бурового насоса; 17 — буровые насосы; 18 — укрытие приводного и насосного комплексов; 19 — бытовые помещения; 20, 21 — приемный и промежуточный баки; 22, 23 — основания силового привода и подроторное; 24 — блок очистки раствора; 25 — стеллажи для труб; 26 — мостки

Если основная нагрузка передается на одну или две опорные точки, то вышка относится к мачтовому типу и геометрически она может быть представлена плоскостной фигурой (например, имеются А- и П-образные мачты).

С 1 июля 1982 г. введен в действие ГОСТ- 16293-82. Размерный ряд, состоящий из 11 классов буровых установок, в который включены $Р_к$ - нагрузка на крюке, допускаемая в процессе бурения и крепления скважин, и L -условная глубина скважины (может быть достигнута при использовании бурильных труб, масса одного метра которых равна 30 кг). Нормальный ряд буровых установок представлен в табл. 9.18.

Проектирование и производство буровых установок для картировочного, структурно-поискового и разведочного бурения осуществляются в соответствии с СТ 2447-80 (табл. 9.19).

В этом стандарте буровые установки всех типов подразделены на семь классов. Для каждого класса стандартом определяются номинальная и максимальная нагрузка на крюке, предельная глубина бурения, начальный и конечный диаметры скважины и диаметр бурильных труб. В шифре типа установки указывается ее номинальная нагрузка на крюке

и буквой обозначена разновидность базы. Предусмотрен выпуск буровых установок в трех исполнениях: на шасси автомобиля (А), на гусеничной базе (Т) и на прицепе (П).

Наиболее известны из этого ряда буровые установки типа БА. Этот комплекс включает в себя целый ряд модификаций буровых установок:

1-Б-15Н — для бурения структурно-поисковых и картировочных скважин на нефть и газ глубиной до 1000 м;

2-БА-15Н — для бурения структурно-поисковых скважин глубиной до 1500 м;

1-БА-15В—для бурения скважин для водоснабжения, глубиной до 500 м (рис. 9.30);

2БА-15В—для бурения скважин на воду диаметром до 200 мм роторным способом с обратновсасывающей промывкой дубиной до 200 м; РА-15В — для ремонта и восстановления водозаборных скважин.

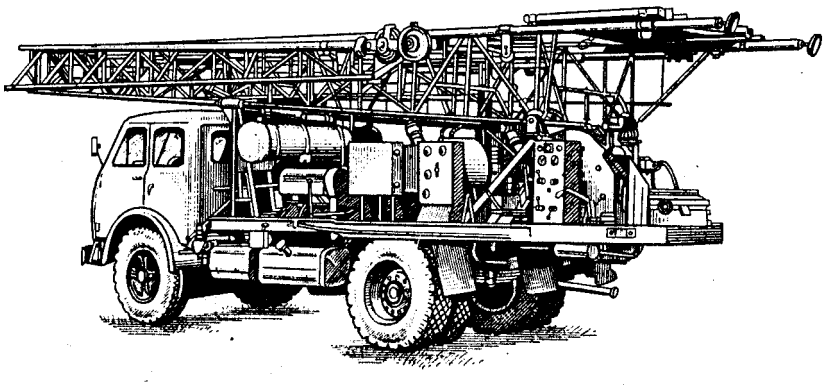


Рис. 9.30. Общий вид буровой установки 1-БА-15В

Таблица 9.18. **Характеристика установок эксплуатационного и глубокого разведочного бурения (ГОСТ 16293-82)**

Параметры	Класс										
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Диапазон глубин бурения, м	600-1250	1000-1600	1250-2000	1600-2500	2000-3200	2500-4000	3200-5000	4000-6500	5000-8000	6500-10000	8000-12500
Допустимая нагрузка на крюке, МН	0,8	1,0	1,25	1,6	2,0	2,5	3,2	4,0	5,0	6,5	8,0
Мощность на приводном валу лебедки, кВт	200-240	240-300	300-440	440-550	550-670	670-900	900-1100	1100-1475	1475-2200	2200-2950	2500-2950
Оснастка талевой системы	4х5	4х5	4х5	4х5	5х6	5х6	6х7	6х7	7х8	7х8	7х8
Скорость подъема незагруженного элеватора, м/с	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,4	1,4	1,4
Мощность привода насоса, кВт	300 375	300 375	475	475 600 750	475 600 750	475 600 750	600 750 950	600 750 950	950 1180	1180	1180 1840
Наибольшее давление на выходе насоса, Мпа	20 21	20 21	21 25	25 32	25 32 35	25 32 35	25 32	25 32 35	32 40	40	40 105
Число насосов	1	1	2	2	2	2	2	2	2	2	3
Высота основания, м	3	4	4,4 5,5	4,4 5,5	5 5,5	5,6	6	6,7 8,0	6,9 8,0	7,5 8,0	8,5

Номинальная длина свечи, м	18	18	18 25 27	18 25 27	25 27 36	25 27 36	25 27 36	25 27 36	25 27 36	25 27 36	27 36

Таблица 9.19. **Основные параметры буровых установок для геологоразведочного бурения на нефть и газ (СТ 2447-80)**

Типоразмер установок	Нагрузка на крюке, кН		Глубина бурения, м, для скважин			Начальный диаметр скважин, мм	Конечный диаметр, мм, скважин			Диаметр бурильных труб
	номинальная	наибольшая	сейсмических	структурных	поисковых		сейсмических	структурных	поисковых	
УРБ-1А, УРБ-1Т	10	25	50	100	-	146	118	93	-	50-60,3
УРБ-2,5А, УРБ-2,5Т	25	40	100	200	-	190	118	93	-	60,3
УРБ-6А, УРБ-6П	63	100	-	600	-	243	-	93	-	60,3
УРБ-12,5А, УРБ-12,5П	125	200	-	1000	-	295	-	93	-	60,3
УРБ-20А, УРБ-20П	200	320	-	1600	1200	295	-	93	118	60,3-73
УРБ-32П	320	500	-	-	2000	346	-	-	118	73-89
УРБ-50П	500	800	-	-	3000	394	-	-	118	89

Отличительными особенностями унифицированного комплекса буровых установок типа БА-15 являются: 1) самоходная транспортная база на автомашине МАЗ-500 с использованием двигателя автомашины мощностью 77 кВт для привода буровых механизмов и одного бурового насоса; 2) пневматическое управление всеми механизмами буровой установки; 3) повышенный уровень механизации трудоемких работ.

Схема установки агрегата дана на рис. 9.31.

Особенностью установки 1-БА-15В является наличие в ней трех блоков: бурового, насосного и компрессорного. При этом вращение от бурового блока двум другим блокам передается с помощью карданных валов с шарнирными муфтами Гука—Кардана на концах вала. Установка позволяет одновременно включать два насоса 5 и 13, применять гидромониторные долота и производить цементирование скважины без применения цементировочных агрегатов.

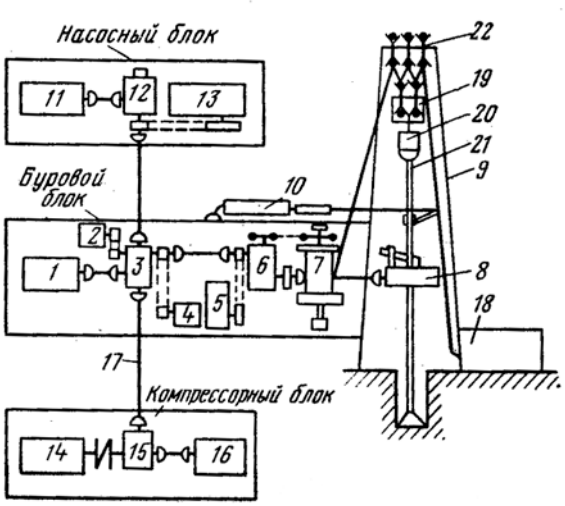


Рис. 9.31. Схема установки агрегата 1-БА-15В

1— двигатель с коробкой передач автошасси (отбор мощности 106 л.с.); 2 — компрессор для пневмоуправления (Q=0.3 м^3/мин); 3— коробка отбора мощености: 4 — генератор (N = 12 кВт); 5 — буровой насос-11ГРИ; 6 — коробка передач; 7 — ка однобарабанная с одноленточным пневмотормозом; 8 — ротор; 9 — мачта (Н = 18,4 м, Р = 12 кН); 10— гидрорас-крепитель; 11— двигатель с коробкой передач 105 л. с.; 12—угловой редуктор; 13 — буровой насос 9МГР; 14 — двигатель компрессорного блока; 15 — угловой редуктор; 16 — компрессор (Q = 10 м^3/мин); 17 — карданный вал; 18—

мостки откидные; 19 — талевый блок; 20 — вертлюг; 21 — : ведущая труба; 22 — кронблок

Буровая лебедка (рис. 9.32) предназначена для выполнения спускоподъемных операций, плавной подачи удерживаемого на весу инструмента по мере углубления скважины.

По конструктивному исполнению буровые лебедки, выпускаемые различными заводами, отличаются друг от друга (табл. 9.20).

Таблица 9.20. **Характеристики буровых лебедок**

Показатель	ВЗБТ		ПО «Уралмаш»			
	ЛБ-400	ЛБ-750	ЛБУ-1200К	ЛБУ-1100	ЛБУ-1700	ЛБУ-3000
Номинальная мощность, кВт	400	500	700	1000	1530	2200
Глубина бурения, м	1600	2500	3200	5000	6500	до 12500
Максимальное натяжение каната,	125	200	217 1О	290	340	475
Масса, т	10	13,8	18,9	26,2	48,7	46,7

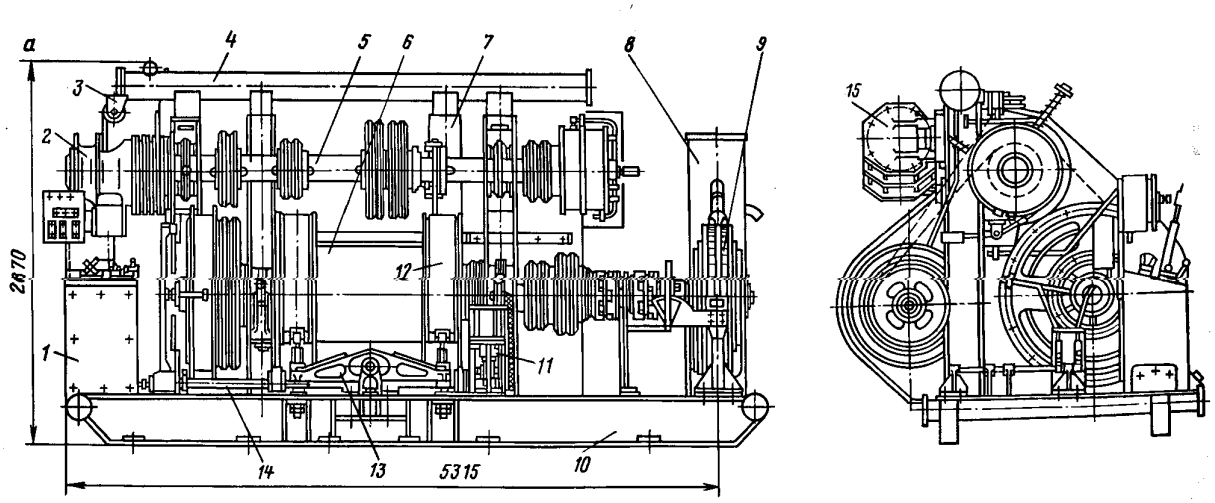


Рис. 9.32. Буровая лебедкаУ-2-4-8

а – общий вид: 1 – пульт управления; 2 – фрикционная планетарная катушка; 3 – направляющий ролик; 4 – емкость для смазки цепей; 5 – промежуточный вал; 6 – подъемный барабан; 7 – стойки; 8 – холодильник гидродинамического тормоза; 9 - гидродинамический тормоз; 10 – рама лебедки; 11 – тормозной цилиндр; 12 – ленточный тормоз; 13 – тормозной балансир; 14 – тормозной вал; 15 – пневмораскрепитель; б – кинематическая схема: 1-5 муфты

Чаще всего лебедка однобарабанная двухвальная с ленточным (механическим) пневматически управляемым главным тормозом, с двумя цепными передачами для привода главного барабана и двумя фрикционными муфтами для его оперативного включения.

Главный барабан предназначен для навивки талевого каната и снабжен тормозными шкивами. Скорость подъема нагруженного крюка - 0,3-0,5 м/с, а ненагруженного - 1,7-2,0 м/с.

Вспомогательный тормоз (гидротормоз) служит для поглощения значительной части энергии, выделяющейся во время спуска колонны, что облегчает труд бурильщика и уменьшает износ колодок главного тормоза. Применяются также электрические поглотители энергии.

Механический тормоз служит для замедления движения и полной остановки лебедки, а также для подачи колонны труб при бурении скважины.

Высшая и низшая частоты вращения барабана лебедки оперативно включаются осевыми одно-, двух- и трехдисковыми или радиальными шинно-пневматическими муфтами. Сжатый воздух к муфтам подается через вертлюжки, установленные на концах главного вала лебедки.

Для привода барабана применяются многорядные втулочно-роликовые цепи. Лебедка оборудована катушечным валом, на котором размещены приспособления для свинчивания, развинчивания и раскрепления резьб в замках бурильных труб, а также фрикционная катушка для подтаскивания и подъема грузов массой до 3000 кг. Свинчивание и развинчивание бурильных труб производится специальным стационарным ключом АКБ-3 (автоматический стационарный буровой ключ), а докрепление резьб - машинными (подвесными) ключами.

Мощность на привод лебедки определяется по формуле

$$N = G\,V_{п}/\eta, \qquad (9.35)$$

где G – масса колонны, кг; $V_{п}$ - скорость подъема инструмента, м/с; η – КПД.

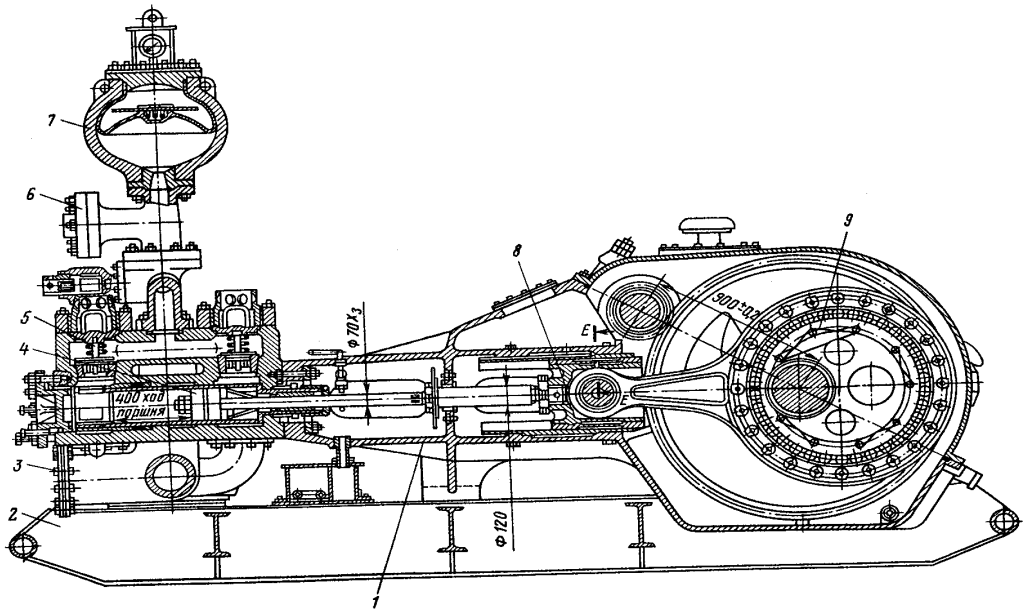
Буровые насосы существуют поршневые, ротационные и центробежные.

В настоящее время для бурения используют в основном поршневые насосы двойного действия (рис. 9.33), преимущественно двухцилиндровые. Выпускаются и трехцилиндровые (триплексы). Существуют также плунжерные насосы, которые при одной и той же гидравлической мощности имеют меньшую массу, чем поршневые. Объем жидкости, который насос подает за единицу времени, называют подачей бурового насоса Q и определяют по формуле

$$Q = \frac{m(2F - f)Lnk}{60}, \qquad (9.36)$$

где Q-подача насоса, л/с; m - число цилиндров, $F = 0{,}785D^2$ площадь сечения цилиндров (D - внутренний диаметр втулки цилиндра, дм); $f = 0{,}785d^2$ - площадь сечения штока (d - диаметр штока, дм); L - длина хода поршня, дм; n - частота вращения коленчатого вала, об/мин; k = 0,9-0,95 - коэффициент наполнения, учитывающий утечки в клапанах, поршнях и другие причины, снижающие подачу насоса.

На насосах и в манифольде установлены компенсаторы для уменьшения пульсации жидкости.



го действия

рубопроводы; 4 – цилиндр с
о штоком; 9 – кривошипно-

ктеристики буровых насосов, выпускаемых ВЗБТ и «Уралмаш» (6 типов), з табл. 9.21.

Таблица 9.21. **Характеристика буровых насосов**

Показатель	Характеристика буровых насосов					
	ВЗБТ		ПО «Уралмашзавод»			
	НТБ-475	НТБ-600	У8-6МА2	У8-7МА2	УНТБ-800	УНТБ-1180
Гидравлическая мощность привода (полезная), кВт	375	475	475	750	720	1060
Приводная мощность, кВт	475	600	600	900	800	1180
Ход поршня, м	0,25	0,25	0,4	0,4	0,25	0,3
Диаметр цилиндровых втулок, м	0,18-0,12	0,18-0,12	0,20-0,13	0,20-0,13	0,18-0,13	0,18-0,14
Диаметр штока, м	60	65	70	70	70	60
Подача насоса, л/с	43-19	43-19	51-20	51-20	41-28	48-29
Масса, т	14,45	19,0	24,1	26,4	22,4	23,5

В процессе бурения с помощью тормоза барабана лебедки осуществляется подача долота на забой. Обеспечить равномерную подачу долота довольно трудно, поэтому разработано большое количество различного рода регуляторов механической и автоматической подачи. Из них наиболее простыми являются механизм подачи долота (МПД-1) и забойный механизм подачи (ЗМП). Последний совершенно неоправданно забытый. Устройство очень простое и широко применялось в России в 60-70 годах XX столетия. Кроме того, при бурении электробурами используется автоматический механизм подачи, который конструктивно оформлен более сложно, чем указанные выше механизмы подачи.

Механизм подачи долота МПД-1 (рис. 9.34, I), разработанный Гипронефтемашем, является пружинно-пневматическим фрикционным механизмом, в котором регулирование подачи осуществляется тормозным устройством, не зависимым от главного двух ленточного тормоза буровой лебедки. Бурильная колонна, подвешенная через талевую систему к барабану лебедки, с помощью системы цепных передач передает усилие на редуктор *9* и тормозной шкив *12*. Две тормозные колодки *15* шарнирно закреплены на двух рычагах 11, нижние концы которых шарнирно закреплены на тормозном устройстве. Пружина *13* сжата. Стремясь удлиниться, она стягивает рычаги *11*, прижимая колодки *15* к шкиву *12*. Пружина подбирается такая, чтобы момент торможения от действия пружины был больше момента растормаживания от веса инструмента. В этом случае бурильная колонна будет надежно заторможена. Отдача бурильной колонны создается растормаживанием механизма. Для этого сжатый воздух от компрессора подается в мембранную головку *10*. Под действием сжатого воздуха в .головке *10* мембрана прогибается, перемещает шток, который сжимает пружину *13* и отодвигает рычаг *11*, отжимая тормозную колодку *15* от шкива *12*. Пульт управления *17* устанавливается у рабочего места бурильщика, который изменением положения рукоятки воздушного редуктора *5* регулирует подачу сжатого воздуха и устанавливает требуемую подачу долота в соответствии с заданной осевой нагрузкой. Тахогенератор, сцепленный с валом тормозного шкива *12*, преобразует вели-

чину угловой скорости этого шкива в электрический ток и по проводам передает его в электроизмерительный прибор *7*, показывающий скорость подачи.

Забойные механизмы подачи долота (ЗМП), или стабилизаторы нагрузки, позволяют поддерживать постоянную нагрузку на долото в глубоких искривленных скважинах. Забойный механизм подачи долота (рис. 9.34, II) соединяется с бурильной колонной с помощью переводника 1, а с утяжеленными бурильными трубами - с помощью переводника 2. В корпусе 3 размещена граненая штанга 4 с поршнем 5, которая свободно перемещается относительно корпуса, проходя через гайку 6. При нагнетании промывочной жидкости на поршень действует сила, вызванная перепадом давления, благодаря которой поршень перемещается вниз, обеспечивая подачу долота. Нагрузка на забой создается за счет давления, приложенного к поршню, и веса утяжеленных бурильных труб. Подача долота продолжается до тех пор, пока поршень *5* не упрётся в кольцевой упор *7*, после чего механизм необходимо зарядить вновь, впустив колонну на величину хода поршня.

В период работы ЗМП индикатор веса дает постоянные показания, увеличивая их в момент окончания хода поршня.

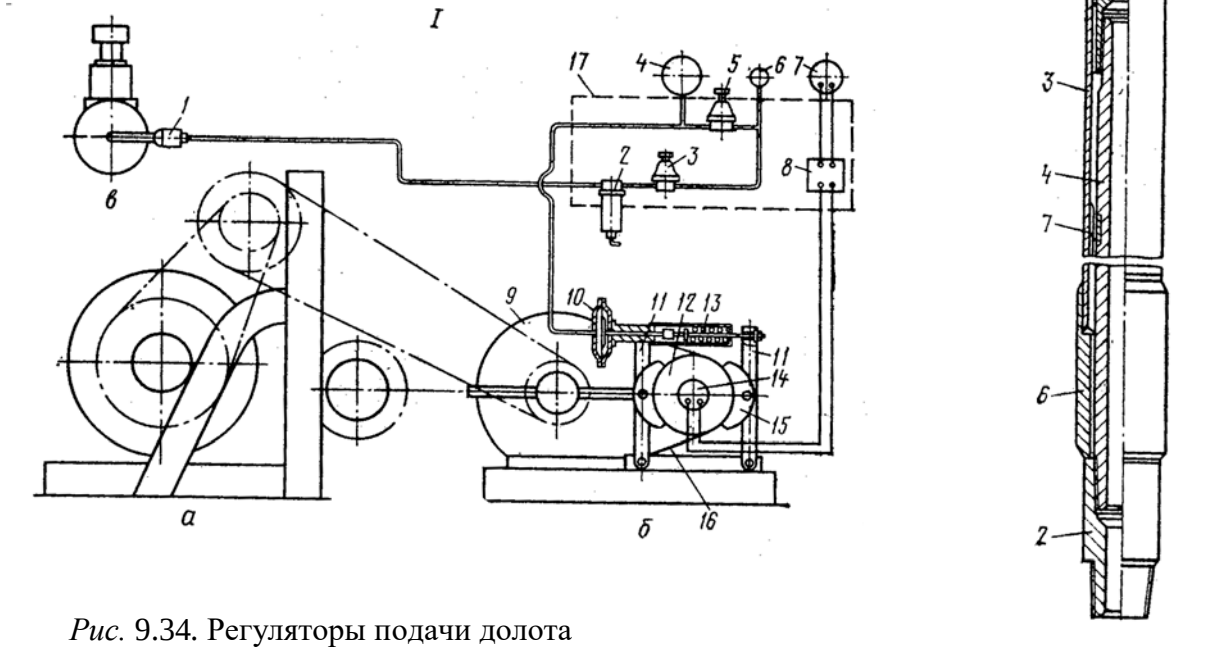


Рис. 9.34. Регуляторы подачи долота

I – схема механизма подачи долота МПД-1: а – лебедка; б – тормозное устройство; в – компрессор; 1 – фильтр грубой очистки воздуха; 2 – фильтр тонкой очистки воздуха; 3 – промежуточный воздушный редуктор; 4 – манометр; 5 – воздушный регулятор; 6 – манометр; 7 – электроизмерительный прибор; 8 – сборка; 9 – редуктор; 10 – мембранная головка; 11 – рычаги; 12 – тормозной шкив; 13 – пружина; 14 – тахогенератор; 15 – колодки тормозные; 16 – цепная передача; 17 – пульт управления.

II – забойный механизм подачи долота: 1 – переводник для соединения с бурильной колонной; 2 – переводник для соединения с утяжеленными бурильными трубами; 3 – корпус; 4 – граненая штанга; 5 – поршень; 6 – гайка; 7 – кольцевой упор.

9.10. *Исследование продуктивных пластов*

Задачи и способы исследования

Для изучения нефтегазоносности вскрытого скважиной геологического разреза в ней проводят специальные исследования. Их объем, задачи и методы проведения зависят от целевого назначения скважины. В поисковой скважине исследования направлены на решение следующих задач: определение нефтегазонасыщенности отдельных интервалов и предварительная оценка их промышленной значимости. Исследования, выполняемые в разведочной скважине, должны обеспечить получение достаточно достоверных данных для подсчета запасов. и последующего проектирования системы разработки месторождения. В эксплуатационной скважине основная цель исследований — определение эксплуатационных характеристик пласта.

В исследовании скважин применяют ряд методов оценки продуктивности разреза, которые можно подразделить на две группы — косвенные и прямые. Методы, отнесенные к первой группе, позволяют получить характеристики, косвенным образом освещающие возможность присутствия нефти или газа в исследованном интервале. К косвенным методам относятся оперативный геологический контроль в процессе бурения и геофизические методы исследования в скважине. Прямые методы базируются на непосредственных свидетельствах о присутствии нефти или газа (отбор пробы, получение притока и т. д.). Прямые методы осуществляют вызовом притока нефти или газа из пласта.

Для изучения геологического разреза по скважине широко применяют геофизические методы исследования. Они включают различные виды скважинного каротажа: электрический, радиоактивный, ядерно-магнитный, акустический и др. Геофизические методы применяют для изучения геологического разреза, выделения интервалов пористых и проницаемых пород, определения свойств коллекторов. Эти методы используют для промышленной оценки месторождения.

Наиболее полная информация об исследуемых объектах и о выявленных продуктивных пластах может быть получена при использовании прямых методов, т. е. основанных на вызове притока из пласта. В задачу исследование прямым методом входят такие вопросы, как выявление возможности получения притока нефти или газа из исследуемого объекта, отбор проб пластовой жидкости для изучения ее состава и свойств, установление соотношения компонентов в пластовом флюиде, оценка возможного дебита из исследуемого объекта, измерение пластового давления, получение исходных данных для первоначальной оценки коллекторских свойств объекта, вскрытого скважиной.

По режиму работы пласта эти методы подразделяются на стационарные и экспресс-методы. При стационарных методах исследование ведут на установившемся режиме фильтрации. К ним можно отнести метод пробной эксплуатации, когда наблюдения ведутся в течение длительного времени (до месяца и более), и метод установившихся отборов, когда наблюдения и замеры проводят на нескольких режимах, доведенных до стабилизации притока. Стационарные методы позволяют получить характеристику пласта и эксплуатационных возможностей скважины, но не позволяют судить о степени снижения проницаемости ПЗП.

На проведение исследований по экспресс-методу задалживается значительно меньше времени. Экспресс-метод заключается в контроле за восстановлением давления в ограниченном объеме, сообщающемся с объектом, после вызова притока из последнего. Иногда в малодебитных скважинах применяют экспресс-метод исследования на приток, когда его контролируют по восстановлению уровня жидкости в скважине, сниженного в результате отбора жидкости из ствола.

По технологии, применяемым техническим средствам и объему получаемой информации исследования по экспресс-методу можно подразделить на испытание и опробование. При проведении испытаний ставятся более широкие задачи, чем при опробовании. При опробовании пласта ограничиваются вызовом притока, отбором пробы пластового флюида и ориентировочным определением его дебита.

В настоящее время практикуются два способа проведения исследований в скважине: «снизу вверх» и «сверху вниз».

При исследовании по способу «снизу вверх» скважину доводят до проектной глубины, закрепляют обсадной колонной, которую затем цементируют. Испытание начинают с самого нижнего объекта. В его интервале обсадную колонну перфорируют и осуществляют вызов притока. Отбирают пробы пластовой жидкости и проводят необходимые измерения.

После завершения испытания нижнего объекта выше перфорированного участка создают цементный мост или устанавливают резиновый тампон, выдерживающий перепад давления до 20— 25 МПа. Затем перфорируют обсадную колонну против следующего (вышерасположснного) объекта, испытывают его и подобным образом последовательно все последующие объекты, перемещаясь снизу вверх. Отсюда и сам способ получил название «снизу вверх». Этот способ широко применяли достаточно давно и продолжают применять и в настоящее время, отмечая в то же время ряд его существенных недостатков: загрязнение в открытом стволе пройденных объектов при добуривании скважины; искажение результатов исследования, а иногда и пропуски продуктивных горизонтов с низким пластовым давлением; необходимость спуска и цементирования обсадной колонны, которая в данном случае необходима для разобщения опробуемых объектов; повышение расходов па строительство скважины, вызванных дополнительными затратами на крепление скважины.

Устранение отмеченных недостатков этого способа исследования объектов привело к созданию специальных измерительных инструментов, которые позволили опробовать и испытывать каждый объект в открытом стволе скважины сразу же после вскрытия и отказаться от спуска обсадной колонны. С созданием таких инструментов появился новый способ, получивший название способа «сверху вниз».

В его техническом оснащении имеется немало различных скважинных инструментов, которые по конструктивному исполнению, особенности применения и назначению можно подразделить на три типа: пластоиспытатели, спускаемые в скважину на колонне бурильных или насосно-компрессорных труб; аппараты, сбрасываемые внутрь колонны бурильных труб сразу после вскрытия при бурении намеченного объекта; аппараты, спускаемые в скважину на каротажном кабеле.

Наиболее полную информацию об исследуемом объекте получают с помощью пластоиспытателя на колонне труб. Аппараты второго и третьего типа позволяют осуществить только опробование пласта, поэтому их нередко называют опробователями.

Опробователь, сбрасываемый внутри бурильной колонны, позволяет вызывать приток сразу после вскрытия исследуемого объекта и отбирать пробу пластовой жидкости. Для использования данного метода над долотом устанавливают специальное пакерующее устройство.

В отсутствии пробоотборника пакерующий элемент сжат и не препятствует проходу бурового раствора по затрубному зазору (рис. 9.35, I), После спуска пробоотборника в пакерующее устройство открываются каналы, по которым буровой раствор под давлением подается под пакерующий элемент и вызывает его расширение вплоть до полного контакта со стенками ствола скважины и перекрытия кольцевого зазора. Таким образом происходит изоляция призабойной части скважины (рис. 9.35, II). С повышением давления внутри бурильных труб в пробоотборнике открывается клапан и давление в подпакерной зоне резко падает, вызывая приток пластового флюида (рис. 9.35, III). Он поступает в пробоотборник, одновременно регистрирующим манометром записывается кривая восстановления давления (в некоторых конструкциях предусмотрена подача сигнала от манометра на поверхность по кабелю). По истечении времени, отведенного на опробование, давление в бурильной колонне снижают, что приводит к закрытию клапана пробоотборника и постепенному возвращению пакера в исходное состояние. Пробоотборник поднимают с помощью кабеля и захвата (овершота) на поверхность и бурение продолжается. В некоторых случаях пробоотборник извлекают на поверхность вместе с бурильной колонной.

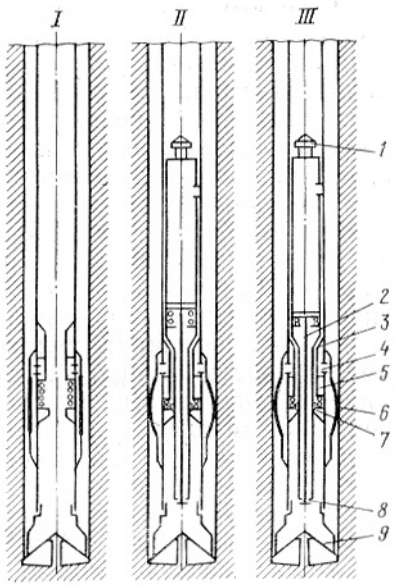


Рис. 9.35. Этапы работы опробователя, сбрасываемого внутрь бурильной колонны:
1 — шлипсовая головка; 2 — грунтоноска; 3 — седло запорного устройства; 4 — впускное окно; 5 — отсекатель; 6 — пакерующее устройство; 7 — нижнее седло опробователя; 8 — впускной клапан опробователя; 9 — долото

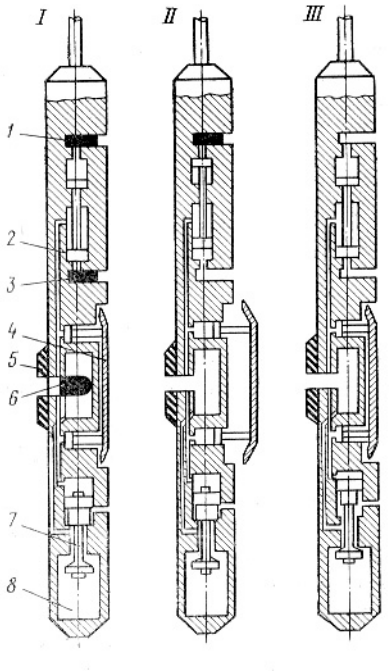


Рис. 9.36. Этапы работы пробоотборника на кабеле:
1 —верхний заряд и заглушка; 2 — дифференциальный возвратный поршень; 3 — нижний заряд и заглушка; 4 — прижимная лапа: 5 — герметизирующая накладка; 6 — кумулятивный заряд; 7 — впускной клапан; 8 — баллон

Пробоотборник, спускаемый на каротажном кабеле, применяют в тех случаях, когда необходимо исследовать пласт на отдельных уровнях, например, для прослеживания изменения проницаемости по мощности пласта, определения положения водонефтяного контакта и т. п. После подъема бурильной колонны пробоотборник спускают в скважину на заданную глубину (рис. 9.36, I). С поверхности по кабелю в виде электрического импульса подают команду на выдвижение упорного башмака. Он прижимает к ограниченному участку стенки ствола скважины уплотнительную подушку, которая изолирует небольшую площадь открытой поверхности пласта. По команде с поверхности взрывают кумулятивный заряд, и в изолированной части пласта образуется канал, по которому пластовый флюид поступает в нижнюю емкость опробователя (рис. 9.36, II). Регистрирующий манометр записывает восстановление давления в емкости по мере ее заполнения. Срабатывание гидравлической системы пробоотборника в конце исследования приводит к закрытию входного клапана емкости, в результате отобранная проба запирается, снимается избыточное давление под прижимным башмаком и под действием пружины он возвращается в транспортное положение (рис. 9.36, III). Пробоотборник извлекают на поверхность.

Испытатели пластов

Из экспресс-методов прямых поисков залежей нефти и газа, применяемых при исследованиях в скважине, наибольшее распространение получил метод с использованием испытателя пластов, спускаемого на колонне труб. Его применяют для испытания объектов сразу же после их вскрытия, и поэтому при соблюдении правильной технологии испытания он позволяет получить наиболее достоверную оценку продуктивности разреза.

Испытатель пластов применяют и в обсаженных скважинах, в частности, при освоении пластов с низким пластовым давлением, для очистки призабойной зоны, для испытания обсадных колонн на герметичность и выявления в них участков нарушения герметичности и при других работах, когда в ограниченном объеме ствола скважины надо создать депрессию.

Современный пластоиспытатель представляет собой совокупность инструментов, аппаратов и приборов, скомпонованных воедино для выполнения ряда функций, необходимых при испытании пласта и проведения измерений. Пластоиспытатель существующей конструкции называется комплектом испытательных инструментов (КИИ). Разработкой надежной конструкции КИИ в нашей стране занимались давно. Наиболее удачные конструкторские разработки относятся к середине 50-х годов, когда в УФНИИ была создана конструкция испытателя пластов с гидравлическим реле времени. Применяющиеся ныне комплекты пластоиспытателей разработаны совместно бывшими Грозненским и Уфимским нефтяными научно-исследовательскими институтами и носят название КИИ-ГрозУфНИИ. Имеется несколько типоразмеров пластоиспытателей, которые охватывают весь диапазон диаметров скважин от 76 до 295,3 мм (табл. 9.22).

Таблица 9.22. **Технические характеристики комплектов испытательных инструментов**

Параметр	Тип пластоиспытателя		
	КИИ-65	КИИ-95	КИИ-146
Наружный диаметр корпуса, мм	65	95	146
Диапазон диаметров скважин, мм	76—109	109—150	190—295
Общая длина комплекта, м	20,0	21,6	17,8
Общая масса комплекта, кг	300	910	1200
Допустимая нагрузка, кН:			
сжатия	150	300	600
растяжения	100	250	400
Допустимое внешнее давление, МПа	80	80	70
Максимальная температура окружающей среды, °С, для комплекта:			
с обычной резиной	130	130	130
с температуростойкой резиной	200	200	200

В состав пластоиспытателя входят следующие основные узлы (рис. 9.37): циркуляционный клапан, переводник с глубинным регистрирующим манометром, запорный поворотный клапан (ЗПК), гидравлический испытатель пластов (ИПГ), ясс, безопасный переводник, пакер, фильтр-хвостовик, опорный башмак.

Гидравлический испытатель пластов — главное звено пластоиспытателя. Он оснащен уравнительным и приемным клапанами. Уравнительный клапан в открытом состоянии обеспечивает гидравлическую связь между подпакерным и надпакерным пространствами, уравнивая в них гидростатическое давление, а также служит для пропуска жидкости при спуске или подъеме КИИ во избежание эффекта поршневания. По истечении определенного промежутка времени после закрытия уравнительного клапана срабатывает специальное гидравлическое реле времени, управляющее приемным клапаном. Он открывает доступ пластовому флюиду в бурильную колонну над пластоиспытателем. Реле времени срабатывает под воздействием сжимающей нагрузки, возникающей при частичной разгрузке бурильной колонны на забой (на 60—120 кН). По окончании испытания под действием растягивающего усилия приемный клапан закрывается.

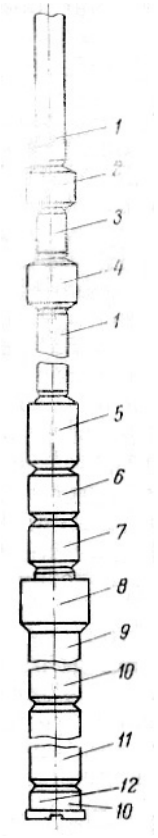


Рис. 9.37. Схема пластоиспытателя:
1 — бурильные трубы; 2 — циркуляционный клапан; 3 — глубинный манометр; 4 — запорный поворотный клапан; 5 — гидравлический испытатель пластов; 6 — ясс; 7 — безопасный переводник; 8 — пакер; 9 — фильтр; 10 — местоположение глубинных манометров; 11 — хвостовик; 12 — опорный башмак (пята)

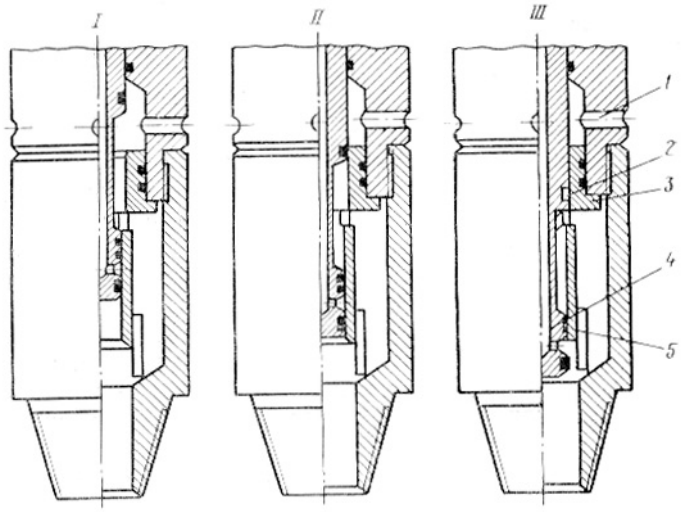


Рис. 9.38. Этапы работы клапанов ИПГ:
1— уравнительные каналы; 2, 3 — уплотнитель и гильза уравнительного клапана; 4 — приемный клапан; 5 — гильза приемного клапана

Запорный поворотный клапан закрывается вращением бурильной колонны с поверхности и служит для перекрытия проходного канала в бурильную колонну. После его закрытия записывается процесс восстановления давления в подпакерном пространстве. Имеются одно- и многоцикловые запорно-поворотные клапаны.

Циркуляционный клапан вводят в комплект над запорным поворотным клапаном для возобновления циркуляции бурового раствора по стволу скважины. Для его срабатывания необходимо, чтобы давление внутри бурильной колонны на 7—10 МПа превышало внешнее гидростатическое давление.

В комплект КИИ входит также несколько глубинных манометров; их помещают в приборном патрубке и устанавливают в различных узлах для записи изменения давления. Одновременное использование нескольких манометров позволяет контролировать полученной информации об изменении давления и надежность срабатывания систем пластоиспытателя. Проверку осуществляют сопоставлением диаграмм, записанных в разных пунктах. Применяют регистрирующие манометры поршневого или геликсного типа. Поршне-

вые манометры используют чаще, хотя по сроку службы и точности измерения они уступают геликсным. Вместе с манометром можно применять регистрирующий термометр.

Во время проведения исследований в скважине системами пластоиспытателя управляют с поверхности. В соответствии с командами пластоиспытатель выполняет следующие функции: изоляцию интервала ствола скважины против исследуемого объекта от остальной его части, вызов притока пластового флюида созданием депрессии на пласт, отбор проб пластового флюида на исследование, наблюдение за восстановлением давления в подпакерной зоне.

Регистрацию эволюции давления производят автоматически в течение всего периода нахождения пластоиспытателя в скважине в пределах ресурса рабочего времени манометра.

Описанный выше тип пластоиспытателя КИИ-ГрозУфНИИ выполняет функции в следующем порядке:

под действием усилия сжатия за счет разгрузки на забой части веса колонны бурильных труб срабатывает пакерующее устройство и изолирует подлежащий испытанию объект от остальных проницаемых зон в стволе скважины и от воздействия гидростатического давления столба жидкости; на этой стадии надпакерная и подпакерная зоны сообщаются между собой (рис. 9.38, I);

по истечении определенного времени в результате срабатывания гидравлического реле закрывается уравнительный клапан (рис. 9.38, II), а затем открывается приемный клапан ИПГ (рис. 9.38, III). Через него подпакерное пространство сообщается с внутренней полостью бурильных труб, лишь частично заполненных жидкостью, давление под пакером резко падает до уровня гидростатического давления столба жидкости в колонне труб, и на исследуемый объект действует депрессия, провоцируя приток пластового флюида внутрь бурильной колонны. При интенсивном притоке на конце отводного трубопровода на устье отмечается выход воздуха, жидкости, заполняющей колонну, и даже пластового флюида. С помощью регистрирующего дебитометра можно записать изменение притока по мере заполнения колонны труб;

вращением колонны труб с поверхности закрывают запорный поворотный клапан и записывают при закрытом притоке конечную кривую восстановления давления;

на конечном этапе дают натяжку инструмента. Под воздействием натяжения закрывается приемный клапан ИПГ и некоторое время спустя открывается уравнительный клапан, восстанавливающий гидравлическую связь подпакерной зоны с надпакерной. Давление в них выравнивается, и под влиянием натяжения пакер сжимается. В некоторых случаях для его освобождения приходится использовать ясс. В случае прихвата пакера или компоновки фильтра пластоиспытатель развинчивают по безопасному переводнику.

На поверхности пластоиспытатель разбирают и извлекают диаграммы регистрирующих приборов.

Пластоиспытатели серии КИИ-ГрозУфНИИ имеют ряд существенных недостатков: они относятся к испытателям одноциклового действия и повторное испытание возможно только после подъема и спуска инструмента; ряд узлов недостаточно надежны; область надежной работы пластоиспытателя ограничивается давлениями не свыше 40 МПа.

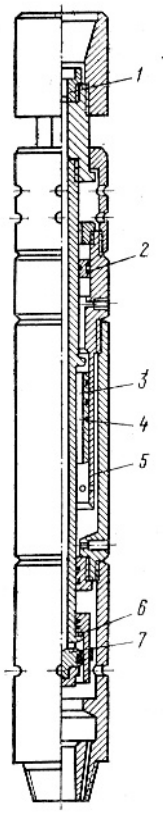
Повышение достоверности испытания связано с возможностью проведения повторных циклов и сопоставления их результатов. Для проведения многоцикловых испытаний разработаны пластоиспытатели серии МИГ. Их техническая характеристика приведена в табл. 9.23.

Многоцикловый гидравлический испытатель пластов позволяет при однократном спуске проводить несколько полных циклов испытания объекта. Каждый цикл включает две основные операции: вызов притока из пласта и контроль восстановления давления.

В комплект МИГ входит многоцикловый испытатель пластов ИПМ-2 конструкции СевкавНИПИнефть (рис. 9.39).

Таблица 9.23. **Технические характеристики пластоиспытателей серии МИГ**

Параметры	Тип пластоиспытателя	
	МИГ- 127	МИГ-146
Наружный диаметр корпуса, мм	127	146
Диапазон диаметров скважин, мм	195—243	190—295
Общая длина комплекта, м	27,2	27,4
Общая масса комплекта, кг	5680	5440
Допустимая нагрузка, кН:		
сжатия	1250	1500
растяжения	600	700
Допустимое внешнее давление, МПа	100	-
Максимальная температура окружающей среды, °С, для комплекта:		
с обычной резиной	130	130
с термостойкой резиной	200	200



Благодаря гидравлической неуравновешенности запорной гильзы, т. е. действию на нее избыточной гидростатической силы, фиксирующей ее в нижнем положении (рис. 9.40), появляется возможность многократного открытия и закрытия запорного клапана при закрытом уравнительном клапане.

Рис. 9.39. Многоцикловый испытатель пластов ИПМ-2:
1 — сменный штуцер; 2 — подвижное уплотнение; 3 — тормозной поршень; 4 — калиброванные каналы; 5 — промежуточная гильза; о — запорная -/ гильза; 7 — приемный клапан

,

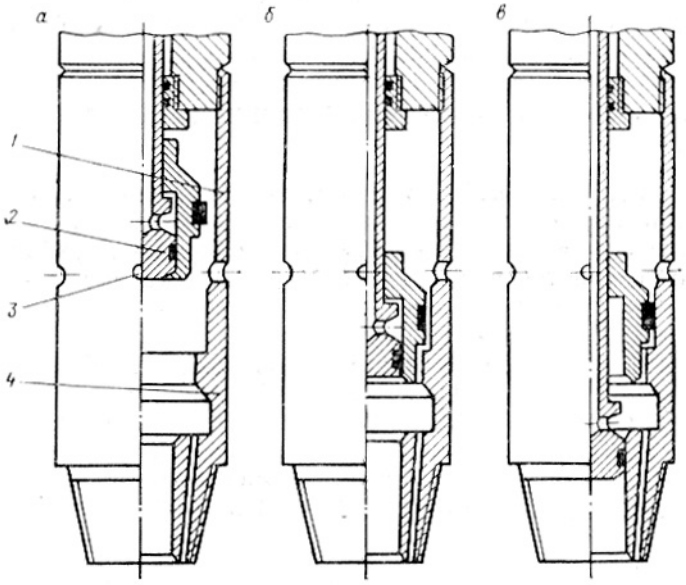


Рис. 9.40. Схема работы клапанов испытателя пластов ИПМ-2:

а — уравнительный клапан открыт;
б — уравнительный клапан закрыт;
в — приемный клапан открыт;
1 — запорная гильза; 2 — приемный клапан; 3 — отверстия уравнительного клапана;
4 — нижний корпусной переводник

При открытом приемном клапане подпакерное пространство сообщается с внутренней полостью колонны труб, в этот период создается депрессия на пласт и осуществляется вызов притока (нижнее положение штока). При поднимании штока до вхождения приемного клапана внутрь запорной гильзы поступление жидкости внутрь бурильной колонны прерывается и давление в подпакерной зоне восстанавливается. Чтобы избежать преждевременного открытия уравнительного клапана, над ИПМ-2 устанавливают телескопический раздвижной механизм со свободным ходом 1,5 м. Его гидравлическая неуравновешенность ниже, чем у запорной гильзы, и после закрытия приемного клапана запорная гильза остается закрытой до тех пор, пока не будет исчерпан свободный ход в раздвижном механизме.

Многоцикловый испытатель оснащен двухцикловым запорным поворотным клапаном, регистрирующим манометром геликсного типа МГИ-1, яссом закрытого типа, для которого растягивающее усилие не зависит от гидростатического давления в стволе скважины, безопасным переводником. Для надежной изоляции устанавливают два пакера усовершенствованной конструкции ПЦР-2 с распределителем давления. Несмотря на то что в конструкции испытателя МИГ использованы новейшие разработки отдельных узлов/ имеется еще ряд недостатков. Отдельные узлы (циркуляционный клапан, испытатель пластов и др.) имеют довольно сложную конструкцию, многие узлы после каждого спуска в скважину следует подвергать разборке и обязательной ревизии. Для повышения надежности инструмента необходимо упростить конструкцию узлов пластоиспытателя.

Технология опробования и испытания объекта

Исследование нефтегазоносности объекта — весьма ответственный этап поискового и разведочного бурения. Правильная оценка нефтегазоносности и перспектив дальнейших работ определяется достоверностью полученных в результате опробования или испытания данных. Объем и достоверность информации зависят от многих факторов, и прежде всего от безопасной продолжительности цикла испытания и длительности пребывания пластоиспытателя на забое скважины, от надежности его работы и качества изоляции исследуемого интервала, т. е. от надежности пакеровки.

Основной этап исследования подразделяется на два периода: период притока и период восстановления давления. Работу пластоиспытателя в режиме притока и восстановления давления принято называть циклом испытания. Продолжительность первого периода (периода притока) зависит от проницаемости горных пород, состояния призабойной зоны пласта (ПЗП), свойств пластового флюида и депрессии на пласт. По истечении времени первого периода путь поступления жидкости в колонну труб перекрывают и начинается период восстановления давления в подпакерной (межпакерной) зоне, фиксируемый глубинным манометром. Регистрируют темп и характер восстановления пластового давления.

По количеству циклов испытание может быть одноцикловым и многоцикловым (чаще двухцикловым). Двухцикловое испытание обеспечивает более высокое качество и достоверность информации, чем одноцикловое. В двухцикловом испытании первый цикл играет вспомогательную роль. Его проводят для удаления глинистой корки со стенок скважины и разгрузки ПЗП от избыточного давления, сформировавшегося под действием давления бурового раствора в скважине.

В обсаженном стволе можно проводить полуторацикловое испытание. В этом случае ресурс хода часов манометра почти полностью используется для записи кривой восстановления давления на протяжении первого цикла, а затем осуществляется открытый приток флюида без регистрации давления.

Допустимая продолжительность цикла или циклов (при многоцикловом испытании) зависит в основном от условий безаварийного нахождения пластоиспытателя в скважине и от ресурса работы регистрирующих глубинных приборов. Распределение времени на приток и восстановление давления зависит от характера проявления пласта.

Интервал опробования выделяют на основании изучения геологического разреза и геолого-геофизических предпосылок. Точность определения границ интервала зависит от степени изученности разреза и задач исследования. Границы интервала исследования четче удается отбить в поровом коллекторе по сравнению с трещинным. В ряде случаев оптимальная протяженность интервала испытания находится в пределах 10—50 м. В залежах с известной мощностью нефтенасыщенной части в интервал включают всю ее протяженность по оси скважины. Достоверность получаемой информации и точность определения гидродинамических характеристик повышаются с уменьшением протяженности интервала. При необходимости интервал испытания может быть, уменьшен до 1—2 м.

Полную информацию о пласте, насыщающих его флюидах и параметрах пласта (давлении, продуктивности, проницаемости) можно получить при оценке перспективных интервалов в процессе бурения с помощью испытателей пластов.

Схема испытания пластов представлена на рис.9.41. В настоящее время разработаны испытатели пластов трех типов: спускаемые в скважину на колонне бурильных труб, спускаемые на кабеле в скважину и внутрь бурильных труб.

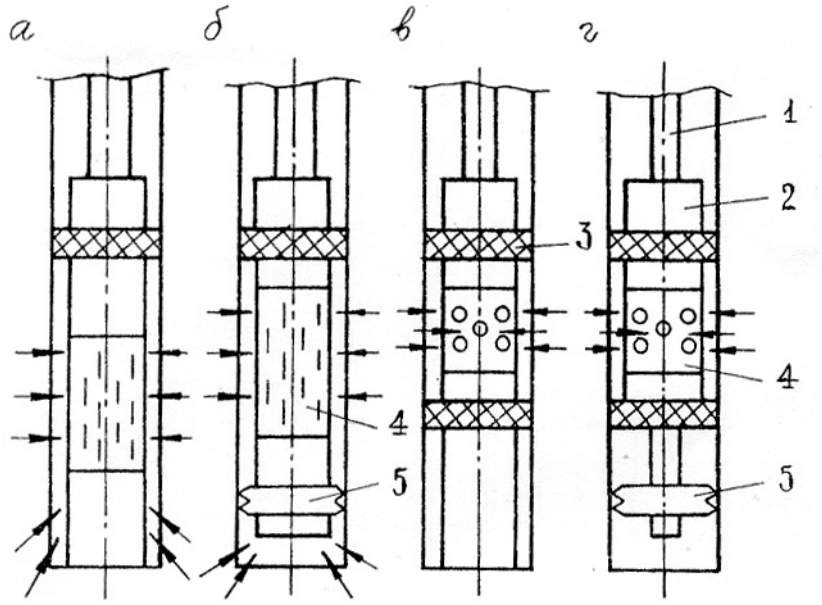


Рис. 9.41. Испытания пластов: *а* - с опорой на забой; *б* - без опоры на забой; *в, г* - селективное (избирательное) испытание пластов 1 - бурильные трубы; 2 - испытатель пластов; 3 - пакер; 4 - хвостовик (фильтр); 5 - приспособление для опоры на стенки скважины

Наиболее распространены испытатели первого типа: трубные пластоиспытатели. Испытание ими на приток производится с опорой (рис.9.41, *а*) и без опоры на забой (рис.9.41, *б*). Возможно также селективное (раздельное) испытание объекта (рис.9.41, *в* и *г*).

Принцип работы трубного пластоиспытателя заключается в том, что при помощи пакера (или 2 пакеров) изолируют интервал, подлежащий испытанию, от остальной ча-

сти ствола. Затем снижают давление для получения необходимой депрессии в подпакерном или междупакерном пространстве. Величину депрессии регулируют за счет высоты столба жидкости в колонне бурильных труб, а также ее плотности.

Под влиянием депрессии пластовые флюиды поступают в скважину, а из нее через фильтры в колонну бурильных труб. Глубинный манометр в испытателе записывает все происходящие изменения в давлении. Специальным пробоотборником отбирают пробы (нефти и воды) или они могут быть подняты на поверхность в испытателе пластов (в пространстве между впускным и запорным клапанами).

Максимальный термометр в испытателе фиксирует забойную температуру. В результате расшифровки и камеральной обработки данных получают величины пластового давления, проницаемости и другие параметры пласта. По пробам пластовых флюидов устанавливают, чем наполнено поровое пространство: нефтью, газом или водой.

Испытание пластов в процессе бурения является реальным фактором повышения эффективности бурения разведочных скважин, поэтому объем применения пластоиспытателей возрастает с каждым годом.

Обширный опыт исследования пластов с помощью пластоиспытателей подтверждает благоприятное влияние резкой депрессии на пласт. Глубокая депрессия способствует интенсивному удалению глинистой корки, восстановлению проницаемости призабойной зоны пласта, подвергшейся отрицательному воздействию фильтрата бурового раствора, и вызывает активизацию нефтепроявления из отдельных линз в окрестностях скважины и тонких пропластков. Наиболее благоприятные условия создаются в тех случаях, когда депрессия в 3 раза превышает репрессию на пласт при вскрытии. При депрессии ниже 10 МПа снятие блокирования ПЗП может быть неэффективным. С точки зрения притока нефтегазового составляющего пластового флюида положительное влияние оказывает такая депрессия, которая вызывает турбулентный режим течения флюида в пласте. Таким образом, с учетом устойчивости горных пород исследуемого объекта, предельно допустимого перепада давления на пакере и допустимых давлений смятия для бурильных труб необходимо планировать максимально возможную депрессию на пласт. Наиболее распространенная причина неудачных испытаний — негерметичность пакеровки. Надежность работы пакера зависит от правильности определения места его установки и правильности подбора наружного диаметра пакерующего элемента. Для установки пакера подбирают интервал, представленный монолитными малопроницаемыми устойчивыми породами. Протяженность интервала установки пакера $l_и$ зависит от погрешности замера глубины ствола скважины по каротажному кабелю и определяется по формуле

$$l_и \geq \varepsilon H_{пак} + 2, \qquad (9.37)$$

где ε – относительная погрешность замера глубины скважины по каротажному кабелю $H_к$ и по бурильной колонне $H_т$,

$$\varepsilon = 1 - (H_т / H_к); \qquad (9.38)$$

$H_{пак}$ — глубина установки пакера.

Минимальная протяженность участка установки пакера не должна быть менее 4 м.

Правильный подбор диаметра пакерующего элемента означает определение наибольшей возможной его величины, при которой пластоиспытатель свободно проходит по стволу скважины. Соотношение диаметра ствола скважины в зоне пакеровки и диаметра пакерующего элемента характеризуется коэффициентом пакеровки

$$\gamma = d_с / D_{пак}, \qquad (9.39)$$

где $d_с$ — диаметр скважины, м; $D_{пак}$ — наружный диаметр пакерующего элемента в исходном состоянии, м.

Чем меньше значение коэффициента пакеровки γ, тем выше герметичность пакеровки и надежность работы пакера. Оптимальные значения коэффициента пакеровки находятся в пределах от 1,10 до 1,12.

Необходимая сжимающая нагрузка на пакер при его срабатывании (деформировании) может быть подсчитана по формуле

$$G_{пак}, = 3E_y S_0,(\gamma_{пак} — l),$$

где $G_{пак}$ — осевая нагрузка на пакерующий элемент для его деформирования, Н; .E_y — условный модуль упругости материала пакерующего элемента, Па (E_y = 9,4 МПа); S_0 — поперечное сечение пакерующего элемента в исходном состоянии, $м^2$.

Размеры и характеристики пакеров приведены в табл. 9.24.

Таблица 9.24. **Размеры и характеристики пакеров серийных и индивидуального изготовления**

Диаметр скважины (по долоту), мм	Пакер нормальной проходимости (γ=1,10÷1,12)			Пакер повышенной устойчивости (γ=1,08)			Пакер повышенной проходимости (γ=1,10)		
	$D_{пак}$, мм	$G_{пак}$, кН	$\Delta p_{пак}$, МПа	$D_{пак}$, мм	$G_{пак}$, кН	$\Delta p_{пак}$, МПа	$D_{пак}$, мм	$G_{пак}$, кН	$\Delta p_{пак}$, МПа
98	87	30	30	90*	30	45	83*	40	20
132	120*	40	28	127*	30	45	115*	50	17
140	127*	40	25	135	30	45	123*	50	18
145	135	40	30	140*	40	45	127*	60	16
190	173*	70	30	180	50	45	167*	90	16
214	195	90	26	202*	70	38	188*	110	18
243	220	120	25	230*	90	40	210*	160	15
295	270	160	28	280*	110	40	258*	200	14

* Пакеры индивидуального изготовления

Общую продолжительность Т цикла работы пластоиспытателя в скважине определяют по допустимому времени безаварийного нахождения инструментов в открытом стволе скважины и по ресурсу работы регистрирующих скважинных приборов (манометр, термометр). Продолжительность безопасного оставления пластоиспытателя в открытом стволе от 30 мин до нескольких часов. При испытании в обсаженном стволе фактор устойчивости стенок скважины отпадает.

Задача правильного распределения времени по периодам открытого притока и восстановления давления представляет определенную трудность, так как требует некоторых предварительных сведений о свойствах и насыщении объекта. В связи с этим иногда приходится проводить несколько последовательных испытаний, чтобы лучше приспособиться к режиму притока.

Схему оборудования устья скважины при испытании разрабатывают в зависимости от ожидаемого притока и давления на устье. В простейшем случае, когда нет опасности выброса, сверху к колонне труб подсоединяют ведущую трубу, а трубопровод для удаления поступившего на устье флюида подсоединяют к отводу на стояке или к выкидной линии бурового насоса. При этом используют элементы гидравлической обвязки из комплекта цементировочного агрегата. Если устье скважины оборудовано превентором, он закрывается на колонне труб.

Более удобно использовать на устье контрольную головку-вертлюг с манифольдом (рис. 9.42). Такая головка-вертлюг облегчает подсоединение устьевых контрольных приборов, отбор проб на устье при испытании, подключение цементировочного агрегата.

Более сложную схему обвязки применяют при испытании пластов с высоким пластовым давлением

Программу испытания объекта разрабатывают заблаговременно на основании имеющихся исходных данных в зависимости от того, испытывается ли объект в открытом или в обсаженном стволе.

Испытание объекта в открытом стволе включает такие работы, как: подготовка ствола скважины к испытанию, проверка и подготовка комплекта испытательных инструментов, спуск пластоиспытателя в скважину, осуществление мероприятий по обеспечению герметичности колонны труб, оборудование устья скважины, проведение испытания (пакеровка, вызов притока, закрытие запорного поворотного клапана, запись кривой восстановления давления, распакеровка, снятие пластоиспытателя с места), подъем пластоиспытателя, отбор пробы пластового флюида.

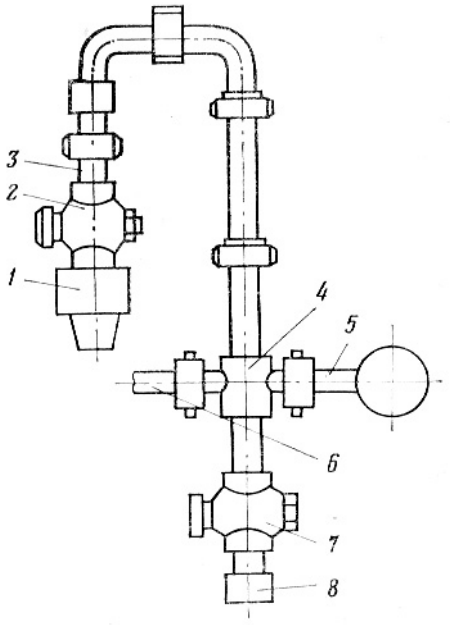


Рис. 9.42. Контрольная головка-вертлюг:

1 – переводник к ведущей трубе; 2 – пробковый кран; 3 – соединительный переводник; 4 – крестовина; 5 – разделитель к манометру; 6 – отвод; 7 – паробковый кран; 8 – соединительный переводник

Испытание в открытом стволе скважины вызывает временный перерыв в нормальном процессе бурения и прекращение циркуляции промывочной жидкости. В связи с этим скважина должна быть подготовлена к испытанию таким образом, чтобы в течение цикла испытания в ней, несмотря на отсутствие циркуляции, не возникла аварийная ситуация, угрожающая прихватом находящегося в скважине инструмента.

Технологический режим бурения при подходе к исследуемому объекту должен способствовать сохранению номинального, диаметра ствола скважины. В последнем рейсе подготовляют забой для установки пластоиспытателя. Перед спуском пластоиспытателя проводят ревизию и техобслуживание наземного оборудования, чтобы предупредить поломки и отказы. До спуска необходимо иметь также сведения о плотности бурового раствора в скважине, нагрузке на крюке при спущенной колонне труб, снижении веса на крюке при пакеровке и ряд других сведений.

Спуск пластоиспытателя осуществляют плавно без толчков и рывков. Если при спуске возникают прихваты (посадки) инструмента, необходимо быстро разгрузить инструмент, приподнять его на 1—2 м и освободить для прохождения суженного участка ствола скважины. Длительность посадки не должна превышать 30 с во избежание преждевременного открытия впускного клапана пластоиспытателя. Особую заботу при спуске инструмента надо проявлять об обеспечении герметичности колонны труб. Резьбовые соединения труб должны быть хорошо смазаны и уплотнены пеньковой веревкой. Первые две-три трубы заполняют качественным глинистым раствором, а затем в спускаемую колонну периодически доливают жидкость с тем, чтобы к концу спуска жидкость заполнила колонну до уровня, предусмотренного для создания депрессии на пласт. Герметичность колонны в процессе спуска контролируют по нагрузке на крюке и интенсивности излива раствора из скважины.

После спуска инструмента в скважину верхний конец колонны должен находиться над ротором на высоте 2—3 м. Последнюю трубу, подсоединяемую к колонне, заблаговременно оборудуют отводами. После ее навинчивания на колонну устье оборудуют по принятой схеме.

Перед тем как приступить к пакеровке, измеряют вес подвешенного инструмента на крюке и вычисляют остаточную нагрузку на крюке при пакеровке. Разгружая часть веса колонны труб на забой, создают нагрузку на пакер.

После пакеровки под действием той же нагрузки перепускной клапан закрывается, а впускной открывается. В это время контролируют качество пакеровки по уровню жид-

кости в стволе скважины: если он сохраняет свое положение, пакеровка надежная; резкое его снижение свидетельствует об отсутствии изоляции под-пакерного пространства от скважины — в этом случае приходится принимать меры для повторной пакеровки.

После открытия впускного клапана в колонну труб начинает поступать пластовый флюид, при интенсивном проявлении пласта на устье может наблюдаться излив жидкости, залитой в колонну, и даже пластового флюида. О поступлении жидкости в колонну можно судить по вытеснению из нее воздуха. По истечении времени открытого притока вращением ротора закрывают запорный поворотный клапан и в таком состоянии пластоиспытатель оставляют в покое для записи кривой восстановления давления.

Завершив цикл испытания, к инструменту прилагают усилие натяжения, на 10 — 15 %, превышающее первоначальную нагрузку на крюке. Под действием сил растяжения открывается уравнительный клапан, давление в подпакерной зоне резко возрастает до гидростатического в стволе скважины, перепад давления на пакере исчезает и пакер возвращается в исходное положение. В некоторых случаях для снятия пакера приходится прилагать более значительные усилия или принимать дополнительные меры.

После освобождения пакера инструмент поднимают из скважины. При подъеме колонны через каждые две - пять свечей отбирают пробы жидкости на анализ. Если в скважине проявление было интенсивным и колонна труб заполнена пластовым флюидом, его можно вытеснить через циркуляционный клапан в затрубное пространство и пробу отобрать у устья из потока.

Из поднятого на поверхность пластоиспытателя извлекают глубинные манометры и на диаграммах давления делают документальные записи о дате проведения испытания и интервале испытания. Из пробоотборника отбирают пробу пластового флюида и направляют ее в лабораторию на анализ. В лаборатории определяют компонентный состав пробы, физические свойства пробы и компонентов, количество и состав газа в пробе.

Определение характеристик пласта по диаграмме

Основной документ, получаемый в результате работы пластоиспы-тателя в скважине,— диаграмма давления глубинного регистрирующего манометра. Обычно в комплект пластоиспытателя включают несколько глубинных манометров. Один из них, называемый трубным, размещают выше запорного поворотного клапана в промежутке между ним и циркуляционным клапаном. Основной манометр (забойный) размещают ниже фильтра за глухим переводником. Для надежности его показания дублируют дополнительным манометром, который помещают либо вместе с основным, либо в фильтре. В некоторых случаях его устанавливают выше безопасного переводника под гидравлическим испытателем, чтобы в случае необходимости извлечь из скважины после разъединения безопасного переводника. Места размещения манометров показаны на рис. 9.37.

Полную информацию о надежности пластоиспытателя и работе пласта на разных этапах испытания получают с двух манометров — забойного и трубного.

Забойный манометр регистрирует полную картину изменения давления в стволе скважины против фильтра, в промежутке времени между пакеровкой и снятием пакера забойный манометр фиксирует изменение давления в подпакерной зоне, т. е. на всех этапах испытания пласта. Его показания относят к верхней отметке проницаемой части испытуемого интервала или к глубине установки пакера.

Трубный манометр позволяет контролировать герметичность колонны труб, давление долива в колонну и изменение давления в колонне в период открытого притока. Его показания относят к глубине расположения в стволе скважины забойного штуцера или гидравлического испытателя пластов.

Для регистрации давления используют бланк шириной 60 мм и высотой 120 мм. Его заправляют в каретку, которая у манометров поршневого типа совершает один полный оборот за 1 ч или за 4 ч. Ресурс работы часового механизма от 8 до 24 ч. Таким обра-

зом, на один бланк на протяжении испытания показания манометра записываются многократно (рис. 9.43).

Геликсные манометры имеют несколько иную систему регистрации давления. В них каретка с закрепленным бланком перемещается часовым механизмом с помощью винтовой пары с постоянной скоростью вдоль оси, а перо наносит поперечные метки. Ресурс часового механизма геликсного манометра может доходить до 72 ч.

Тотчас после извлечения из КИИ технолог тщательно проверяет диаграммы давления, записанные глубинными манометрами. Он должен сделать заключение о качестве испытания, его завершенности и необходимости повторного испытания.

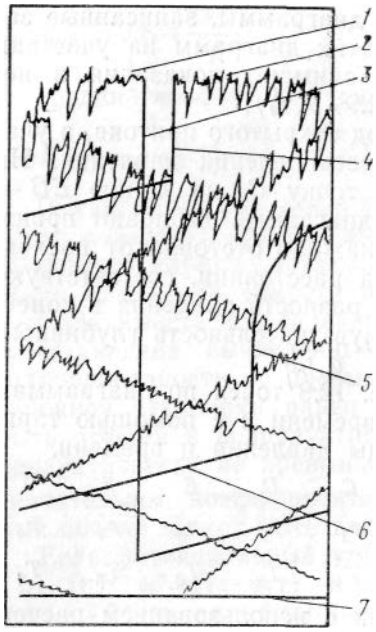


Рис. 9.43. Пример диаграммы, записанной с помощью глубинного манометра поршневого типа МГП-ЗМ при испытании пласта:

1 — гидростатическое давление в скважине до испытания; 2 — гидростатическое давление после испытания; 3 — открытие приемного клапана; 4 — открытие уравнительного клапана; 5 — кривая восстановления забойного давления; 6 — приток; 7 — начало отсчета давления (нулевая линия)

Прежде чем приступить к анализу данных глубинного манометра и расчету по нему характеристик пласта (или исследуемого интервала), проводят предварительную обработку диаграммы и по ней строят развернутый график изменения давления во времени p = f(t). Для удобства расшифровки диаграмм используют компаратор.

На развернутом графике p = f(t), построенном по диаграмме давления, записанной забойным манометром, отражаются все этапы и фактические режимы испытания.

В обработке диаграмм давления, записанных глубинными манометрами, практически применяют два метода: обработку диаграмм по экспресс-методу и камеральную обработку.

Экспресс-метод позволяет сразу же после проведения испытаний в полевых условиях оценить наиболее важные гидравлические характеристики исследуемого объекта: пластовое давление $\rho_{пл}$, Па; коэффициент гидропроводности испытанного интервала kh/μ (k - средний коэффициент проницаемости, м^2; h —мощность интервала, м; μ — вязкость пластовой жидкости, Па·с); потенциальный коэффициент продуктивности пласта $\eta_{пот}$, м^3/(сут х МПа); средний фактический коэффициент продуктивности пласта при испытании $\eta_{ф}$, м^3/(сут МПа); средний коэффициент призабойной закупорки и коэффициент призабойной закупорки в конце притока.

По экспресс-методу обрабатывают диаграммы, записанные забойным и трубным манометрами. С этих диаграмм на участках притока и восстановления давления снимают показания в нескольких характерных точках (рис. 9.44).

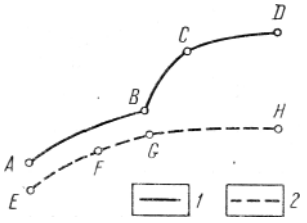


Рис. 9.44. Точки замера давления на диаграммах, записанных забойным и трубным манометрами:

1 — забойный манометр;
2 — трубный манометр

Участки AB и EG записаны в период открытого притока, а участки BD и GH — на протяжении восстановления давления. На кривую BD наносят промежуточную точку C, на линию EG — точку F. Положение точек C и F на диаграмме выбирают произвольно, но с таким расчетом, чтобы каждая отстояла от последней точки (D и G соответственно) на

расстоянии, соответствующем в масштабе времени 1—5 мин, а разность давления в конечной и указанной точках превышала чувствительность глубинного манометра.

Для каждой из указанных на рис. 9.44 точек по диаграммам определяют координаты давления и времени и с помощью тарировочных таблиц переводят в единицы давления и времени.

Точки	A	B	C	D	E	F	G
ρ	ρ_0	$\rho_к$	ρ_1	ρ_2	ρ_0	ρ_3	ρ_4
T	T_0	$T_к$	T_1	T_2	T_0	T_3	T_4

На основании приведенных данных с использованием расчетных формул определяют основные характеристики:

средний дебит притока (м^3/с)

$$\bar{q} = \frac{(\rho_4 - \rho_0')S_{тр}}{(T_4 - T_0')\rho}, \tag{9.41}$$

где $S_{тр}$ – площадь поперечного сечения внутреннего канала труб, м^2; ρ – плотность поступающей в трубы жидкости, кг/м^3;

конечный дебит притока (м^3/с)

$$q_к = \frac{(\rho_4 - \rho_3')S_{тр}}{(T_4 - T_3)\rho}; \tag{9.42}$$

коэффициент гидропроводности

$$\frac{kh}{\mu} = \frac{183\overline{q10^8}}{(\rho_2 - \rho_1)}\left(\lg\frac{T_к + T_1}{T_1} - \lg\frac{T_к + T_2}{T_2}\right); \tag{9.43}$$

пластовое давление (Па)

$$\rho_{пл} = \rho_2 + 183\cdot 10^3\frac{\bar{q}\mu}{kh}\lg\frac{T_к + T_2}{T_2}; \tag{9.44}$$

средний коэффициент продуктивности (м^3/Па·сут)

$$\bar{\eta}_ф = 0{,}864\frac{\bar{q}}{\rho_{пл} - \frac{\rho_к - \rho_0}{2}}; \tag{9.45}$$

потенциальный коэффициент продуктивности (м^3/Па·сут)

$$\eta_{пот} = 0{,}864\frac{kh}{\mu}; \tag{9.46}$$

средний коэффициент призабойной закупорки

$$\bar{П}_з = \eta_{пот}/\bar{\eta}_ф. \tag{9.47}$$

Предварительная оценка результатов испытания экспресс-методом позволяет сделать заключение о полноте полученной информации для характеристики объекта, о промышленной его значимости или необходимости продолжения испытаний. Промышленную значимость исследованного объекта оценивают на основании сопоставления вычисленных характеристик. Если коэффициент гидропроводности не превышает 0,1 и средний коэффициент призабойной закупорки равен примерно 0,5—1,5, то объект может быть отнесен к непродуктивным. Если фактический коэффициент продуктивности не превышает $0{,}01\cdot 10^{-5}$ м^3/(Па·сут), то при незначительном коэффициенте призабойной закупорки $П_3$ испытанный объект может быть также отнесен к непродуктивным.

Если потенциальный коэффициент продуктивности превышает $0{,}01\cdot 10^{-5}$ м^3/(Па·сут) и коэффициент призабойной закупорки выше 1,5, то при благоприятных условиях (наличие признаков нефти или газа) рекомендуется провести повторные испытания.

Окончательные значения гидравлических параметров объекта испытания и его промышленную значимость устанавливают в результате камеральной обработки, которую проводят после завершения испытаний.

10. ИСКРИВЛЕНИЕ СКВАЖИН. БУРЕНИЕ НАПРАВЛЕННЫХ, МНОГОСТВОЛЬНЫХ И КУСТОВЫХ СКВАЖИН

10. 1. Естественное искривление скважин

Искривление ствола скважин подразделяется на два вида: естественное и искусственное. Естественным называется 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 искривление 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.

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 называется отклонение ее от вертикали и направление этого отклонения относительно стран света.

Искривление скважин в данной точке О характеризуется двумя углами: углом искривления α и азимутальным углом φ (рис. 10.1).

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, называется углом наклона скважины и обозначается 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.

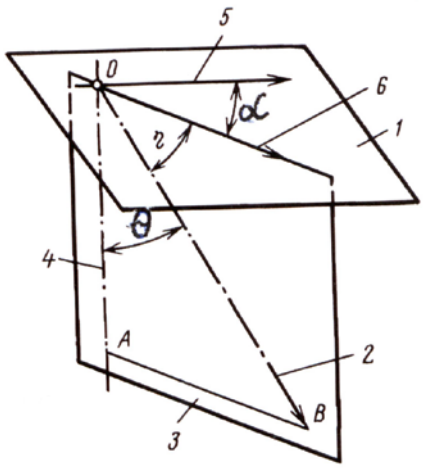


Рис. 10.1. Элементы, определяющие пространственное положение скважины

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)

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 называются все вертикально или наклонно заданные с поверхности скважины, характеризующиеся искривлением.

К искусственно искривленным относятся скважины, которые бурятся 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

$$\cos\beta = \cos\theta_0\cos\theta_1 + \sin\theta_0\sin\theta_1\cos\Delta\alpha,$$

(10.1)

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 (α_0) данного интервала ($\Delta\alpha=\alpha_1-\alpha_0$).

Следует также отметить, что в настоящее время в буровой технике и науке бытует много устаревших понятий, терминов и определений. Допускаются 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 называется 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 следует отметить, что 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 называется 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, относятся: слоистость, сланцеватость, трещиноватость, анизотропность горных пород, перемежаемость пород различной твердости и степень наклона пластов к горизонту, пори-

стость, 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 неравномерным разработке стенок скважины и разрушению забоя. В свою очередь неравномерная разработка элементов скважины вызывает увеличение сил, отклоняющих низ бурильного инструмента от её оси, и уменьшение механических скоростей бурения.

К основным технологическим условиям, ведущим к искривлению ствола скважины, относятся в основном неравномерность разбуриваемости ее стенок, силы, действующие на низ 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 навинченными 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 её 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, можно сделать следующие выводы:

1. 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.

2. Неравномерное разрушение стенок наклонно проходимых скважин в призабойной зоне вызывается действием веса бурильного инструмента.

3. 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.

4. Геологические условия – основная причина, вызывающая искривление вертикально заданных скважин.

5. 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 к плоскости забоя. Однако из-за несвопадения 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, а также от 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 различных пород критический угол встречи будет также 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 паде-

нию, 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.

10.2. Бурение н*аправленных и многоствольных 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 бурится не одиночная скважина, а их закономерно организованная совокупность – 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.

Технологическая проблема, связанная с обеспечением необходимого пространственного положения трасс скважин , получила наименование технологии направленного бурения.

В направленном бурении условно можно выделить два класса технологических задач: задачу стабилизации трассы скважины и задачу её 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 оцениваются 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) рассчитывается по формуле

$$i_\theta = \frac{\Delta\theta}{\Delta L},\ \ град/м \tag{10.2}$$

где $\Delta\theta$ – приращение зенитного угла (град); ΔL – интервал оценки интенсивности искривления (м).

Интенсивность азимутального искривления i_θ (град/м) рассчитывается аналогично

$$i_\alpha = \frac{\Delta\alpha}{\Delta L}, \tag{10.3}$$

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

$$i_\beta = \frac{\Delta\beta}{\Delta L}\ \ , \tag{10.4}$$

где $\Delta\beta$ – приращение полного угла искривления в интервале оценки (град).

В качестве вспомогательной характеристики искривления скважины используется радиус кривизны R

$$R_\theta = \frac{57{,}3}{i_\theta}\ , \tag{10.5}$$

$$R_\varepsilon = \frac{57{,}3}{i_\alpha}, \tag{10.6}$$

$$R_\beta = \frac{57{,}3}{i_\beta}\ \ , \tag{10.7}$$

где R_θ, R_α , R_β – соответственно представляют собой радиусы кривизны кривых, выражающих собой 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 делятся на вертикальные (θ=0±5°), горизонтальные (θ=90±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 сфе-

рической поверхности, уровень жидкости или пузырек воздуха в сферическом или кольцевом жидкостном уровне.

Направление вектора магнитного поля фиксируется инклинометрами с магнитной стрелкой. В ферромагнитных средах, искажающих направление вектора магнитного поля (при разведке магнетитовых железных руд) используется гигроскопические приборы.

В организационном отношении выделяют оперативный контроль пространственного положения скважины, выполняемый силами буровой бригады, и плановые инклинометрические исследования, выполняемые 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. 10.2.

Для измерения азимутов и зенитных углов скважины инклинометр снабжен магнитной стрелкой и отвесом, закрепленными на эксцентричной апсидальной рамке. Магнитная стрелка 2 вращается на сои 1, жестко связанной с отвесом 4 , который установлен на апсидальной рамке 3.

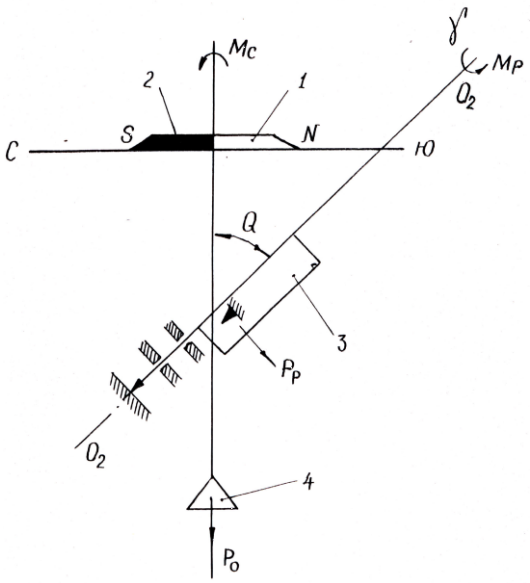


Рис. 10.2. Упрощенная кинематическая схема чувствительного элемента МТ-1

При спуске инклинометра в скважину рамка устанавливается вдоль ее оси O_1-O_2, а под действием момента, равного $M_p=(P_p+P_o) \cdot r_y \cdot \sin\theta \cdot \sin\gamma$(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), принимает такое положение, при котором ее плоскость совпадает с апсидальной плоскостью скважины в точке замера.

Магнитная стрелка под действием момента $M_c=m \cdot H \cdot \sin\varphi$ (m – магнитный момент стрелуи; H – горизонтальная составляющая магнитного поля; φ – угол закручивания стрелки) совместится с направлением магнитного меридиана. Отвес устанавливается 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 менее 1 мин.) является «запрещающим» для срабатывания фоторегистратора. Все измерительные узлы прибора МТ-1 размещены в цилиндрическом корпусе, заполнен-

ном кремнеорганической жидкостью ФПМС-5 демпфирующей механические помехи и обладающей способностью световода.

Приборы для полного измерения искривлений скважины подразделяются на работающие в немагнитных или слабомагнитных (диамагнитных) и ферромагнитных средах.

Инклинометры для диамагнитных сред – это электромеханические компасы МИ-30 и МИР-36, имеющий аналогичное устройство.

Для оперативного контроля инклинометр МИ-30 может опускаться внутрь колонны бурильных труб с проходным отверстием не менее 34 мм и измерения в немагнитных трубах, которые входят в комплекты ССК и КССК.

Кинематическая схема чувствительного элемента клинометров данного типа представлена на рис. 10.3а.

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 подачи 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. 10.3.б.

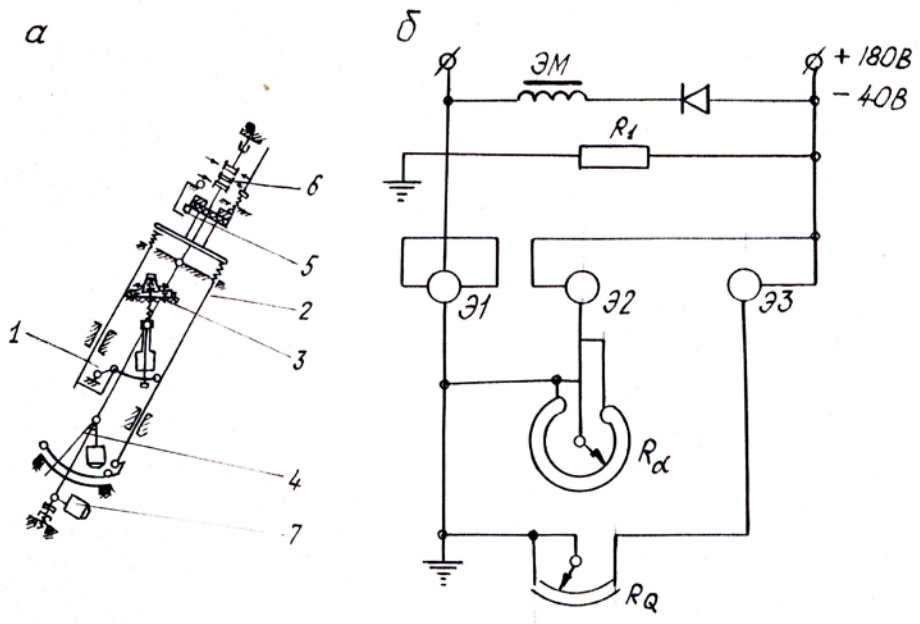


Рис. 10.3. Схема устройства электромеханических инклинометров типа МИ-30(УМИ-25) и МИР-36

а – кинематическая схема чувствительного элемента;
б – принципиальная электрическая схема

В ферромагнитных средах применяются гироскопические инклинометры ИГ-36, чувствительным элементом которых является гирокомпас, принцип действия которого основан на регистрации направления вектора кореолисова ускорения, возникающего вследствие ориентированного 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;
- оценка вероятности проведения трассы скважины по проектной траектории;
- выбор способов и средств стабилизации и коррекции трасс скважин.

В проектировании трасс скважин наибольшее распространение получил 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:

$$\Delta\chi_{\text{П}} = (l_{\text{П}} - l_{\text{П}-1})\sin\frac{\theta_{\text{П}} + \theta_{\text{П}=1}}{2}\ , \qquad (10.8)$$

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.10.4, *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 построения таким же образом повторяются для всех других точек инклинометрических замеров. Соединение всех точек А, 1, 2 и других ломаной прямой дает упрощенное изображение горизонтальной проекции трассы скважины.

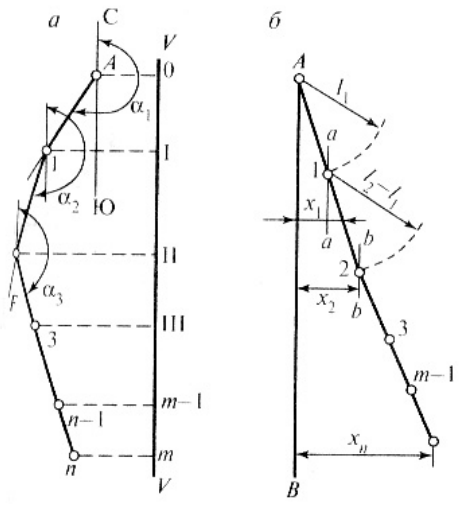


Рис. 10.4. Схема построения плана и профиля трассы скважины

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 0, I,II…*m*. Отрезки 0-I, 0-II, 0-m представляют собой смещения забоя $x_1, x_2, \ldots x_{\text{II}}$ по линии профиля V-V. Затем из точки А (рис. 10.4, 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 в-в параллельно вертикали АВ. Пересечение дуги и прямой дает точку 2. Подобным образом строят остальные точки, соединение которых дает вертикальный профиль 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:

$$y = \frac{y_1 + y_2 + \ldots + y_n}{n}; \qquad (10.9)$$

$$\sigma = \sqrt{\frac{1}{n-1}\sum_{i-1}(y_1 - y)^2} \qquad (10.10)$$

При нормальном законе распределения среднее арифметическое характеризует наиболее вероятное значение случайной величины. Разброс значений случайной величины около среднеорифметического значения характеризуется среднеквадратичным отклонением.

Практический расчет проектной траектории скважины сводится к реализации ее магматической модели, отображающей статистическую зависимость зенитного угла длины ствола скважины

$$\theta = \theta_0 + aL + \frac{bL^2}{2}, \tag{10.11}$$

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 рассчитывается по критерию Стьюдента

$$t = \frac{y - d}{\sigma_y}, \tag{10.12}$$

где $\sigma_e = \frac{\sigma}{\sqrt{n}}$ - погрешность среднего арифметического; d – искомая величина, лежащая внутри доверительного интервала.

Критерий t берется из таблиц.

Тогда

$$d = y \pm t \cdot \tag{10.13}$$

При числе скважин 25-30 ширина интервала определяется по правилу «трех сигм», согласно которому 99,7% всех случайных величин будут попадать внутрь интервала y+3σ, 95,4% - внутрь интервала y+2σ и 68,3% - внутрь интервала y+σ.

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.10.5).

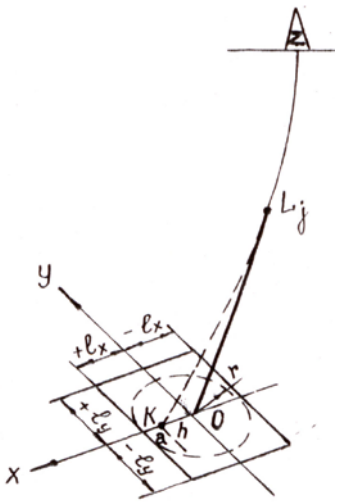


Рис. 10.5. Схема формирования полей допусков отклонения скважины от наиболее вероятного положения

Если определена типовая траектория (составлен типовой профиль) скважины и величина среднего квадратичного отклонения для заданной проектной глубины, то вероятность попадания ее забоя в пределы поля допустимых отклонений оценивается как вероятность рассеивания по плоскости и подчинена нормальному закону.

Формула для определения этой вероятности в случае прямоугольного поля допусков имеет вид

$$\Phi(x,y) = \left[\Phi^r\left(\frac{l}{\sigma}\right) - \Phi^r\left(\frac{-l_x}{\sigma_x}\right)\right] \cdot \left[\Phi^r\left(\frac{l_y}{\sigma_y}\right) - \Phi^r\left(\frac{-l_y}{\sigma_y}\right)\right] \tag{10.14}$$

Для допусков в виде круга радиусом r

$$\Phi=(x,y) = 1 - l^{-r1/2\sigma 1} \tag{10.15}$$

На основе определения вероятности сверхнормативных отклонений трасс скважин выбираются методы, способы и средства их стабилизации и коррекции.

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 применяются 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 с любым породоразрушающим инструментом является наиболее эффективным средством стабилизации трасс скважин.

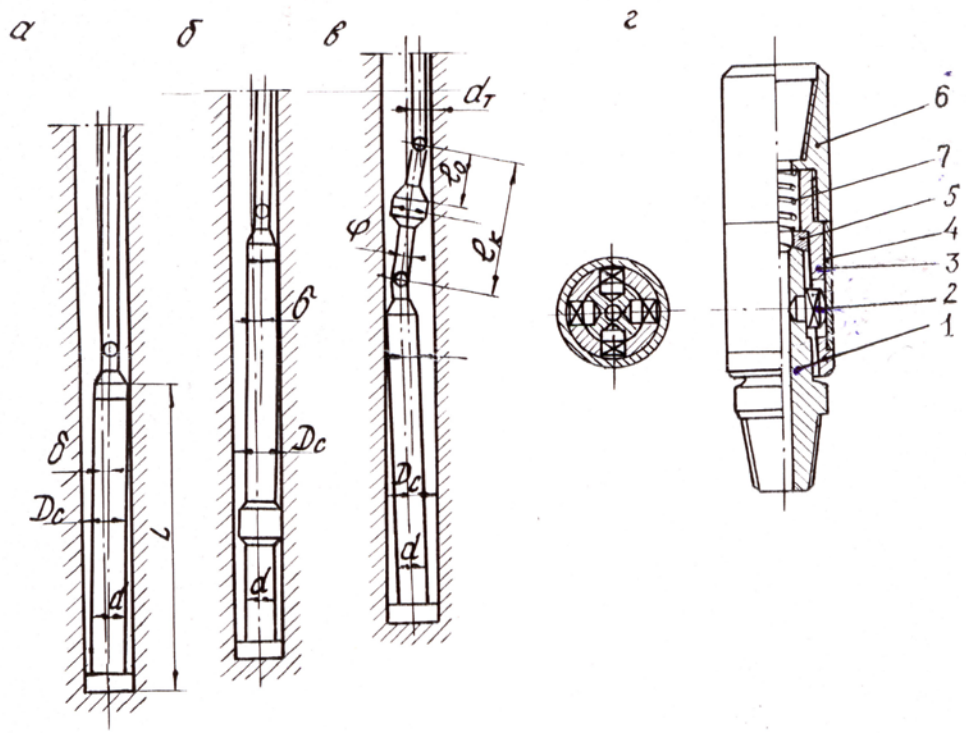


Рис. 10.6. Схема устройства шарнирных компоновок
а – компоновка с опорой на коронку;
б – компоновка с промежуточной опорой;
в – шарнирная компоновка; *г* - шарнир

Для повышения интенсивности искривления применяют ступенчатые и шарнирные компоновки, увеличивающие перекос бурового инструмента в скважине (рис.17.6). Ступенчатые компоновки с опорой на коронку (рис.10.6) состоят из породоразрушающего инструмента и колонковой трубы меньшего на один размер диаметра. Алмазные коронки для таких компоновок имеют утолщенную матрицу.

Компоновка с промежуточной опорой (рис. 10.6) в меньшей степени зависит от закономерностей естественного искривления и с большей надежностью обеспечивает набор кривизны. Компоновки соединяются с бурильными трубами посредством шарнирных устройств (рис. 10.6*, а,б,в*) . Шарнир (рис. 10.6, *г*) состоит из шарнироного 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. 10.6, *г* представлен шарнир ШБ3-6 конструкции ЗабНИИ.

Создание новой техники 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 могут располагаться в одной вертикальной плоскости, искривляясь в одну сторону (рис. 10.7 *а, б, в, г*), а также задаваться в различных азимутальных направлениях (рис. 10.7 *д, е*).

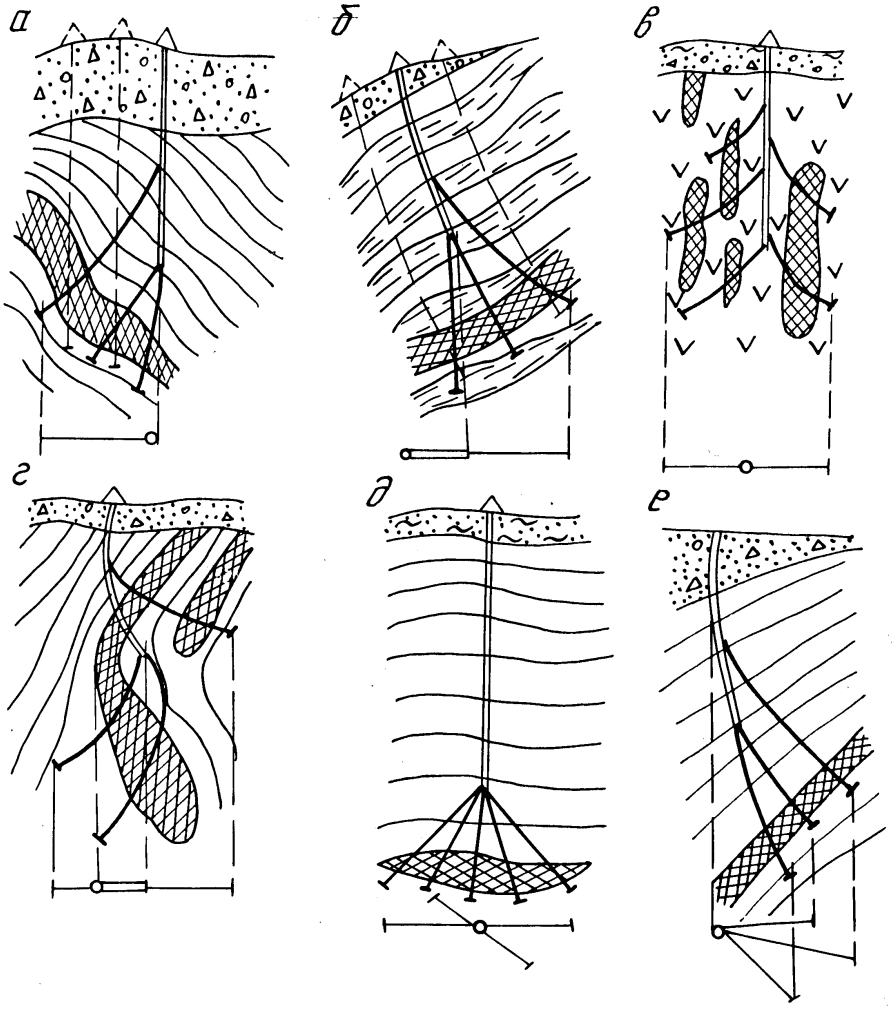


Рис. 10.7. Схемы многоствольных скважин

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 могут забуриваться 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 искусственным забоем, что требует проведения всех исследований в ниже расположенных интервалах до забуривания вышележащего ствола. Отбурка дополнительных скважин в этом случае проводится 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.), уменьшения расходов на обсадные трубы и др.

Стоимость (в руб.) бурения всех скважин при обычном бурении (например, 4-х скважин) будет

$$S = P\frac{L_o}{A} + (B + C)\cdot m, \qquad (17.16)$$

где L_o – общий объем бурения обычных скважин, м; А – средняя производительность бурения обычных скважин, м/смена; Р – стоимость одной ст.-смены, руб.; В – стоимость одного монтажа-демонтажа, руб.; С – 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 обычная сменная производительность $A_м$ несколько снижается (15-20%). Сокращается число точек бурения $m_м$. Кроме того возникают дополнительные затраты на средства искусственного искривления. Тогда стоимость его (в руб.)

$$S_м = P\frac{L_м}{A_м} + (B + C)\, m_м + DK, \qquad (10.17)$$

где D – стоимость всех затрат на одно направленное отклонение, руб.; К – количество искривлений.

Многоствольное бурение будет рентабельным, если $S > S_м$. Экономический эффект (в руб.) в этом случае будет

$$Э = S - S_м \qquad (10.18)$$

10.3. *Технология и технические средства искусственного искривления и бурения многоствольных скважин*

Искусственное искривление скважин применяется 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 делятся 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. Он состоит из клиновидного желоба, изготавливаемого 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, именуемое «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 (рис. 10.8, *а*) имеют в составе конструкции клин I и распорное устройство II. Отклонитель опускается в скважину на бурильных трубах, присоединенных к клину 3 через установочный патрубок 1 двумя заклепками 2. При постановке клина на пробку-забой (рис. 10.8, *б*) срезается шпилька 1, и он раскрепляется в скважине. Предварительно с помощью специального ориентатора желоб клина поворачивается в нужное направление – ориентируется.

Далее осевая нагрузка увеличивается до срезания двух заклепок 2, после чего бурильные трубы извлекаются из скважины. Пробка-забой состоит из корпуса с тремя продольными прорезями-окнами, распорного конуса 1 с направляющей и гидропривода 2. В окна корпуса введены плашки, 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.

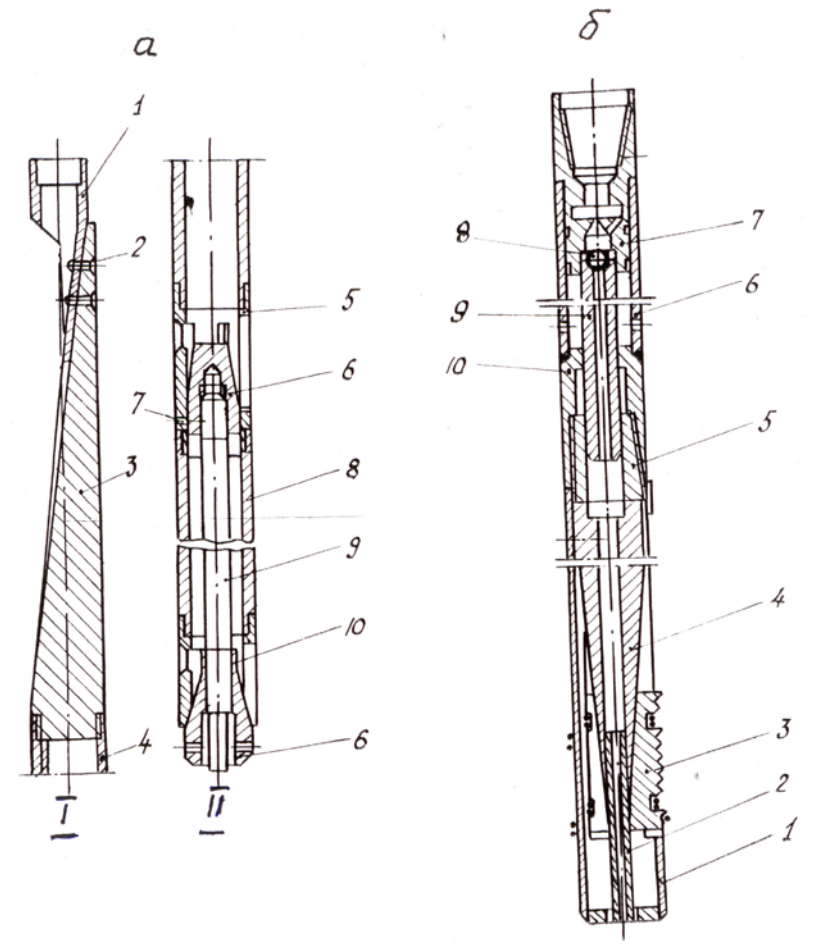


Рис. 10.8. Стационарный клин КОС (*а*) и пробка-забой (б) конструкции ВИТР:

а: 1 – бурильные трубы; 2 – заклепки; 3 – клин; 4 – удлинитель; 5, 10 – раскрепляющие плашки; 6, 12 – верхний и нижний закрепляющие конусы; 7 – винт-шпилька; 8, 11 – верхний и нижний патрубки; 9 – шток; I – клин; II – распорное устройство; III – установичный 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

Шток гидропривода воздействует на конус 1, который перемещается вниз, выталкивая из плашки наружу. Дополнительное усилие раскрепления обеспечивается осевой нагрузкой.

Примером клиновых извлекаемых отклонителей является СНБ-АС, созданный в Казахстане (рис. 10.9). Он состоит из корпуса 8, к которому 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, шарнира 9, колонковой трубы 10, алмазной коронки 11.

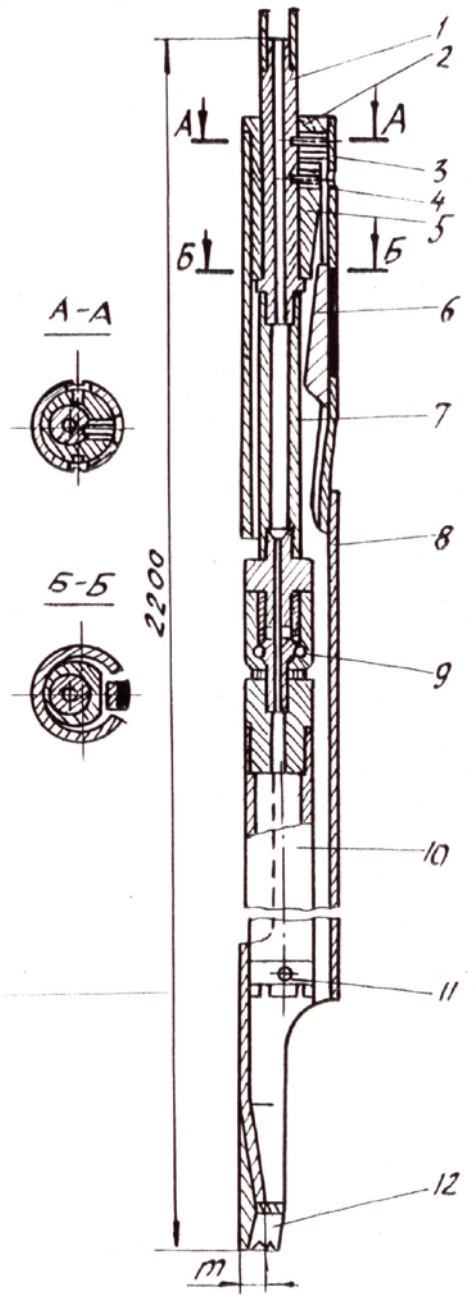


Рис. 10.9. Съемный отклонитель СНБ-АС Южно- Казахстанского геологического объединения

Отклонитель после ориентации без вращения устанавливается на забой, под действием осевой нагрузки срезается винт 3 и отбурочный снаряд опускается вниз до тех пор, пока полуцилиндрический распорный конус 5 не расклинит клиновидную плашку 6 до полного упора о стенку скважины, а конус заклинится о внутреннюю стенку корпуса 8, который опирается на противоположную стенку скважины по отношению к плашке 6. После этого срезается отбурочный винт 4 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 12, а шарнир 9 изгибается при его перемещении непосредственно в вырезе корпуса 8.

Поскольку диаметр пилот-скважины значительно меньше диаметра основного ствола, то требуется дополнительная проработка участка искривления специальными компоновками.

В настоящее время наиболее перспективными для геологоразведочного бурения представляются отклонители непрерывно-периодического действия, которые обеспечивают искривление скважин с естественного забоя с постоянной интенсивностью и без уменьшения диаметра. Наибольшее распространение получил снаряд ТЗ-3 («Табарган забайкальский»).

Принципиальная схема снаряда ТЗ-3 представлена на рис. 10.10, *а.* Он 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 7, сдвигаясь вниз, через муфту 8 воздействует на ползун 4, прижимая его к стенке скважины (рис. 10.10,б). Катки (ролики) 5 внедряются в породу и при перемещении ползуна 4 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 коолеблется 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 других.

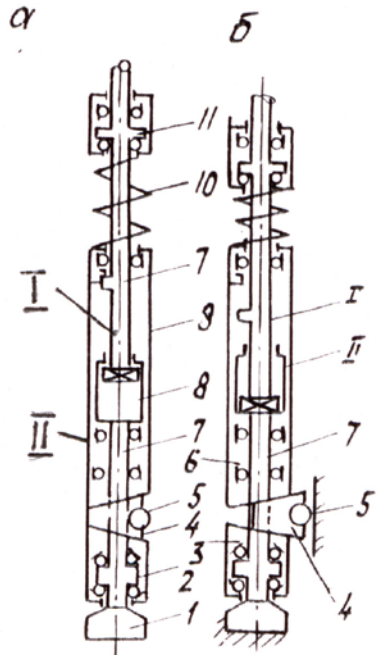
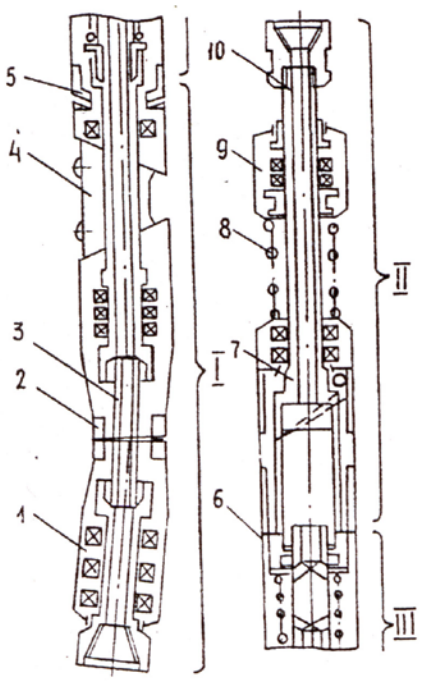


Рис. 10.10. Снаряд ТЗ-3

а – в процессе ориентации до раскрепления;
б – в фиксированном положении при бурении

Также как и ТЗ-3 в ЗабНИИ разработан комплекс забойный КЕДР для искусственного искривления скважин диаметром 46,59 и 76 мм. Этот комплекс обеспечивает интенсивность искривления от 0,2 дл 1,5 град/м. Притом 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. 10.11) 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, валротор 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.

Рис. 10.11. Конструктивная схема отклоняющего комплекса КЕДР

Устройство приводится в действие осевым перемещением ротора относительно статора отклонителя, при этом шарик свободно устанавливается в апсидальной плоскости. Работа устройства контролируется путем подачи гид-

равлических 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 достигается 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 градусов 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 (рис. 10.12) с двигателем ДГ-70 и ОД-59 с двигателем Д1-54. Оба забойных двигателя разработаны во ВНИИБТ. Отклонители на базе ВЗД могут применяться в самых разнообразных геологических условиях для искривления скважины по плавной траектории или для забуривания дополнительных стволов от искусственных забоев в аварийных ситуациях или при бурении многоствольных скважин.

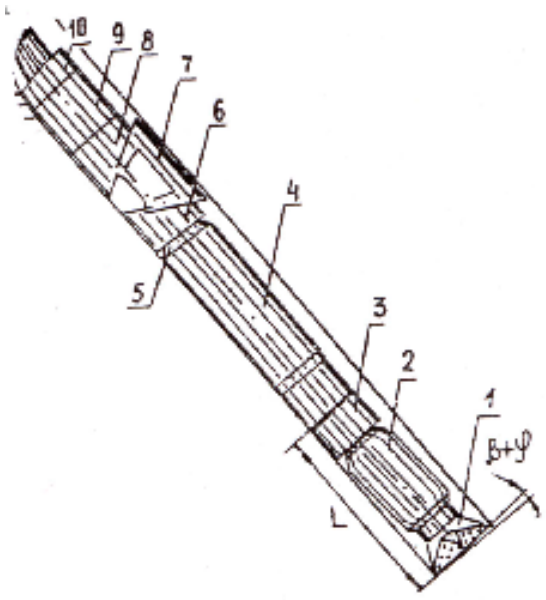


Рис. 10.12. Отклонитель ОД-76:

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

Отклонитель с двигателем Д1-54 выполнен в двух вариантах: с кривым переходником и с искривленным корпусом двигателя. Он роектирован для использования на небольших глубинах, т.к. двигатель Д1-54 имеет невысокую мощность, а для его работы требуются достаточно большие для современных насосов давление и расход жидкости. Небольшая глубина использования позволила применить наиболее простой способ стабилизации отклонителя – за счет невращающейся колонны бурильных труб.

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. Наиболее совершенны среди них, как показывает практика, приборы типа «Курс», «Луч», ОБ-13 конструкции ВИТР и прибор ОЭ-15 конструкции объединения «Уралгеология». Они опускаются 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. 10.13).

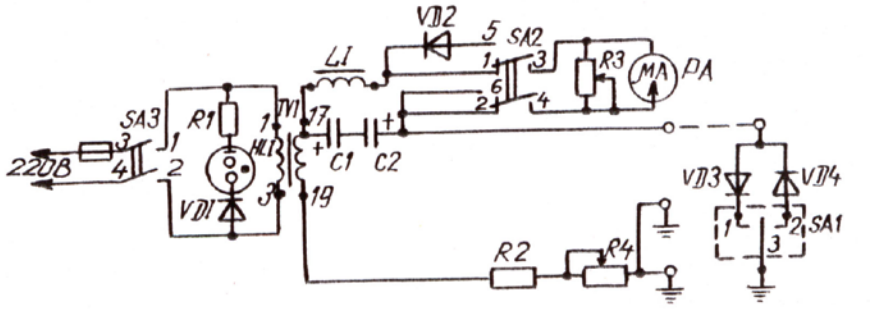


Рис. 10.13. Принципиальная электрическая схема пульта управления и скважинного ориентатора прибора «Луч»

В пульте управления размещены понижающий трансформатор ТУ1, контрольная лампа HLI, резисторы нагрузки R_1,R_2,R_3, диоды VD1, VD2, сглаживающий фильтр, состоящий из конденсаторов С1, С2 и дросселя LI, который выделяет постоянную составляющую из пульсирующего тока. Отклонение стрелки прибора РА реагитрирует переменный резистор R_4.

В датчике ориентатора размещены диоды VD4, BD3, переключатель SA1 с подвижным контактом 3, представляющим собой отвес (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. Замыкания 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 SF1 имеет вид маятника, который может коммутировать цепь отвеса 3. Диоды VD4 и VD3 меняют направление протекания тока через нагрузку R_1 и R_2 в зависимости от замыкания контактов переключателей SA1.

Отклонитель на колонне бурильных труб опускается в скважину на заданную глубину. Пульт управления подключается 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) устанавливается на поверхности в соответствии с так называемым «углом установки отклонителя», определяемом по специальной методике (см. следующий раздел). После этого бурильная колонна медленно вращается по

часовой стрелке с некоторым продольным расхаживанием, позволяющим снять её закручивание.

При поворачивании колонны вокруг ее оси в зависимости от расположения отвеса и маятника ориентатора относительно апсидальной плоскости скважины могут иметь место четыре положения стрелки микроамперметра на пульте прибора:

а) отвес 3 замыкает правый контакт SA1 и стрелка отклоняется вправо;

б) отвес 3 переходит на левый контакт SA1 – стрелка находится в нулевом положении (такое положение сохраняется в пределах поворота на 180° - «длинный нуль»;

в) отвес 3 продолжает замыкать левый контакт, а маятник SA1 – цепь отвеса, при этом стрелка прибора отклоняется влево;

г) отвес 3 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 именуется «коротким нулем» и оно соответствует установке отклонителя в заданное положение.

Особенностью ориентатора электрического ОЭ-15 (рис. 10.14) является то, что чувствительный элемент выполнен в виде шарнира, сблокированного с отвесом и подвижным 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 пояснен схемой на рис. 10.14 и 10.15. 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. 10.15 *а*), либо пузырек воздуха в непрозрачной жидкости (рис. 10.15 б).

Ориентаторы, как технические средства обеспечения правильной установки отклонителей, используют в качестве рабочего параметра. Угол установки отклонителя φ.

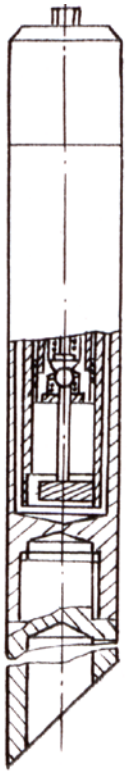


Рис. 10.14. Ориентатор электрический ОЭ-15 опытно-методической партии новой техники ПГО «Уралгеология»

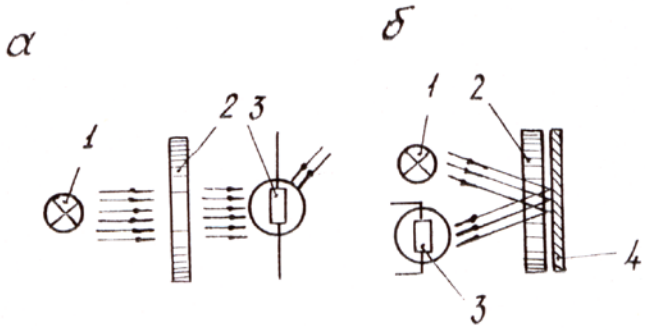


Рис. 10.15. Принцип действия оптоэлектронного преобразователя в проходящем (*а*) и отраженном (*б*) свете

1 – источник света; 2- оптический элемент (маска, пузырек); 3- приемник света; 4 – отражатель

10.4. *Технология и технические средства бурения с отбором*

ориентированного керна (кернометрия)

Общие сведения о кернометрии

Потребность в ориентировании образцов горных пород, полученных бурением, возникла с началом геологоразведочного бурения.

Впервые ориентированный керн был получен в середине XIX века при бурении скважин большого диаметра на угольных месторождениях. При бурении скважин малого диаметра работы по отбору ориентированного керна выполнены в 1887 г. в Верхней Силезии. Керн отбирали с помощью ориентированного спуска бурового снаряда с резцом для нанесения царапины. В это же время для отбора ориентированного керна известно использование восковой печати и компаса.

В СССР методы кернометрии при проведении геологоразведочных работ стали использоваться с 1923 года. Применялись достаточно простые устройства, предложенные Г.Д. Бобыриным, А.Л. Воронкиным, И.А. Колмыковым, В.Д. Рязановым, Н.О. Якоби и др.

В это время большую роль в развитии основ кернометрии сыграли работы Н.О. Якоби.

В 1951 г. появились первые отечественные устройства для отбора и анализа ориентированного керна, созданные Н.А. Грибским, М.И. Казанцевым и А.С. Пеньковым. Этими специалистами были разработаны широко применявшиеся при разведке различных месторождений керноскоп К-5 и кернометр КР.

В 1962 г. в КазИМСе была организована лаборатория кернометрии под руководством М.И. Казанцева. В лаборатории кернометрии КазИМСа выполнен ряд известных и важных для развития кернометрии исследовательских и конструкторских работ Ф.А. Бобылевым, Э.Н. Шехтманом и др. В частности последние разработки этих специалистов связаны с созданием средств для получения сплошных ориентированных колонок керна по всей скважине, получаемых периодически в течение рейса.

Большую работу по разработке средств кернометрии и методик их использования в геологоразведке выполнили специалисты ПГО «Уралгеология» А.А. Бодрых, Г.Г. Анненков, К.М. Кичигин, Г.К. Кармальский и др.

Наиболее широко при проведении геологоразведочных работ на рудных месторождениях страны использовался разработанный уральцами керноскоп КО.

Развитию методов кернометрии способствовало создание в ПГО «Севкавгеология» Центральной опытно-методической партии кернометрии.

За рубежом в 60-ых годах прошлого века разработаны и используются в настоящее время устройства для непрерывного нанесения на боковую поверхность керна метки, положение которой фиксируется фотоинклинометрами.

Техническая идея получения ориентированного керна на всем интервале отбора керна привела специалистов к бесприборным способам ориентирования керна. Этот метод часто используется в сочетании с отбором ориентированного керна керноскопами. В направлении работ по ориентированной увязке керна, получаемого на значительных интервалах бурения стволов скважин без использования специальных средств отбора единичных образцов, известны работы В.М. Сорокоумова, В.И. Ефремова, А.И. Хабарова и др.

Значительный вклад в разработку теоретических основ, техники и технологии кернометрии сделан в Свердловском горном институте, ныне Уральском гос. горном университете Л.Г. Шолоховым и О.В. Ошкординым.

Многолетний опыт, результаты исследований и разработки технических средств кернометрии обобщены и представлены в монографии А.С.Юшкова (Кернометрия. М. Недра. 1989).

Вопросы, кернометрии тесно связаны с методикой направленного бурения скважин, поскольку опираются на общую теоретическую базу о положении скважины в про-

странстве, используют общие принципы ориентирования, а в ряде случаев, одну и туже или очень близкую по конструкции технику.

В представляемой части раздела приведены сведения о способах отбора ориентированного керна, в основном, в сочетании с технологиями направленного бурения. Приведена информация о возможном максимальном использовании образцов керна и результатов работ по искривлению скважин для получения информации о геологическом строении разведываемого месторождения.

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. Эта технология получила наименование «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 называется керн, на поверхность которого зафиксировано положение относительной условной или географической системы координат (рис.10.16).

На практике чаще всего производится косвенная ориентация керна, выполняемая в системе координат, основу которой составляет *апсидальная плоскость* – вертикальная плоскость, касательная к траектории скважины в точке отбора ориентированного керна. Ориентация достигается за счет того, 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 выделяются структурный элемент (структурный эллипс), нижний и верхний следы апсидальной плоскости (лежачий и висячий бока скважины). Дальнейшие расчеты облегчает 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. 10.16).

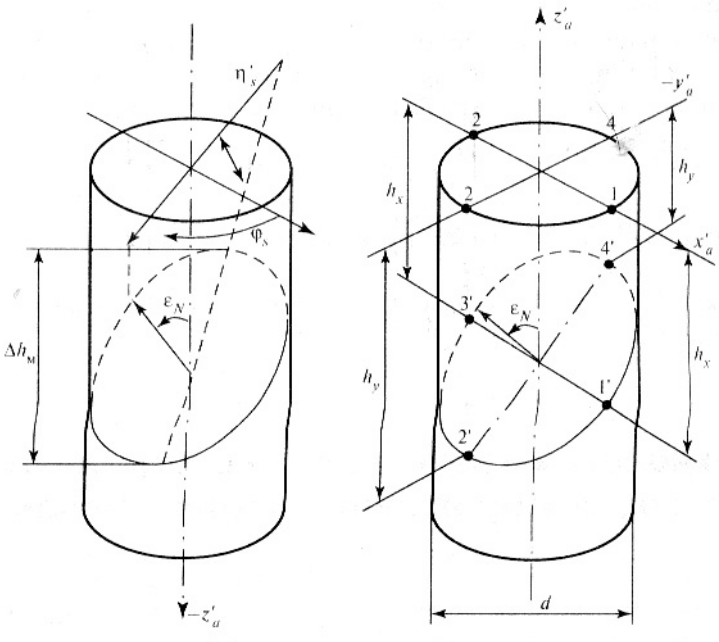


Рис. 10.16. Ориентированный керн и его элементы

При обмере ориентированного керна измеряются следующие параметры:

*апсидальный угол слоистости*_φ_s – угол, отсчитываемый в плоскости поперечного сечения керна по ходу часовой стрелки от верхнего 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:

$$\eta'_S = arctg \frac{\Delta h_м}{\mathrm{d}} \tag{10.19}$$

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 производится различными методами. Наиболее точен аналитический метод, в основе которого лежит расчет по формулам:

$$\alpha_r = \alpha_A + \Delta\alpha_A) \tag{10.20}$$

$$\Delta\alpha_r - arctg \frac{\sin\varphi_r}{\cos\varphi_r \cos\theta_A - \dfrac{\alpha}{\Delta h_{\mathrm{M}}}} \tag{10.21}$$

$$\eta_r \ - arcc\cos \frac{d}{\sqrt{d^2} + \Delta h_{_{\mathrm{M}}}} \cdot \left(\frac{\Delta h_{\mathrm{M}}}{d} \cos\varphi_r \sin\theta_A - \cos\ \theta_A \right) \tag{10.22}$$

Ориентированный керн - керн с нанесенной на его торцевую или боковую поверхность меткой, положение которой зафиксировано относительно оси и апсидальной плоскости скважины.

Наличие метки в совокупности с информацией о значениях зенитного и азимутального углов скважины в интервале отбора ориентированного керна позволяет определить элементы залегания горных пород на глубине, с которой поднят керн. /

В вертикальных скважинах для отбора ориентированного керна используют прямое ориентирование при спуске бурового снаряда со средством нанесения метки, когда единственно известным направлением, относительно которого может фиксироваться положение метки, считается направление на магнитный или географический полюс. В этом случае с помощью ориентирующего устройства определяют магнитный и географический азимут от центра керна на метку a_0 (рис.7гг.а).

10.17

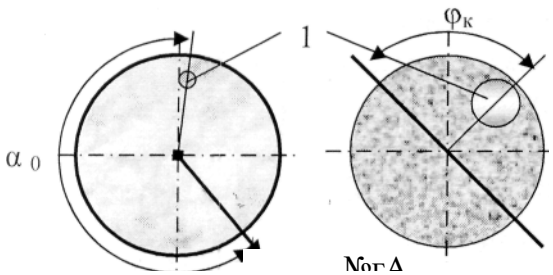


Рис.7г1. Схемы измерения азимута (а) и апсидального угла керноскопа (б)

В наклонных скважинах (зенитный угол более 5) применяют метод косвенной ориентации, при котором положение метки фиксируется относительно апсидальной плоскости скважины. В этом случае для определения элементов залегания горных пород определяется апсидальный угол керноскопа $\phi_к$ — угол, измеряемый по часовой стрелке, между двумя линиями:

- линией соединяющей центр керна с центром метки на торце керна;

следом апсидальной плоскости скважины на торце керна (рис.Ттт.б.).

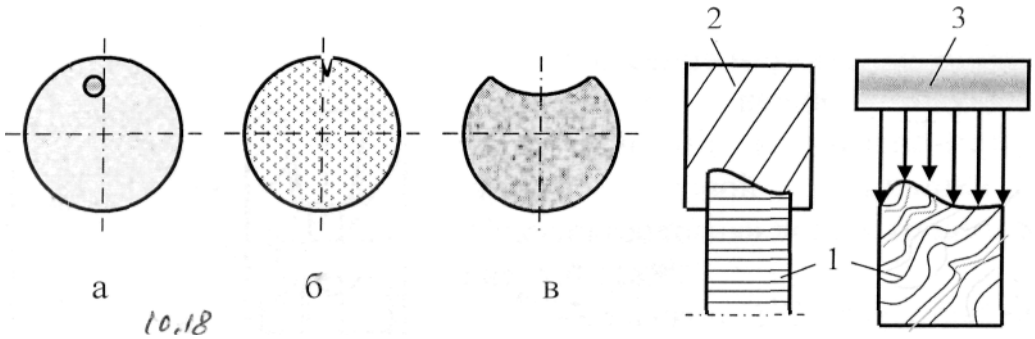
ориентированных кернов, полученных

Метки могут наноситься":^ торцовую часть керна следующим образом:

- под действием ударов специальным ударником или сверлением лунок на забое скважины (рис. 7т2.а);
- на боковую сторону керна царапанием резцом или обуриванием внутренними резцами коронки (рис. 7^6); ,$,$
- выбуриванием части торца керн! (рис. 7:2. в);
- получением отпечатка рельефа торца керна с помощью печати из пластичного материала (воск, пластилин и др.) или механического копира (рис.^тё.г).

Ю.Ь$

для получения ориентированного керна используют специальные устройства — керноскопы и керноориентаторы. Могут использоваться для отбора ориентированного керна клиновые отклонители, отклонители непрерывного действия , шарнирные компоновки.



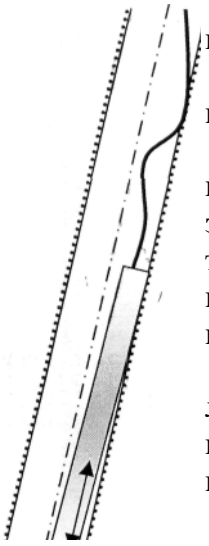
10,18

Рис. 33.. Схемы кернов с метками:
1 - керн; 2 - печать; 3 - механический копир. г

Керноскопы для получения ориентированного керна состоят из двух основных узлов:

-узла для нанесения метки на керн (маркирующий узел); -узла ориентирования керна, с помощью которого фиксируют пространственное положение метки.

Керноспопы для нанесения ориентированных лунок на забой скважины сверлением включают одно или несколько сверл, расположенных эксцентрично относительно оси керноскопа и ориентирующее устройство, нулевая отметка которого связана с положением сверл.



>. Схема нанесения меток на забое удара-

Рис.7...

Нанесение метки сверлением забоя осуществляется такими известными керпоскопами как К-5, «Алтай-57», КО,

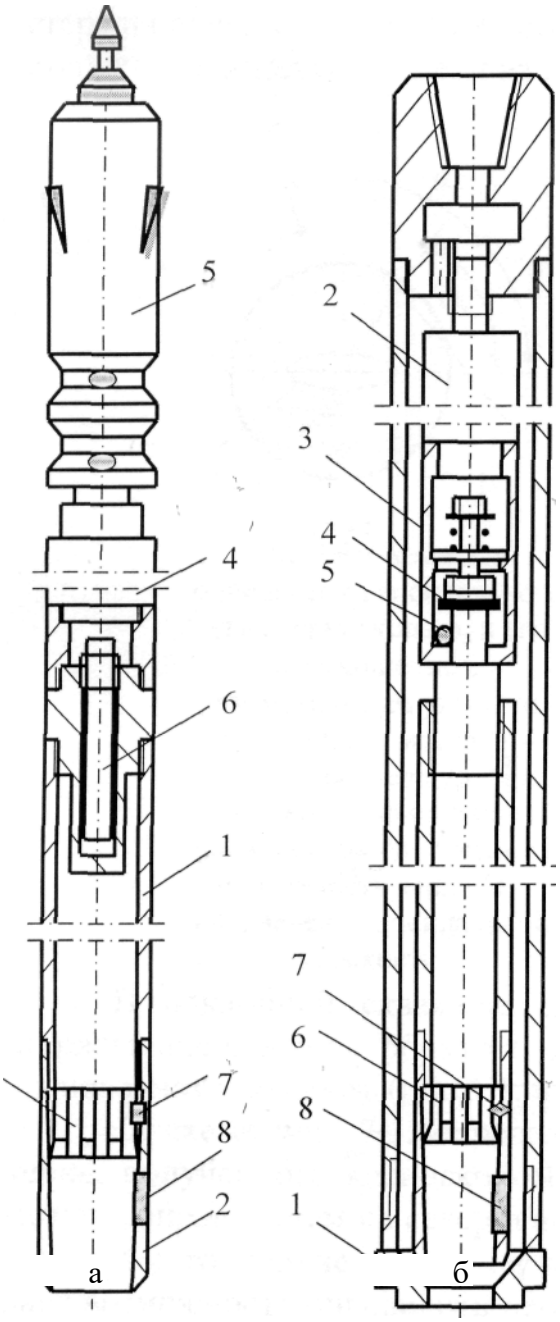
Керноскопом К-5, на предварительно выровненном и очищенном забое, выполняется сверление двух лунок: первой в центре забоя, второй, у его края. Привод сверл механический от предварительно заведенных пружин, который включается при постановке керноскопа на забой при упругом перемещении сверл вверх и отключении стопора пружинного механизма.

При подъеме керноскопа упруго поджатые пружинами сверла возвращаются в исходное положение, а отвес апсидоскопа механически фиксируется стопором, отмечая положение апсидальной плоскости относительно положения сверл керноскопа.

Нанесение метки ударом или серией ударов используется в конструкциях нескольких керноскопов.

В наклонных скважинах выполнить ориентированную метку можно без керноскопа. С этой целью в скважину на тросике опускают заостренный 'металлический стержень. Стержень под дей-

ствием веса располагается со стороны лежачей стенки скважины. Приподнимая над забоем и сбрасывая стержень, создают метку, которая после выбуривания керна служит в качестве средства определения параметров пространственной ориентации структурных элементов горной породы (рис.ТтЗ.).



Керноскопы КС (а) и КШ (б) ОМПНТ ПГО «Иркутскгеология».

Нанесение метки царапанием боковой поверхности керна осуществляется разработанными в опытно-методической партии новой техники ПГО «Иркутскгеология» керноскопами КС и КШ

ерноскоп КС представляет собой съемную керноприемную трубу для комплексов ССК или КССК и включает колонковую трубу 1 , корпус кернорвателя 2 с кернорвательным кольцом 3 и детали подшипникового узла 4 и 5. Дополнительно

керноприемник оборудован жидкостным апсидоскопом 6

отбираемого керна, резцом 7 для нанесения

метки на боковую поверхность керна и направляющей керн вставкой 8. Апсидоскоп 6 представляет собой герметичную емкость объемом 100 мл, внутри которого размещен полированный металлический

апсидоскопа перед спуском керноскопа в скважинку заливается раствор медного купороса.

Керноскоп КШ выполнен на базе двойной колонковой трубы и включает коронку 1, подшипниковый узел 2, узел шарикового апсидоскопа 3, в котором основными элементами являются свинцовая печать 4 и шарик 5. Узел нанесения метки включает кернорвательное кольцо 6, резец для нанесения метки 7 и вставку 8, которая выполняет функцию направляющего для керна элемента.

Керноскоп КС может применяться только в наклонных скважинах и работает следующим образом.

Снарядом ССК или КССК, в котором отсутствует кернорвательное кольцо, выбуривается керн ограниченной длины (10-20 см). После этого керноприемная труба извлекается на поверхность, а на ее место спускается подготовленный для работы керноскоп КС. Керноскоп при посадке на выбуренный керн резцом 7 наносит метку на боковую поверхность керна. После этого керноскоп оставляют в покое на 25-30 минут для того, чтобы образовался след залитой в емкость апсидоскопа 6 жидкости на поверхности

стержня апсидоскопа 6. След образуется вследствие осаждения на поверхность стержня апсидоскопа 6 меди из раствора медного купороса - $Си_2 8O_4$.

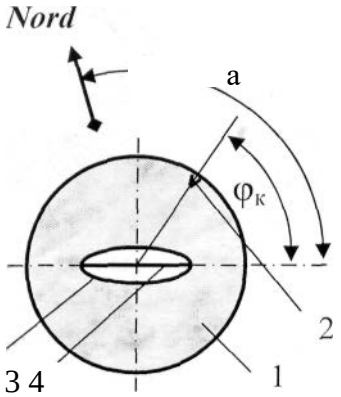
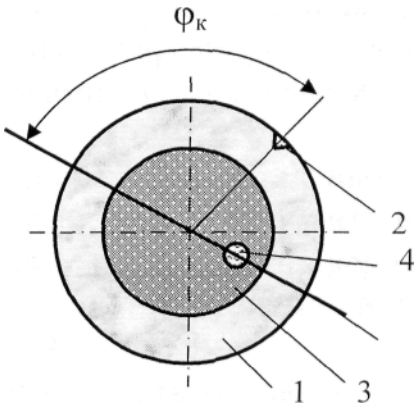


Рис.7г5т Схема для определения апсидального угла керноскопа $ф_к$ и его соотношение с азимутальным углом а: 1 - керн; 2 - метка; 3 - проекция следа уровня жидкости на стержне апсидоскопа на торцевую поверхность керна; 4 - направление апсидальной плоскости.



5

,

Рис.Тгб. Схема для определения апсидальногоугла керноскопа

В наклонной скважине след поверхности жидкости на поверхности стержня апсидоскопа образует овал, через большую ось которого проходит апсидальная плоскость (рис. Згг. ~и 3.2:).

т т -тс '°< 1<*

На схеме рис. -Ттэ. определены основные параметры ориентированного керна, полученного керноскопом КС. Из схемы следует, что поскольку угол между направлением на север и апсидальной плоскостью - азимутальный угол скважины, то, полученная на керне метка с привязкой к апсидальной плоскости, дает возможность определить необходимые элементы залегания слоев породы, ориентировку элементов структуры и текстуры, трещин и т.д. по имеющимся значениям азимутального и зенитного углов.

Керноскоп КШ может применяться только в наклонных скважинах и работает следующим образом.

Предварительно стандартным колонковым набором без кернорвательного кольца на забое скважины выбуривается керн. После извлечения колонкового набора из скважины в неё спускается керноскоп КШ. В момент посадки на выбуренный керн резец 7 наносит метку на боковую поверхность керна. В то же время кернопримная труба, подпружиненная относительно корпуса, при посадке на керн приподнимается, и сориентированный под действием собственного веса относительно апсидальной плоскости шарик 5, соприкасаясь со свинцовой печатью 4, оставляет отпечаток. Таким образом, фиксируется положение апсидальной плоскости (см. рис.т^б.), поскольку в данном случае апсидальная плоскость определяется как вертикальная плоскость, проходящая через центр отпечатка шарика 5 на свинцовой печати 4 и центр печати 4. Таким образом, появляется возможность определения угла керноскопа $ср_к$, а также установить связь между этим параметром, зенитным и азимутальным углами с элементами залегания горных пород.

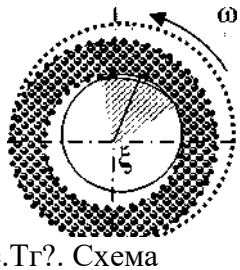
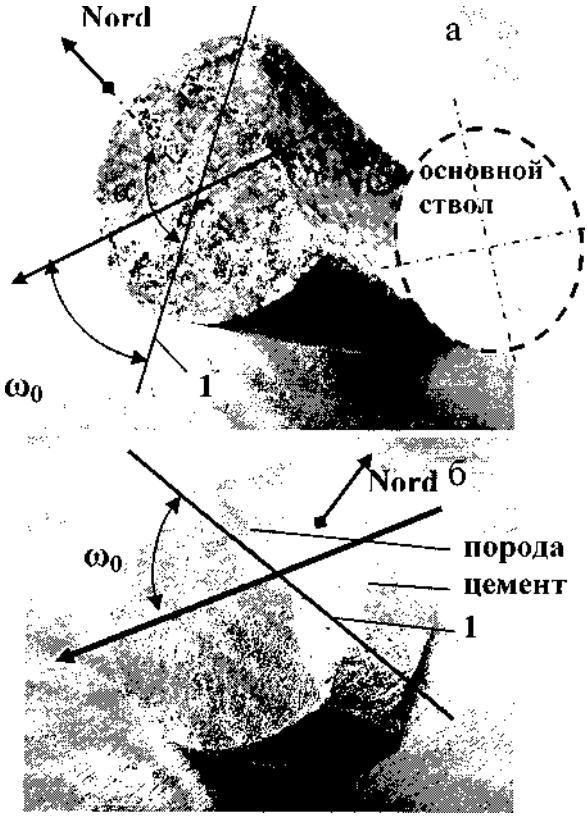


Рис.Тг?. Схема нанесения метки на керн резцами коронки (вид с

При бурении горизонтальных скважин ориентированный керн можно получить нанесением метки на боко-

вую поверхность керна резцами буровой коронки под действием силы тяжести опирающегося на керн бурового набора (рис.7т?г}г'е'^-0-

С этой целью снаряд следует немного оторвать от забоя и провернуть (выполнять следует без кернорвательного кольца). На керне останется след внутренних резцов коронки, который позволяет найти положение апсидальной плоскости и при известных значениях азимутального и зенитного углов определить элементы залегания горных пород. Метка от резцов на поверхности керна будет несколько смещена в направлении обратном направлению



вращения коронки и займет достаточно широкий диапазон угла 2, (рис.Ттт!), что следует учитывать при обработке полученных данных.

Ориентированный керн может быть получен при производстве работ по искусственному искривлению скважины клиновым отклонителем, поскольку в этом случае на керне сохраняется след стенки ствола, из которого выполнено искривление, в виде желоба. Поскольку отклонитель ориентируется

относительно апсидальной плоскости, а положение апсидальной плоскости четко определяется азимутом скважины, возникает возможность определения элементов залегания горных пород по керну, полученному в интервале искусственного искривления Рис.-7г-8-. Керны, полученные в интервале скважины. ^с г^

На

искусственного искривления: а- отклонителем СНБ-КО-76/59; б - скважины отклонителем СНБ-

получен

забуривания дрполнительного ствола с КО-искусственного забоя .

76/59. На торце керна стрелкой показано направление искривления скважины отклонителем. При известных углах: установки отклонителя о)$_0$, азимутальном - а и зенитном - 0, можно точно определить элементы залегания горных пород по такому керну. Например, если угол установки отклонителя Юо позволяет определить положение апсидальной плоскости 1 (угол установки отклонителя при ориентировании отсчитывается от апсидальной плоскости), то известные значения азимутального и зенитного углов, полученные средствами инклинометрии, позволяют сориентировать керн по азимуту, зениту и замерить угол падения и угол простирания слоев горных пород.

Подобная задача может быть решена и с помощью керна, полученного в интервале забуривания дополнительного ствола с цементного забоя , представленного на рис.7т$.б, где обозначения аналогичны выполненным на рис.ТтЗта. /с, 2.у,

В ряде случаев можно получить керн, имеющий поперечное сечение в виде полумесяца и в интервале работы ОНД. Такой керн также можно использовать для определения элементов, залегания горных пород в соответствии с примером, который дан по рис.7~&.а.

Для отбора ориентированного керна в пробуренной скважине можно использовать специальный клиновой отклонитель, который применяется в соответствии с технологией постановки клиньев для повторного перебуривания рудных тел, например, типа 1ЩП, ЛП и др.

Отклонитель (рис) состоит из корпуса 1, связанного с распорным узлом 2. Корпус 1 соединен с распорным узлом 2 шпонкой 3 и заклепкой 4. В корпусе 1 размещены отклоняющая накладка 5 и отбурник, включающий коронку 6, кернорватель 7, колонковую трубу 8 и шарнирное соединение 9. Над шарнирным соединением под переходником 10 корпуса 1 рас-

положен подшипниковый узел 1 1. Переходник 10 имеет конусную выточку 12. Отбурник соединен с колонной бурильных труб 13. На ниппеле размещена конусная гайка 14. В распорном узле 2 и корпусе 1 эксцентрично размещен груз 15. Через переходник 16 устройство соединяется с колонной бурильных труб 17, которые служат для опирания устройства на забой при отборе ориентированного керна.

Перед использованием устройства подбирают длину колонны 17 таким образом, чтобы при установке на забой скважины отбурник находился на нужной, для изучения геологического разреза месторождения, глубине. Опускают в скважину отбурник на колонне бурильных труб 13. Во время спуска и расхаживания снаряда, отклонитель, свободно подвешенный на подшипнике 11 , в наклонной скважине поворачивается и ориентирует отбурник отклонителя в сторону выполаживания скважины. После спуска до забоя опускают колонну до упора конусной гайки 14 в конусную выточку 12. Усилием гидравлической системы бурового станка срезают заклепку 4, корпус 1 смещается относительно распорного узла 2, расклиниваясь в скважине. Осевая нагрузка, передаваемая через гайку 15, обеспечивает надежное закрепление снаряда в скважине. При вращении труба 13 вывинчивается из гайки 1 5 и отбурник отсоединяется от корпуса. Глубина бурения скважины определяется размерами отбурника, его перекосом относительно оси устройства и необходимыми размерами керна.

После отбуривания керна производят его отрыв и подъем всего устройства из скважины.

Полученный при использовании отклонителя (рис.7^97) ориентированный керн будет в верхней части иметь желоб — след выбуренной части стенки скважины, что позволяет сопоставить его с керном , который поднят ранее с данного интервала основного ствола скважины и, таким образом, уточнить элементы залегания горных пород.

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 годов) отличается высокими эксплуатационными характеристиками, надежностью, простотой конструкции (рис. 10.26, *а*) и используется до настоящего времени. В данном устройстве привод отбурочного снаряда 1 осуществляется от колонны бурильных труб, специальное долото-терка

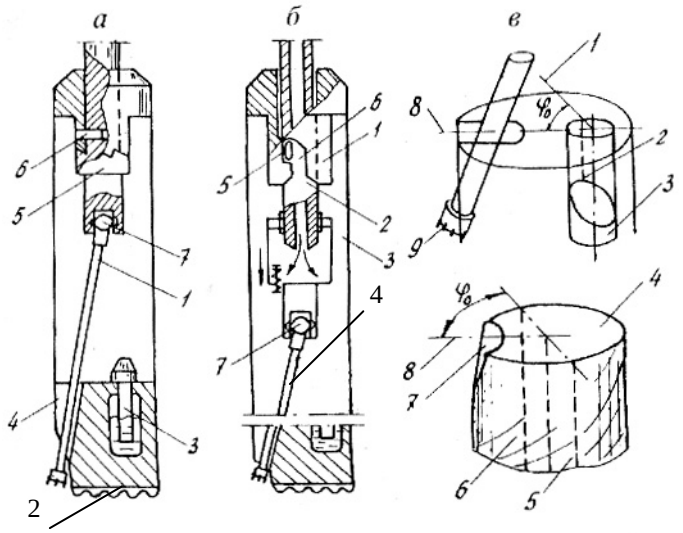


Рис. 10.26. Принципиальные схемы отбурочных керноскопов

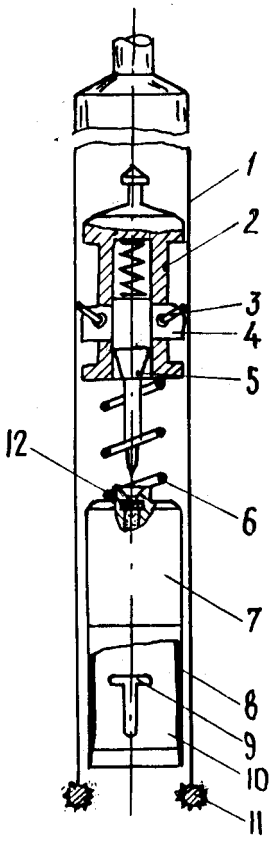
для выравнивания забоя 2 совмещено с корпусом 4, в качестве ориентатора использован жидкостный электролизный апсидоскоп 3. Отбурочный снаряд связан с корпусом 4 во время вы-

равнивания забоя перед отбуркой метки посредством зубчатой муфты 5, передающей крутящий момент, и срезаемого штифта 6, передающего на долото 2 осевую нагрузку, 7 – шарнир.

Усовершенствованная конструкция керноскопа КО – керноскоп КО-73/59М (модернизированный), разработанная в ПГО «Уралгеология» в начале 80-х годов имеет (рис. 10.26, б) неразрушаемое байонетное соединение 1 отбурочного снаряда 4. Шпонка 5, закрепленная на валу отбурочного снаряда 4, входит в вырез 6 байонетного замка 1 при отрыве снаряда от забоя и выходит из него, освобождая отбурочный снаряд 4, при повороте бурильных труб влево. 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. 10.17, 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 Свердловского горного института (рис. 10.27). 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 вовнутрь стакана лепестками 9 (фиксаторами керна). Непосредственно над стаканом 8 установлен 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.



Работает снаряд следующим образом. После спуска его на забой осуществляется бурение на глубину 10-15 см. В процессе углубки столбик керна входит в керноприемный стакан 8 и жестко закрывается за счет его упругой конструкции. По мере продвижения керна в керноприемном стакане маркирующий элемент 10, установленный в нижней части стакана 8, оставляет продольную черту, фиксирующую в дальнейшем положение ориентатора относительно несорванного столбика керна.

Рис. 10.27. Схема конструкции бурового снаряда для отбора ориентированного керна КПК Конструкции Свердловского горного института

Замок препятствует перемещению керноориентатора вверх под действием поступающего в колонковую трубу 1 керна, так как заклинивающие скобы 3, входя в клиновое пространство кулачков 4, жестко заклинивает замок внутри колонковой трубы, обеспечивая сжатие пружины 6 и необходимое технологическое усилие для фиксации керна в стакане 8. По окончании отбуривания столбика керна вращение бурового снаряда прекращается. Делается выдержка 20-25 мин., необходимая для срабатывания ориентатора. По окончании выдержки (ориентации), бурение продолжается на обычных режимах. В результате углубки еще на 5-10 см сжимается пружина, затвор 5 воздействует на устройство блокировки ориентатора 12, включая его. Затем он утапливается в корпус замка 2, в результате чего кулачки 4 получают возможность свободного радиального перемещения и освобождает скобы 3 – заклинивание

замка. На этом фиксация керноориентатора прекращается. Далее бурение ведется по обычной технологии на полную рейсовую углубку. Керноориентатор вместе с поступающим в колонковую трубу керном перемещается по ней вверх.

Определение элементов залегания горных

пород по ориентированному керну

По полученному ориентированному керну и имеющимся значениям зенитного 0 и азимутального а углов определяются угол падения (3,, и азимут простирания $а_п$ горных пород (рис.ТгКЭт^— /о.2-2)>

Определение элементов залегания горных пород после извлечения ориентированного керна из скважины производится с использованием кернометров и гониометров. Известны различные конструкции таких приборов (КР, ПТ и др.) {^Щг-

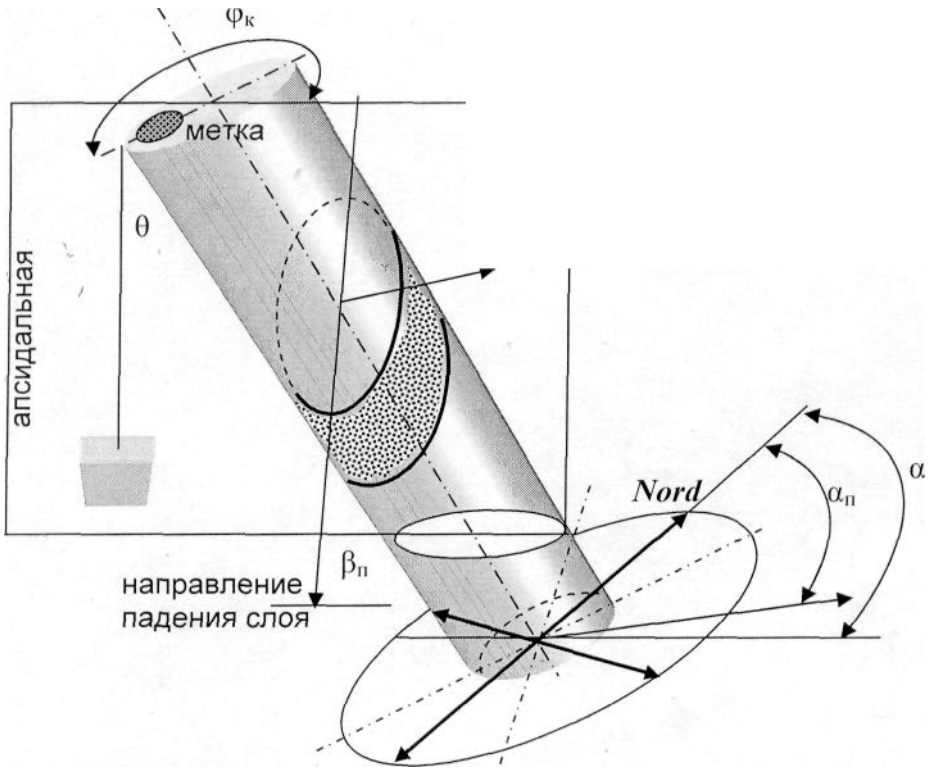
В своей основе это средства обеспечивающие фиксацию ориентированного керна в устройстве, возможность его вращения в трех направлениях с последующей фиксацией заданных угловых параметров:

- вокруг собственной оси - при фиксации положения апсидальной плоскости;
- в вертикальной плоскости для установки керна под заданным зенитным углом;
- по направлениям стран света для установки заданного азимутального угла.

Рис.?г9: 'с. *>' Самоориентирующийся отклонитель для отбора

После установки всех угловых параметров - $ф_к$, 9 и а , относящихся к ориентированному керну , его фиксируют окончательно и определяют с помощью горного компаса углы падения и простирания имеющихся на керне слоев горных пород или рудной залежи.

На рис.^тгб. дана схема, поясняющая принцип фиксирования ориентированного керна в кернометре для определения элементов залегания горных пород.



Работы проводят в следующей последовательности.

направле-
ние простирания

10,2.2 Рис.?г1"в. Схема ориентирования керна по метке и определение элементов залегания горных пород по ориентированному керну.

1.По метке на керне и зафиксированному при извлечении из керноскопа апсидальному углу керноскопа ($р_к$ определяют положение апсидальной плоскости.

2. По известному значению азимутального угла а устанавливают керн, ориентируя его по азимуту, отсчитывая азимутальный угол от северного направления по часовой стрелке до апсидальной плоскости.

3.По известному значению зенитного угла 0 фиксируют наклон керна относительно вертикали.

4. Зафиксированный в этом положении керн оказывается в положении, которое он занимал в массиве горных пород до выбуривания и извлечения на поверхность. •,

5. Определяют плоскость ската слоев горных пород, видимых на керне, и определяют угол падения слоя ($З_п$ горной породы или рудной залежи как угол между линией ската и горизонталью.

6. Определяют направление простирания слоя горной породы направление перпендикулярное линии ската и измеряют азимут простирания $а_п$ слоя горной породы как угол между северным направлением и направлением простирания слоя горной породы.

11. АВАРИИ И ОСЛОЖНЕНИЯ В СКВАЖИНАХ, ИХ ПРЕДУПРЕЖДЕНИЕ И ЛИКВИДАЦИЯ

Аварии и осложнения - основные причины, снижающие эффективность бурения скважин.

Аварией в бурении называют те отклонения от нормального процесса бурения, которые вызывают прекращение углубки скважины. Аварии обычно связаны с поломкой бурового инструмента в скважине или его прихватом обвалившейся породой со стенок скважины или падением посторонних предметов в скважину.

Осложнением в бурении называют такое состояние скважины, при котором нормальный процесс ее сооружения нарушается или процесс бурения продолжается, но менее эффективно, чем при нормальном состоянии скважины. Осложнения чаще всего связаны с причинами геологического характера или с нарушением технологического процесса.

11.1. Аварии и осложнения

В разведочном бурении выделяют четыре группы аварий:

1) обрывы труб и породоразрушающего инструмента;

2) развертывание труб и породоразрушающего инструмента;

3) прихваты труб и породоразрушающего инструмента;

4) падение бурового снаряда, труб и посторонних предметов в скважину.

Обрывы могут происходить в бурильных, обсадных и колонковых трубах. Причинами обрывов бурильных труб являются: износ их поверхности, износ или низкое качество резьбовых соединений и большие нагрузки, создаваемые на колонну бурильных труб в результате осложнений процессе бурения (обвалы пород, прихват шламом, затяжки инструмента и др.).

В зависимости от состояния бурового снаряда и прилагаемых к нему нагрузок по форме обрывы бывают: прямыми, клиновидными и спиральными.

Обрывы колонковых и обсадных труб чаще всего происходят в резьбовых соединениях в результате их износа или больших создаваемых нагрузок.

Падение посторонних предметов в скважину является следствием недоработок буровой бригады, если устье скважины не закрыто пробкой во время профилактических и ремонтных работ.

Развинчивание бурильных труб наблюдается во время спуска бурового снаряда в скважину при недостаточной затяжке резьбовых соединений или при сильном их износе.

Развертывание обсадных труб чаще происходит в нижней части обсадной колонны. Причиной данного вида аварии является постановка башмака обсадных труб в слабоустойчивые породы. В результате вибраций бурильных труб и их воздействия на обсадные трубы порода осыпается из-под башмака и образуется каверна. В дальнейшем нижние обсадные трубы могут отвернуться и опуститься вниз.

Достаточно распространенными и довольно сложными авариями являются прихваты труб и породоразрушающего инструмента. В этой группе выделяют следующие виды аварий:

1) прихват породоразрушающего инструмента и колонковых труб;

2) прихват бурильных труб;

3) прихват обсадных труб.

Прихваты могут быть вызваны различными причинами. Они часто возникают в результате геологических осложнений: обвалов стенок скважин, поглощения промывочной жидкости и др. Прихваты могут происходить и по технологическим причинам в результате зашламования скважины, сужения ее ствола, наличия толстой и липкой корки на стенках скважины, а также кусочков металла, оставшихся в стенках скважины от предыдущих аварий.

Нарушение режима промывки при алмазном бурении является причиной прихвата алмазной коронки в результате ее перегрева и спекания ее матрицы с горной породой. В практике такой вид аварии носит название «прижог» коронки.

Прихват обсадных труб осуществляется или неустойчивыми породами в результате их обрушения или буровым шламом, попадающим с устья скважины в зазор между обсадными трубами и стенками скважины. В результате прихвата затрудняется извлечение обсадных труб после окончания бурения скважины.

Наиболее распространенными геологическими осложнениями при бурении являются:

1) поглощение промывочной жидкости;
2) нарушение устойчивости ствола скважины;
3) образование желоба;
4) непредусмотренное искривление скважины;
5) водо- газо- и нефтепроявления.

Для бурения в осложненных интервалах требуется применение специальных технических средств и технологических приемов. Часто осложнения служат причинами затрат значительного времени, материальных средств и снижения производительности бурения.

Поглощения промывочной жидкости связаны с ее фильтрацией в окружающие породы. В результате этого нарушается режим промывки и затрудняется бурение.

Причины поглощений промывочной жидкости могут быть: геологические, технологические, горнотехнические и организационные.

Однако основной причиной поглощения является наличие каналов проникновения, представленных трещиноватыми и пористыми породами и перепад давлений ΔР между давлением столба жидкости в скважине и пластовым давлением. Это можно представить как

$$P_{ст} + P_{гд} > P_{пл} + P_{р}, \qquad (11.1)$$

где $P_{ст}$ – гидростатическое давление в стволе скважины, $P_{гл}$ – гидродинамическое давление, равное сумме потерь давления в кольцевом пространстве скважины; $P_{пл}$ – пластовое давление; $P_{р}$ – гидравлическое сопротивление растеканию жидкости (промывочный или тампонажный раствор) по каналам в горной породе, вскрытой скважиной.

Пластовым давлением $P_{пл}$ ($П_а$) называется давление жидкости (газа) в коллекторах, т.е. в породах, поры которых сообщаются друг с другом.

$$P_{пл} = \rho_{ж(г)}\,(H\text{-}h), \qquad (11.2)$$

где $\rho_{ж(г)}$ – плотность жидкости (газа), кг/м^3; Н – глубина кровли поглощаемого горизонта, м; h – глубина от устья до уровня жидкости в скважине, м.

Интенсивность поглощения промывочной жидкости зависит от следующих технологических факторов: выбора конструкции скважины, способа промывки, параметров промывочной жидкости (плотности, вязкости), скорости потока по стволу скважины, частоты вращения бурового снаряда, изменения перепада давления на поглощающий пласт.

Нарушение устойчивости ствола скважины связано с изменением пластических деформаций в приствольной зоне под действием горного давления. На развитие этих деформаций влияет изменение гидростатического и гидродинамического давлений промывочной жидкости, а также фильтрационные свойства раствора. Проникновение фильтрата промывочной жидкости в стенки скважины может привести к ослаблению связей между зернами породы и ускорить рост пластических деформаций, которые могут вызвать нарушение их устойчивости. Физико-химические взаимодействия фильтрата промывочной жидкости со стенками скважины, сложенными породами глинистого комплекса, оказывает сильное влияние на их устойчивость. В результате изменяются прочностные характеристики глинистых пород.

В условиях вечной мерзлоты на устойчивость стенок скважин влияет температурный режим. Поддержание отрицательных температур на стенках скважины является главным фактором их устойчивости.

Резкие колебания гидростатического и гидродинамического давлений в скважине в результате поглощений промывочной жидкости или водопроявлений являются причиной нарушения устойчивости ствола скважины, появления обвалов горных пород.

Большие затруднения в процессе бурения вызывает образование желобов на стенках скважины.

Желобообразование - это процесс одностороннего продольного износа стенок скважины и кавернообразования в её стволе. Это осложнение часто встречается в наиболее искривленных участках скважины, где происходит прогиб колонны бурильных труб. В результате этого они прижимаются к лежачей стенке скважины и в процессе спускоподъемных операций их соединения внедряются в породу и прорабатывают желобообразную выработку. В зависимости от конкретных условий такая выработка может формироваться как в лежачей, так и в висячей стенке ствола скважины. Чаще всего образование желоба происходит при бурении непрочных пород глинистого комплекса (аргиллиты, сланцы, мергели и т.д.), а также отложений солей. Опасность желобообразования возрастает в породах, перемежающихся по твердости. Это связано с ростом интенсивности искривления скважин. При желобообразовании возникает опасность попадания бурильных труб в суженную часть выработки и их заклинивания, часто приводящего к обрыву бурового снаряда.

В связи с этим необходимо постоянно знать состояние ствола скважины и в первую очередь его поперечные размеры, которые определяются прибором – каверномером. График (строится), на котором по вертикальной оси отложена глубина скважины в м, а по горизонтальной оси – сила тока по миллиамперу и радиус раскрытия рычага каверномера, соответствующей диаметру ствола скважины, называется кавернограммой. В настоящее время более совершенным считается определение конфигурациии ствола скважины по данным профилеметрии, с помощью профилемера.

Внедрение мероприятий по предупреждению аварий является важным фактором снижения аварийности.

Эти мероприятия могут быть самыми разнообразными.

Так, организационные мероприятия сводятся к изучению и анализу характера аварий, происходящих на конкретном месторождении. Сюда относится также проведение специальных семинаров по изучению причин и методов ликвидации аварий и способов их предупреждения.

Технические мероприятия направлены на поддержание технического состояния наземного оборудования путем проведения регулярных профилактических ремонтов. Своевременное проведение ремонтов и регулировка отдельных узлов контрольно-измерительной аппаратуры (КИП) позволяет предупредить аварии, связанные с обрывами бурильных труб, прихватами и падением бурового снаряда в скважину.

Для предупреждения обрывов бурильных труб проводится ряд мероприятий, направленных на устранение дефектов в их изготовлении, своевременный контроль их износа и повышение их прочности. Допустимый износ по диаметру для бурильных труб - 2,5 мм, для их соединений - 3,5 мм. Один раз в две недели необходимо с помощью специального шаблона и приборов проводить дефектоскопию и проверять износ бурильных труб и осуществлять их отбраковку. С целью снижения вибраций и улучшения условий работы бурильной колонны диаметр бурильных труб d (мм) должен быть максимально приближен к диаметру скважины D (мм),

$$d = 0{,}9D \qquad (11.3)$$

Для повышения прочности бурильных труб и их соединений проводят нормализацию их поверхности и обработку её токами высокой частоты.

Применение контрольно-измерительной аппаратуры: указателя осевой нагрузки, самопишущего ваттметра, ограничителя крутящего момента и др., позволяет избежать перегрузок бурильных труб и предупредить их обрывы.

Для предупреждения прихватов бурового снаряда необходимо следить за своевременной очисткой промывочной жидкости от шлама и поддерживать её качество в соответствии с геолого-техническими условиями бурения. В случае прихвата применяют нефтяные ванны. При прихвате колонкового снаряда известковым шламом хорошие результаты дает ванна из соляной кислоты. Если над колонковым снарядом образовалась шламовая пробка, то ее размывают усиленной подачей жидкости в скважину.

При возникновении затяжек бурового снаряда следует прорабатывать ствол скважины в зоне затяжек, спуск и подъем снаряда в этих интервалах проводить с вращением и обильной промывкой. Нельзя оставлять буровой снаряд на забое или в призабойной зоне при прекращении вращения и промывки.

Для предупреждения аварий с породоразрушающим инструментом необходимо:

- не допускать спуск в скважину коронок и долот, имеющих дефекты резьб, трещины в корпусе, забитые промывочные каналы и другие дефекты;
- навинчивание алмазных коронок и расширителей производить специальными ключами;
- при резком падении механической скорости, возникновении вибрации бурового снаряда прекращать бурение и принимать меры по их устранению;
- обеспечить полную герметичность всех соединений бурильной колонны во избежание утечек промывочной жидкости;
- при смене коронок и долот следить за соответствием их диаметров и производить приработку нового инструмента.

Для предупреждения аварий с обсадными трубами необходимо проводить следующие мероприятия:

- перед спуском обсадных труб в скважину проверять их по диаметру и длине, целостность их резьб и поверхности; проверять исправность бурового оборудования и спуско-подъемных приспособлений; производить кавернометрию скважины;
- при спуске длинных колонн (особенно тонкостенных) применять обратные клапаны;
- при спуске обсадной колонны не допускать ее забивания и вращения буровым станком;
- перед спуском обсадных труб в скважину смазывать их наружную поверхность (мазутом, нефтеграфитовой пастой и т.п.) для облегчения извлечения.

Для предупреждения аварий из-за падения посторонних предметов в скважину необходимо:

- при поднятом буровом снаряде закрывать устье скважины;
- следить за исправностью ключей, вилок, ручного инструмента, спуско-подъемных приспособлений.

Осложнения в процессе бурения скважины связаны с присутствием в геологическом разрезе малосвязанных пород, склонных терять свою устойчивость под действием механических, физико-химических и гидродинамических факторов.

Одними из распространенных осложнений являются обвалы стенок скважин. Их можно предупредить различными способами. Обвалы, вызванные механическим воздействием бурильной колонны (вибрация, удары), могут быть снижены за счет рационального выбора конструкций скважины и применения сбалансированной бурильной колонны, диаметр которой максимально приближен к диаметру скважины.

Промывочная жидкость и режим ее циркуляции оказывают большое влияние на устойчивость горных пород, слагающих стенки скважины, так как они находятся в непрерывном взаимодействии в процессе бурения.

В этом случае условие устойчивости стенок скважины выражается формулой

$$(\lambda\rho_n - \rho_{ж})qz \leq \kappa\delta_т, \qquad (11.4)$$

где λ – коэффициент бокового распора, λ = 0,2-1,0; ρ_n – плотность породы; $\rho_{ж}$ - плотность раствора, заполняющего скважину; к – коэффициент равный 0,57; $\delta_т$ - текучести горной породы при одноосном сжатии; z – глубина скважины устья до исследуемой точки, м; q – ускорение свободного падения, м/с^2.

Свойства промывочной жидкости и режим промывки скважины оказывают большое влияние на равновесие между гидростатическим и гидродинамическнм давлением с одной стороны и пластовым и горным давлением - с другой.

Гидростатическое давление определяется плотностью промывочной жидкости и высотой ее столба в скважине. Регулировать гидростатическое давление можно за счет плотности очистного агента. Для повышения гидростатического давления с целью создания противодавления на высоконапорные пласты применяют утяжеленные растворы. Для снижения давления на пласт и потерь циркуляции промывочной жидкости используют облегченные аэрированные жидкости с плотностью менее 1.

Гидродинамическое давление зависит от скорости циркуляции промывочной жидкости и ее реологических свойств. С целью его снижения уменьшают расход промывочной жидкости, скорость спуска бурового снаряда, уменьшают статическое напряжение сдвига промывочной жидкости. Резкие колебания гидродинамического давления могут вызвать водопритоки в скважину или поглощения промывочной жидкости, а также и обрушение стенок скважин в малоустойчивых породах.

Для сохранения устойчивости ствола скважины в малосвязанных или сильнотрещиноватых породах и снижения уровня их обвалов необходимо уделять особое внимание качеству и составу промывочной жидкости. В породах глинистого комплекса желательно использовать ингибированные растворы, насыщенные ионами Са, с низкой водоотдачей. В солевых отложениях применяют промывочные жидкости, насыщенные солями, для снижения растворения этих пород и образования каверн.

В том случае, если это не помогает, то этот интервал ствола скважины следует затампонировать. Тампонажная смесь доставляется в скважину в зону поглощения между двумя разделительными пробками или через существующую обсадную колонну и через специально спускаемые трубы. Используются также специальные тампонажные снаряды.

В породах вечной мерзлоты для поддержания температурного режима в скважине и снижения растепления пород используют промывочные жидкости, содержащие NaCl, а технологические параметры раствора поддерживают в рабочем состоянии путем введения химических реагентов. Применение сжатого воздуха в этих условиях позволяет сохранить устойчивость мерзлых пород и обеспечить высокую производительность бурения.

При алмазном бурении трещиноватых пород успешно применяются полимерные жидкости с низкими реологическими и фильтрационными свойствами, которые обеспечивают их устойчивость, снижение вибрации бурильной колонны и затрат мощности на ее вращение.

Применение очистных агентов с высоким содержанием воздуха, или так называемых пен, позволяет предупредить такие осложнения как поглощения, зашламование скважин и обвалы малоустойчивых пород. В данном случае воздух повышает гидрофобизирующие свойства очистного агента и уменьшает его влияние на проходимые породы.

Уменьшению прихватов бурильной колонны способствует введение в промывочную жидкость смазочных добавок в виде эмульсолов, отходов масложирового и кожевенного производства, которые снижают коэффициент трения бурового снаряда на контакте с горной породой.

11.2. Технологии ликвидации аварий и осложнений

11.2.1. Ликвидация аварий с буровым снарядом и обсадными трубами

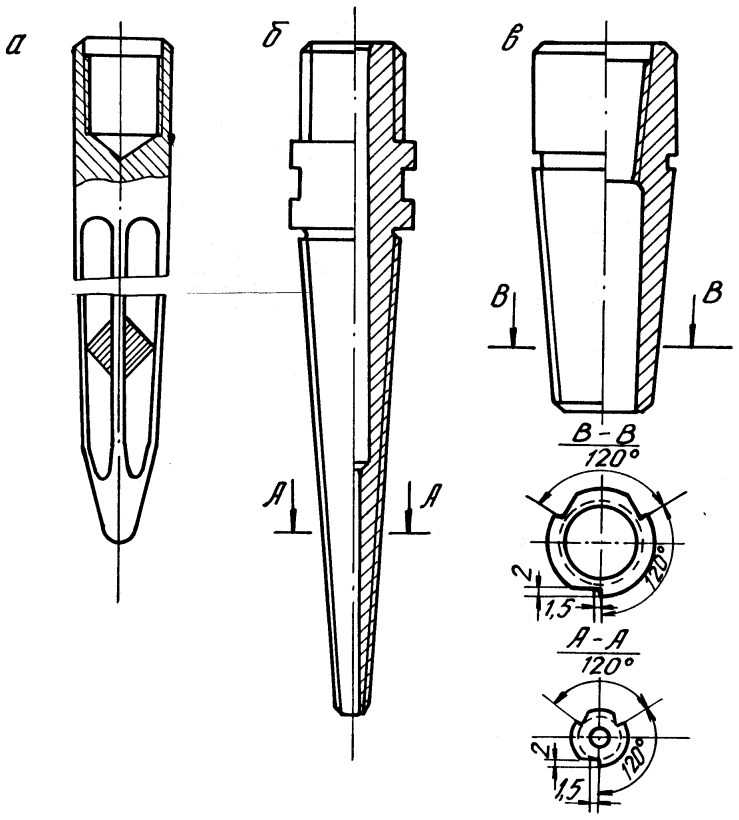
Для ликвидации аварий применяют разнообразный ловильный инструмент и приспособления, конструкция и размеры которых определяются формой и размерами, оставленного в скважине бурового инструмента.

Метчики (рис. 11.1) предназначены для ликвидации обрывов бурильных, колонковых и обсадных труб. Они изготавливаются с правой резьбой и опускаются в скважину на бурильных трубах, используемых при бурении.

Метчики с левой резьбой служат для развертывания бурильных труб и извлечения их по частям из скважины. Метчики изготавливают из легированной стати марки 12 Х Н2. Рабочая поверхность метчика имеет коническую форму с треугольной мелкой нарезкой и четыре продольные канавки, которые образуют режущую кромку, обращенную в сторону его вращения. При ввертывании метчика в оборванную трубу в ней нарезается резьба, а стружка, снимаемая с тела трубы, удаляется по канавкам. В верхней части метчик имеет резьбу для соединения с бурильными трубами, на которых он опускается в скважину. Метчики обычно используются для ликвидации обрывов, происшедших в соединении бурильной трубы или в ее утолщенной части (высадке). Не рекомендуется соединяться метчиком в гладкой части трубы во избежание ее разрыва.

Ловильные гладкие и граненые пики (рис. 11.1, а) предназначены для ликвидации обрывов бурильных и колонковых труб малых диаметров. Их можно использовать как для извлечения всей колонны бурильных труб, так и отдельных ее частей, а также для развинчивания колонны труб и подъема ее отвернутых частей. Используются они для извлечения ССК-59 и ССК-76.

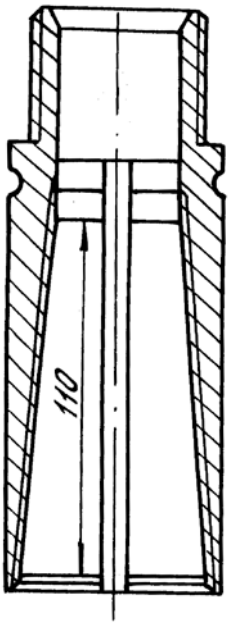
Правый проходной колокол (рис. 11.2) предназначен для извлечения оборванных бурильных труб из скважины с захватом их за муфту или замковое соединение, а также и за гладкую часть бурильной трубы.



Колокол имеет цилиндрическую форму со сквозным отверстием, на внутренней конической поверхности которого нарезается треугольная мелкая ловильная резьба. НА верхнем конце колокол имеет присоединителъную резьбу для соединения с колонковой трубой.

Рис. 11.1. Ловильный инструмент

а – ловильная граненая пика; б – ловильные метчика для бурильных труб (диаметров 33,5; 42; 50, 54, 60 и 63,5 мм); в – ловильные метчики для колонковых и обсадных труб (диаметров 34, 44, 57, 73, 89 и 108 мм)



Ловители ЛОМ- 50 и *ЛОГ-50* (табл. 11.1) предназначены для извлечения из скважины оборванных бурильных труб диаметром 50 мм с захватом за замковое соединение и за тело трубы. В комплекте с ловителем поставляется набор центрирующих воронок разных диаметров. Захват аварийной колонны производится без вращения и нагрузки на колонну с промывкой через ловильный инструмент. Можно также произвести отсоединение ловителя в скважине в случае сального прихвата бурового снаряда.

Рис. 11.2. Колокол проходной

Таблица 11.1. **Техническая характеристика ловителей**

Показатели	ЛОМ-50	ЛОГ-50
Диаметр ловителя, мм	110	90
Диаметр центрирующих воронок, мм	110, 130	90, 110, 130, 150
Диаметр ловителя, мм	2735	1800
Диаметр извлекаемых бурильных труб, мм	50	50
Диаметр извлекаемых замковых соединений, мм	65	65
Масса, кг	66	43

Погружные гидравлические вибраторы (табл. 11.2) предназначены для ликвидации прихватов бурового снаряда. Вибратор с помощью противоаварнйного переходника соединяется с ловильным инструментом и опускается в скважину для присоединения с верхним концом прихваченного бурового снаряда. Вибратор приводится в действие с помощью насоса. За счет изменения направления потока жидкости клапанным механизмом осуществляется возвратно-поступательное движение бойка, который наносит удары по нижней и верхней наковальням, создавая упругие колебания в буровом снаряде. Колебания передаются частицам породы или шлама, что приводит к ослаблению усилий прихвата и освобождению бурового инструмента.

Таблица 11.2. **Техническая характеристика гидравлических вибраторов**

Показатели	Диаметр вибратора, мм			
	57	73	89	108
Расход жидкости, л/мин	90	150	180	360
Средний перепад давления жидкости в вибраторе, МПа	3	3,5	3,5	4,0
Энергия единичного удара, Н м	50,6	81,5	108	231
Частота циклов, мин"	1800	2340	2200	1930
Эффективная мощность, КВт	2,97	6J	7,6	. 14
Общая длина, м	2330	2010	2365	2560
Масса бойка, даН	20	35	50	75
Масса вибратора, кг	38	55	80	125

Гидравлические самоосвобождающиеся труболовки (рис.11.3) служат для извлечения из скважины оставленных колонковых и обсадных труб, а также бурильных труб ССК. В отличие от метчика труболовки позволяют захватывать извлекаемую трубу в любом месте ее длины, а для ее закрепления в трубах не требуются большие осевые усилия и вращение.

Принцип действия труболовки заключается в следующем. При подаче промывочной жидкости по колонне бурильных труб создается давление на поршень, который перемещает плашки по пазам конической поверхности расширяющегося книзу клина до соприкосновения с внутренней поверхностью трубы. В результате этого происходит захват трубы. При снятии давления и опускании снаряда вниз на 200-300 мм плашки возвращаются пружиной в исходное положение, после чего труболовка может быть извлечена из скважины. Вращение труболовки в скважине недопустимо.

Гидравлические труборезы служат для разрезания прихваченных в скважине обсадных (или колонковых) а также бурильных труб ССК (рис. 11.4) с целью последующего их извлечения отдельными частями. Трубореz после осмотра и проверки его исправности опускают в скважину на бурильных трубах и заводят в разрезаемую трубу. Затем включают насос и при появлении промывочной жидкости на устье скважины циркуляцию ее прекращают, сбрасывают шарик в бурильные трубы и снова включают насос. Под давлением промывочной жидкости поршень опускается вниз. Давление поршня через шток передается резцам, которые выдвигаются из корпуса. Разрезание трубы производится при вращении трубореза на малой частоте вращения и при давлении жидкости около 1 МПа. На эту работу затрачивается около 5-10 мин. После отрезания трубы и снятия давления жидкости шток-поршень возвращается пружинкой в исходное положение, резцы входят внутрь корпуса и труборез может быть свободно поднят из скважины.

Фрезер с направлением типа ФН (рис. 11.5) предназначены для разрушения колонкового набора (с керном) или его частей, оставшихся в скважине, если их невозможно извлечь ловильным инструментом.

Фрезер с направлением опускают в скважину на бурильных трубах. За 15-20 см до забоя спуск производят с вращением снаряда и с подачей промывочной жидкости. Разбуривание колонкового набора ведут при минимальной частоте вращения, осевой нагрузке 200-400 даН и расходе промывочной жидкости не менее 40-50 л/мин. Фрезы имеют следующую маркировку: ФН-46, ФН-59 и ФН-76.

Метчик коронка типа МК (рис.11.6) применяется для подъема оставшихся на забое коронок и расширителей в случае, если в них находится керн. Сочетание в одной конструкции метчика и твердосплавной коронки позволяет разбурить керн и соединить метчик с аварийным расширителем или коронкой. Метчик-коронку, соединенную с колонковой трубой, опускают в скважину на бурильных трубах и разбуривают керн внутри оставленной в скважине коронки (расширителя). По мере разбуривания керна метчик соприкасается с оставленной коронкой и захватывает ее.

При работе необходимо соблюдать следующий режим: вращение на первой скорости бурового станка, нагрузка 250-300 даН, расход промывочной жидкости 20-30 л/мин. Метчик-коронки выпускаются следующих размеров: МК-46, МК-59, МК-76.

Фрезерная коронка ФК (рис. 11.7) предназначена для разбуривания оставленных на забое алмазных коронок или других металлических предметов, которые невозможно извлечь на поверхность. Фрезерная коронка представляет собой утолщенное короночное кольцо с резцами из твердого сплава. Набор для ликвидации аварии собирают в следующем составе: фрезерная коронка, короткая колонковая труба (500-1000 мм), переходник и шламовая труба. Набор опускают в скважину на бурильных трубах. Перед забоем (за 15-20 см) спуск производят с вращением и подачей промывочной жидкости. Разбуривание ведется на минимальной частоте вращения и осевой нагрузке 300-500 даН. Расход промывочной жидкости берется таким же, как при обычном бурении. После разрушения остав-

шегося на забое предмета скважину необходимо промыть. Фрезерные коронки выпускаются следующих видов: ФК-46, ФК-59 и ФК-76.

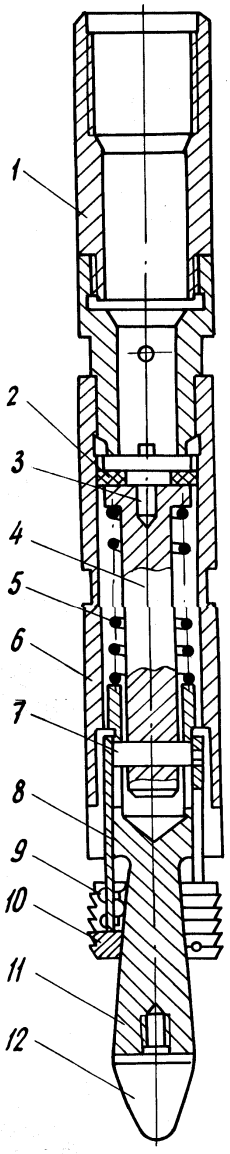


Рис. 11.3. Гидравлическая самоосво бождающаяся труболовка

1 – трубоголовка; 2 – поршень; 3 – пята; 4 – шток; 5 – пружина; 6 - цилиндр; 7 – палец; 8 – тяга; 9 - заклепки; 10 – плашки; 11 – конус; 12 – головка конуса

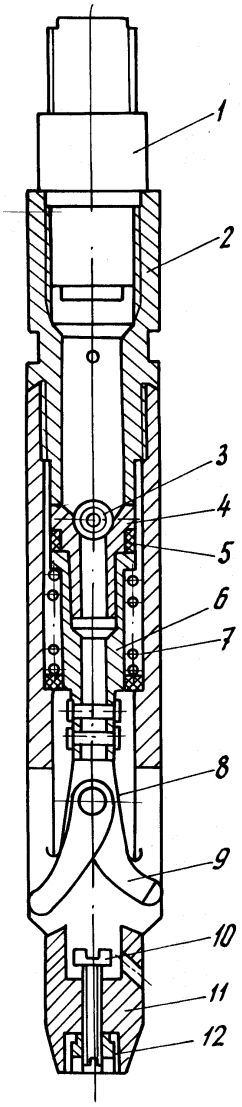


Рис. 11.4. Гидравлический труборез

1 – бурильная труба; 2 – переходник; 3 – шар; 4 – пята; 5 – резиновое уплотнительное кольцо; 6 – поршень со штоком; 7 – пружина; 8 – ось резцов; 9 –резцы; 10 – болт; 11 – корпус; 12 - гайка

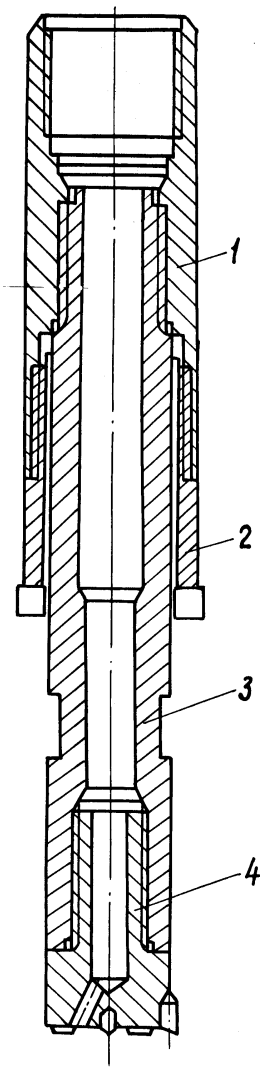


Рис. 11.5. Фрезер

1 - переходник; 2 – муфта; 3 - фрезерная коронка; 4 – труба; 5 - направляющая коронка

Ловушки секторов матриц типа ЛСМ (рис.11.8) предназначены для извлечения из скважины обломков матриц алмазных коронок, а также других кусочков металла без предварительного их разбуривания и измельчения.

Ловушку опускают в скважину на бурильных трубах. При подходе к забою включают вращение снаряда или промывку Промывочная жидкость проходит по внутренней трубке, омывает забой скважины и поднимает частицы металла или матрицы.

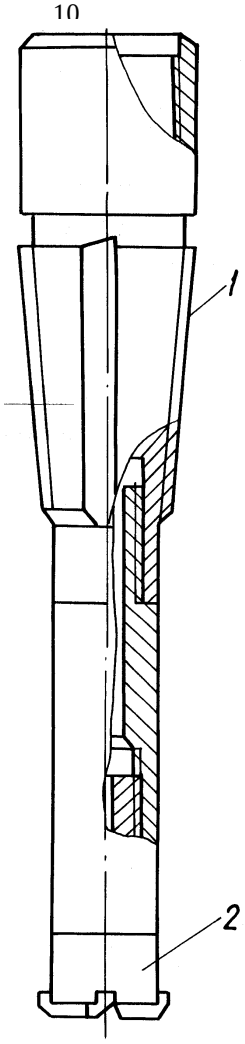


Рис. 11.6. Метчик-коронка

1 – конусная фреза; 2 направляющая коронка

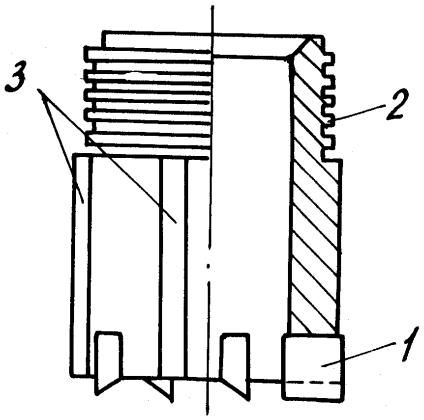


Рис. 11.7. Фрезерная коронка

1 – резцы; 2 – резьба; 3 - ребра

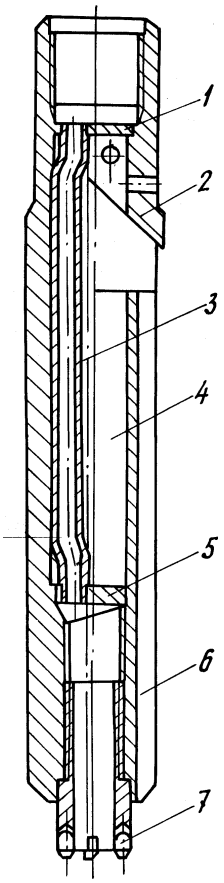


Рис. 11.8. Ловушка секторов матриц

1 – корпус; 2 – окно; 3 – внутренняя труба; 4 – металлосборник; 5 – эксцентричная перегородка; 6 – ребра корпуса; 7 - коронка

При изменении направления восходящего потока промывочной жидкости и уменьшении его скорости при встрече с косым срезом корпуса ловушки частицы металла и матрицы попадают в её карман. Ловушка может захватывать частицы металла размером до 20-30 мм. Очистку забоя от металла производят при следующем режиме: минимальная частота вращения, нагрузка на коронку 300-400 даН, количество промывочной жидкости 70-120 л/мин, время её работы на забое 10-15 мин. Ловушки выпускаются следующих размеров. ЛСМ-46, ЛСМ-59 и ЛСМ-76.

Магнитные ловушки ЛМ (рис.11.9) применяют для улавливания и извлечения из скважины мелких стальных и железных предметов и кусков металла. Ловушку опускают в скважину на бурильной колонне. Не доходя до забоя несколько метров, включают промывку и снаряд с вращением ставят на забой. Продолжительность вращения ловушки на забое с минимальной частотой 5-10 мин$^{-1}$, осевая нагрузка 100-200 даН, расход промывочной жидкости 20-30 л/мин. Подъем снаряда необходимо производить без рывков и ударов; перед подъемом в бурильные трубы следует сбросить шарик. Магнитные ловушки выпускают следующих типоразмеров: ЛМ-46, ЛМ-59, ЛМ-76, ЛМ-93.

Переходники-отсоединители, предназначенные для отсоединения от аварийного инструмента в случае неудачной ликвидации аварии, представлены на рис. 11.10.

Печать, предназначенная для определения положения аварийного инструмента в скважине, представлена на рис. 11.11. Печать можно изготовить из старой коронки, забитой сверху деревянной пробкой с нанесением на неё слоя мастики или воска.

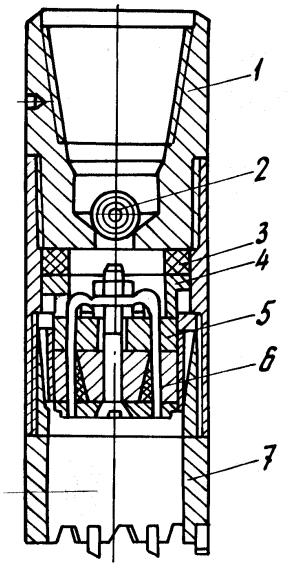


Рис. 11.9. Магнитная ловушка ЛМ

1 – переходник; 2 – шар; 3 – прокладка; 4, 5 - верхнее и нижнее кольца соответственно; 6 – постоянный магнит; 7 - коронка

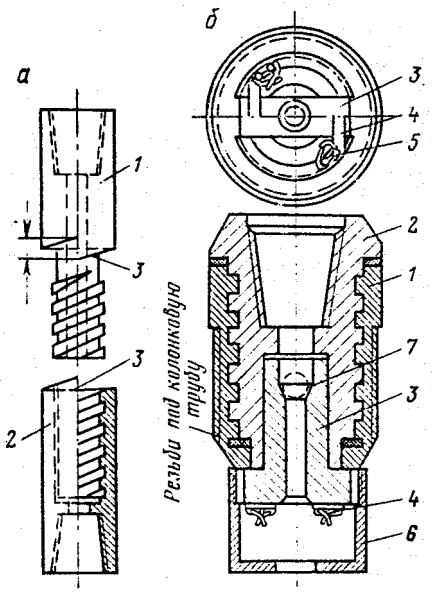


Рис. 11.10. Переходники-отсоединители

а – с правой незатягивающейся резьбой; б – отсоединитель Н.В. Фролова – переходник с левой резьбой; в – отсоединитель, освобождающийся при определенной осевой нагрузке, направленной вверх

а: 1 – ниппель; ; 2 – муфта; 3 – кулачки; б: 1 – корпус отсоединителя; 2 – переходник; 3 – фиксатор; 4 – плоские пружины; 5 – винты; 6 – кожух; 7 – шарик; в: 1 – верхняя половина, присоединенная к бурильным трубам; 2 – нижняя половина - колонковой трубе, 3 – шпильки; 4 – прокладка; 5 – зубья (2 шт.); 6 – колонковая труба

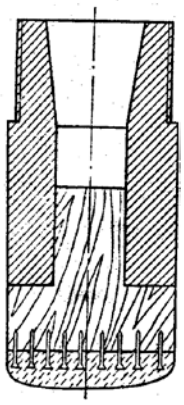


Рис. 11.11. Печать

При обрыве бурильных труб вначале определяют причину, место и характер обрыва. Место обрыва и расположение труб в скважине определяют путем спуска в скважину печати. По характеру обрыва выбирают ловильный инструмент. Если буровой снаряд не прихвачен, то его подъем из скважины не вызывает затруднений. В процессе обрыва могут возникнуть следующие затруднения: уход верхнего конца оборванных труб в сторону при наличии каверны или интенсивной разработки ствола скважины; прихват оборванного снаряда; расклинивание оборванного снаряда бурильными трубами или соединениями при двойном обрыве или падении бурильных труб в скважину.

При уходе оборванного снаряда в сторону ловильный инструмент опускают в скважину совместно с отводными крючками или приспособлениями с целью его центрации в скважине и облегчения операции по соединению с ловильным инструментом.

В случае расклинивания аварийного снаряда и его прихвата в скважину опускают левый ловильный инструмент и снаряд развинчивают и извлекают по частям.

Если аварийный снаряд сильно расклинен соединениями, особенно муфтово-замковыми, то вначале их разбуривают твердосплавной коронкой, а потом развинчивают левым снарядом.

Наиболее распространенными и сложными авариями по их ликвидации являются прихваты. При обнаружении прихвата вначале пытаются восстановить циркуляцию промывочной жидкости и выяснить возможность вращения бурового снаряда. Если возможно

вращение и промывка, то следует попытаться поднять буровой снаряд с вращением при максимальной промывке. При невозможности поднять бурильные трубы этим способом, следует пытаться поднять их с помощью натяжки лебедкой или гидравликой.

Если эти меры не дают положительного результата, то колонну бурильных труб нужно отвернуть в противоаварийном переходнике и поднять ее из скважины. В случае отсутствия такого переходника, колонну разворачивают левыми бурильными трубами, оснащенными левым метчиком или колоколом, и поднимают ее по частям. После этого следует поднять из скважины колонковый набор. Если колонковая труба прихвачена, то можно попытаться освободить её с помощью погружного гидравлического вибратора. При невозможности освободить трубу этим способом (в случае прижога коронки), переходник у колонковой трубы и керн внутри неё выбуривают колонковым набором меньшего диаметра и бурение скважины продолжают инструментом меньшего диаметра. Если по геологическим причинам перейти на меньший диаметр невозможно, то прихваченную трубу разбуривают фрезой типа ФН. В зависимости от конструкции скважины можно осуществить обуривание колонковой трубы снарядом большего диаметра. При невозможности обуривания или разбуривания колонковой трубы её следует разрезать труборезом и поднять по частям. В случае невозможности ликвидации аварии над аварийным снарядом устанавливают отклоняющий клин и забуривают новый ствол скважины.

Схемы ликвидации прихватов колонкового снаряда представлены на рис. 11.12.

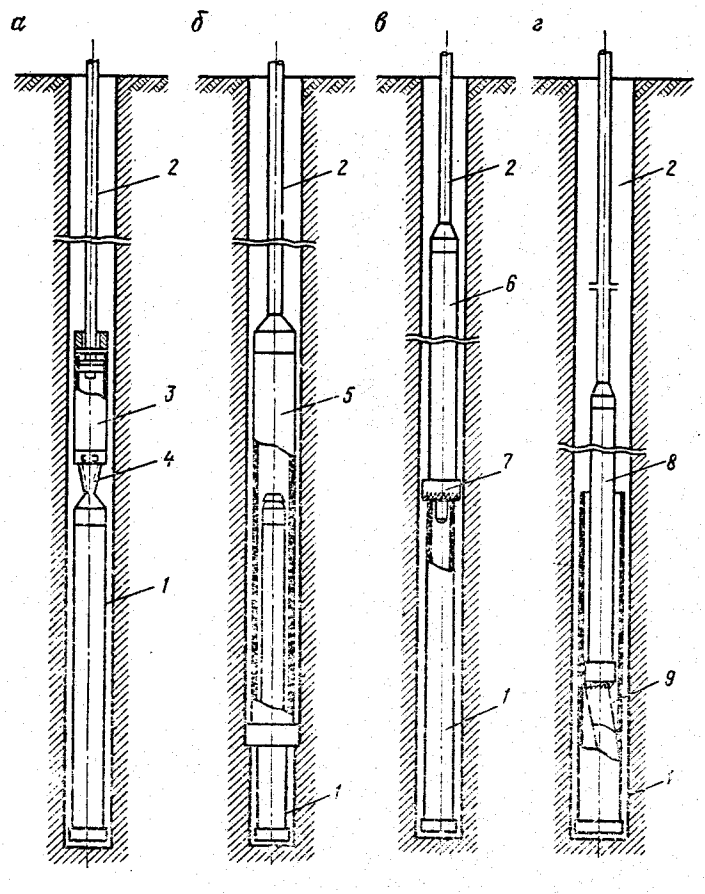


Рис. 11.12. Схемы ликвидации прихватов колонкового снаряда
а – освобождение прихваченного снаряда с помощью забойного вибратора; б – обуривание прихваченной колонковой трубы, в – фрезерование прихваченного снаряда, г – бурение внутри прихваченного колонкового снаряда;
1 – прихваченный колонковый снаряд; 2 – бурильная колонна; 3 – забойный вибратор; 4 – метчик; 5 – снаряд для обуривания; 6 – колонковая труба; 7 – торцовая фреза с направляющим шпинделем; 8 – колонковый снаряд для бурения внутри прихваченного снаряда; 9 - керн

При ликвидации аварий с обсадными трубами пользуются следующими методами. В случае отворачивания нижних труб обсадной колонны и отклонения их в сторону вначале пытаются их отцентрировать с помощью деревянного корпуса, спущенного на бурильных трубах. Затем путем вращения верхней части колонны обсадных труб пытаются соединить ее с нижними.

Если трубы не удается соединить этим способом, то необходимо поднять верхнюю часть обсадной колонны из скважины, а затем захватить и поднять отвернувшуюся трубу с помощью трубного метчика или труболовки, спускаемых на бурильных трубах. Так же ликвидируются аварии, связанные с протиранием стенок обсадных труб в процессе бурения.

Для ликвидации аварий, связанных с наличием мелких предметов в скважине (падение ключей, куски матриц и др.), применяют фрезерные коронки, ловушки механические и магнитные.

11.2.2. Тампонирование и цементирование скважин

Одним из самых распространенных осложнений является потеря устойчивости ствола скважины, которая может вызвать осыпи и обвалы стенок скважин.

Основными способами обнаружения этих осложнений являются следующие: 1) повышение давления на насосе; 2) увеличение тяговых усилий на лебедке при подъеме бурового снаряда из скважины; 3) загрязнение бурового раствора шламом; 4) возможность свободного дохождения бурового снаряда до забоя.

Своевременное установление причин и характера осложнений из-за обвалообразования позволяет правильно подходить к способу их ликвидации. Дифференцировать эти осложнения можно по коэффициенту обвалообразования К, представляющему отношение объема ствола скважины с учетом каверн (по кавернограмме) $V_к$ его теоритическому объему (по диаметру породоразрушающего инструмента) Vт, т.е.

$$K = \frac{V_к}{V_T} \qquad (11.5)$$

Породы устойчивы, если К=1; породы могут сохранять временную устойчивость при 1<К<3 и породы неустойчивы, если К>3. Кроме того, выделяют осыпи при К=l-÷-5, обвалы при К>5.

Временную устойчивость ствола скважины можно сохранить, применяя соответствующие технологические мероприятия и хорошую организацию бурового процесса.

Основными технологическими мероприятиями по сохранению устойчивости стенок скважин являются: регулирование свойств промывочных жидкостей и поддержание их параметров в процессе бурения в соответствии с требованиями конкретных геологических условий; закрепление неустойчивых пород тампонажными смесями и обсадными трубами.

В зависимости от состава пород и их строения могут применяться разнообразные по составу промывочные жидкости. В малосвязанных породах применяют глинистые растворы с низкой водоотдачей и повышенными значениями плотности, вязкости и статического напряжения сдвига.

В породах глинистого комплекса большое внимание уделяется составу промывочной жидкости. В данном случае можно достичь положительных результатов, используя ингибированные растворы, содержащие повышенное количество ионов кальция или силикатные растворы, обладающие крепящим действием.

В кристаллических трещиноватых породах можно избежать осложнений при использовании полимерных жидкостей с низкими фильтрационными свойствами или малоглинистых растворов из высококачественной глины.

Для закрепления кристаллических сильно трещиноватых пород применяют закачку в них синтетических смол или используют метод сухого тампонажа.

Ликвидация поглощений промывочных жидкостей осуществляется разными методами. Выбор способа ликвидации поглощения зависит от размеров каналов ухода промывочной жидкости и его интенсивности.

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 разделяются на слабые (до 0,3 $м^3$/ч), средние (0,3-0,9 $м^3$/ч), полные (0,9-3,0 $м^3$/ч) и катастрофические (>3 $м^3$/ч).

В пористых и слаботрещиноватых породах, при небольшой интенсивности поглощения (до 0,3 $м^3$/ч), для ликвидации его достаточно повысить реологические свойства раствора, вязкость, статическое напряжение сдвига.

При поглощении средней интенсивности в промывочную жидкость добавляют наполнители в виде асбеста, опила, кожи-гороха, резиновой крошки с целью закупорки трещин.

Причиной потерь 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, также использования пен и сжатого воздуха.

Тампонирование скважин

Тампонаж скважин – это технологический процесс направленный на создание специальных тампонажных завес с целью ликвидации поглощений промывочной жидкости в процессе бурения, установки специальных мостов для устранения перетоков жидкости по стволу скважины или герметизации затрубного пространства обсадных колонн. По своему назначению он подразделяется на технологический, выполняемый в процессе бурения и ликвидационный, проводимый для ликвидации скважины после выполнения ею целевого назначения.

Тампонажные смеси представляют собой дисперсные системы, состоящие из вяжущих материалов, наполнителей и жидкой фазы. Тампонажные смеси с течением времени могут затвердевать с образованием тампонажного камня, либо загустевать или упрочняться, оставаясь вязкими или пластичными.

Тампонаж скважин включает следующие стадии для его выполнения: выбор тампонажных материалов и параметров тампонажной смеси, выбор оборудования для доставки тампонажной смеси в скважину и технологической схемы ее доставки в зависимости от количества смеси и сроков ее твердения.

Для приготовления тампонажных смесей применяются следующие материалы:

- вяжущие – цементы, гипс, известь, синтетические смолы;
- наполнители, которые предназначены для регулирования плотности тампонажных растворов или придания им закупоривающих свойств и снижающих их стоимость: песок, кремнеземистые материалы, утяжелители, отходы кожевенного производства и асбесторезиновых изделий;
- предназначенные для регулирования сроков схватывания и реологических характеристик тампонажных ратворов: ускорители схватывания, замедлители схватывания, платификаторы, понизители водоотдачи;
- жидкости затворения: пресная вода, минерализованная вода, углеводородные жидкости.

Наиболее часто в практике разведочного бурения в качестве вяжущего средства употребляется цемент на основе портландцементного клинкера (портландцемент) и глиноземистого клинкера (глиноземистый цемент).

Портландцемент представляет порошкообразный вяжущий материал, в состав которого входят высокоосновные силикаты кальция, оксиды глинозема, железа и другие примеси. Портландцемент имеет плотность – 3,1-315 г/$см^3$, насыпную массу 900-1100 кг/$м^3$ и удельную поверхность 250-400 $м^2$/кг.

Глиноземистый цемент – быстротвердеющее вяжущее вещество, в составе которого преобладают низкоосновные алюминаты кальция. Цементный камень из глиноземистого цемента характеризуется большой прочностью и водонепроницаемостью по сравнению с портландцементом. Он имеет меньшие сроки схватывания чем портландцемент, но более дорогой.

Гипс представляет полугидрат $CaSO_4 \cdot 0{,}5H_2O$ и отличается от строительного гипса способом производства и более высокой прочностью. Плотность гипса 2,5-2,75 г/см^3. Гипс – быстросхватывающее вещество, используется в основном для приготовления быстросхватывающихся смесей.

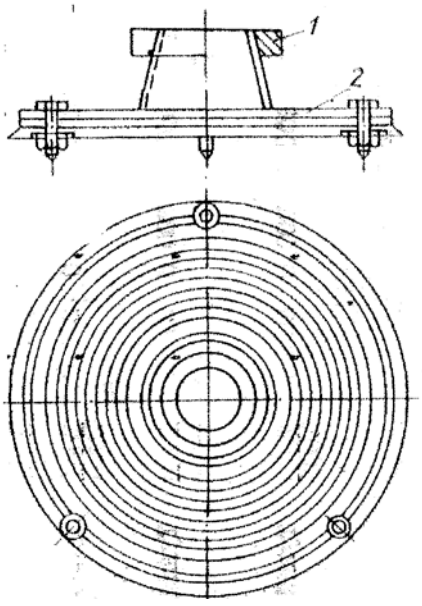
Известь получается из мергелистых известняков путем их обжига при 900^{o}С с последующим их помолом. Плотность извести колеблется от 1,8 до 2,6 г/см^3. Она применяется в специальных тампонажных смесях и замедляет сроки их схватывания.

Глина может использоваться при тампонаже скважин в качестве самостоятельного материала, а также выполняет функции структурообразователя и активной минеральной добавки к цементным и известковым растворам.

Смолы представляют собой высокомолекулярные органические соединения (полимеры). Они используются для борьбы с поглощениями. Применяются следующие составы смол. Карбомидные смолы: мочевино-формальдегидные (МФ-17, МФ-60,М-270, М-19-62, КС-68 «Б», М-3), меламино-мочевиноформальдегидные (ММФ-50), мочевиноформальдегиднофурфуроловые (МФФ-М), карбомидоформальдегидные (КФ-Ж). Они представляют собой жидкости от белого до темно-коричневого цвета плотностью 1,17-1,5 г/см^3. Прочность камня довольно высокая: при сжатии до 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 амоний.

Латекс применяется 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. Применение латекса основано на коагуляции его при смешивании с раствором солей двух- трехвалентных металлов, в результате чего образуется эластичная и плотная каучуковая масса закупоривающая каналы фильтрации.

Основным коагулянтом латексов служит раствор хлористого кальция с концентрацией не менее 3%. Скорость коагуляции регулируется концентрацией хлористого кальция.



Технологические параметры тампонажных растворов зависят от состава исходных компонентов, их соотношений, режима перемешивания и температуры. Для правильного выбора состава тамонажных смесей применяется ряд параметров для оценки их свойств.

Состав цементных растворов характеризуется водоцементным отношением, которое влияет на их свойства. Водоцементное отношение (В/Ц) показывает отношение весового количества воды к весовому количеству цемента и для нормальных цементных растворов находится в пределах 0,4-0,6 .

Растекаемость тампонажного раствора определяется с помощью конуса АзНИИ (рис.11.13).

Рис. 11.13. Конус АзНИИ для определения растекаемости цементных растворов

Прибор состоит из формы–конуса 1 и измерительного столика 2 с установленными винтами 3. Форма-конус имеет внутренние диаметры верхнего основания 37 мм, нижнего 70 мм, в 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 5мм. Столик должен быть покрыт диском из стекла.

Растекаемость определяют следующим образом. Измерительный столик монтируют 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. Внутренняя 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 расплава цементного теста измеряется во взаимно-перпендикулярных направлениях. Среднее значение из результатов двух измерений принимается за растекаемость. Растекаемость нормальных растворов должна быть не менее 180 и не более 220 мм.

Плотность определяется с помощью лабораторных весов общего назначения и пикнометра объемом 100±0,5 см^3 (рис. 11.14). Вначале взвешивается чистый сухой пикнометр 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. Пикнометр, заполненный цементным тестом, взвешивают с погрешностью до 1 г. Плотность цементного теста $\rho_{цр}$ вычисляют с округлением до 0,01 г/см^3 по формуле

$$\rho_{цр} = \left(\frac{m_2 - m_1}{V} \right), \qquad (11.6)$$

где m_1 и m_2 – массы пустого пикнометра и заполненного цементным тестом; V – объем пикнометра, см^3.

Водоотделение характеризует стабильность цементного раствора и измеряется в мерных цилиндрах объемом 250 см^3. Для измерения водоотделения используют два мерных цилиндра. Цементный раствор заливают в мерные цилиндры до отметки 250 см^3 и цилиндры оставляют в покое в течение 3 ч. при температуре 20±3^{o}С. Через 3 ч. измеряют объем отделившейся сверху воды. Коэффициент водоотделения вычисляют по формуле

$$К_в=(V_1+V_2)/5, \qquad (11.7)$$

где V_1 и V_2 – объемы отделившейся воды соответственно в 1-м и 2-м цилиндрах, см^3.

Расчеты выполняют с округлением до 0,1%. Погрешность измерения должна быть не более 0,4%.

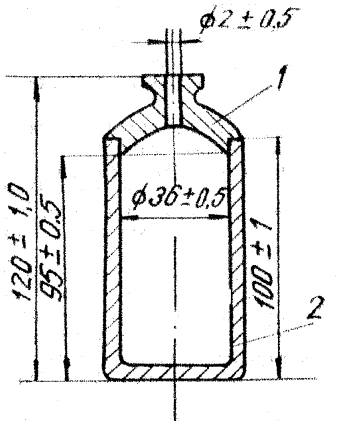


Рис. 11.14. Пикнометр

1 – пробка; 2 - стакан

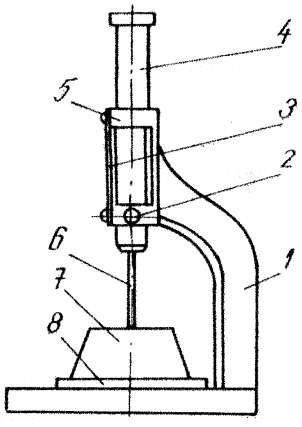


Рис. 11.15. Прибор Вика

Сроки схватывания определяют с помощью иглы Вика (рис.11.15).

Прибор состоит из круглого металлического стержня 4, свободно перемещающегося в вертикальной обойме 5 станины 1. Для закрепления стержня на желаемой высоте служит зажим 2. В нижнюю часть стержня 4 ввинчивается стальная игла диаметром 1,1 мм и длиной 50 мм. На кронштейне станины укреплена шкала 3. В комплект прибора входит кольцо 7 с подставкой 8.

Перед началом испытаний проверяют свободное перемещение стержня 4, а также нулевое показание. Проверяют 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 доводят 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.; 2 ч. 15 мин., а в дальнейшем не реже, чем через каждый час. Началом схватыания 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 коррозийному 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 20 х20х100 мм, изготовленных с помощью форм. Цементное тесто для изготовления образцов затворяют вручную в количестве, достаточном для изготовления трех образцов. Для этой цели 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. образцы , хранившиеся в воде при температуре 22±2^{o}С, по истечение 48 ч после затвердения следует извлечь из воды и испытать н позднее, чем через 15 мин на приборе МИИ-100.

Предел прочности при изгибе $R_{и}$ (в МПа) рассчитывают дл\ каждого образца-балочки по формуле

$$R_{и} = 0{,}015P, \qquad (11.8)$$

где P – разрушающая нагрузка, Н.

Полученные после испытания на изгиб четыре половинки балочек испытывают на сжатие на прессе с максимальной нагрузкой до 500 кН. Для равномерной передачи нагрузки используют пластинки размером 20х25 мм. Предел прочности на сжатие $R_{с}$(в МПа) вычисляют по формуле

$$R_{с} = 0{,}002P \qquad (11.9)$$

Предел прочности на сжатие цементного камня вычисляют как среднее арифметическое значение результатов испытания трех образцов с округлением до 0,1 МПа.

Схемы тампонирования при борьбе с поглощениями промывочной жидкости и водопроявлениями различны. Перед выполнением тампонажных работ в скважине проводяся расходометрические исследования поглощающего интервала с целью определения глубины его залегания, мощности и оценки проницаемости.

По данным исследований выбирается состав и количество тампонажной смеси, технологическая схема выполнения тампонажных работ. Критерием выбора этих параметров является коэффициент поглощающей способности

$$K_{т} = \frac{Q}{\sqrt{h_{с} - h_{Д}}}, \qquad (11.9)$$

где Q – расход жидкости при исследовании или бурении скважины, м^3/ч; h_c и $h_д$ – соответственно статический и динамический уровни жидкости в скважине, м.

Этот коэффициент широко используется в практике тампонажных работ для оценки проницаемости поглощающих горизонтов и 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 $К_т$	< 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. 11.16.

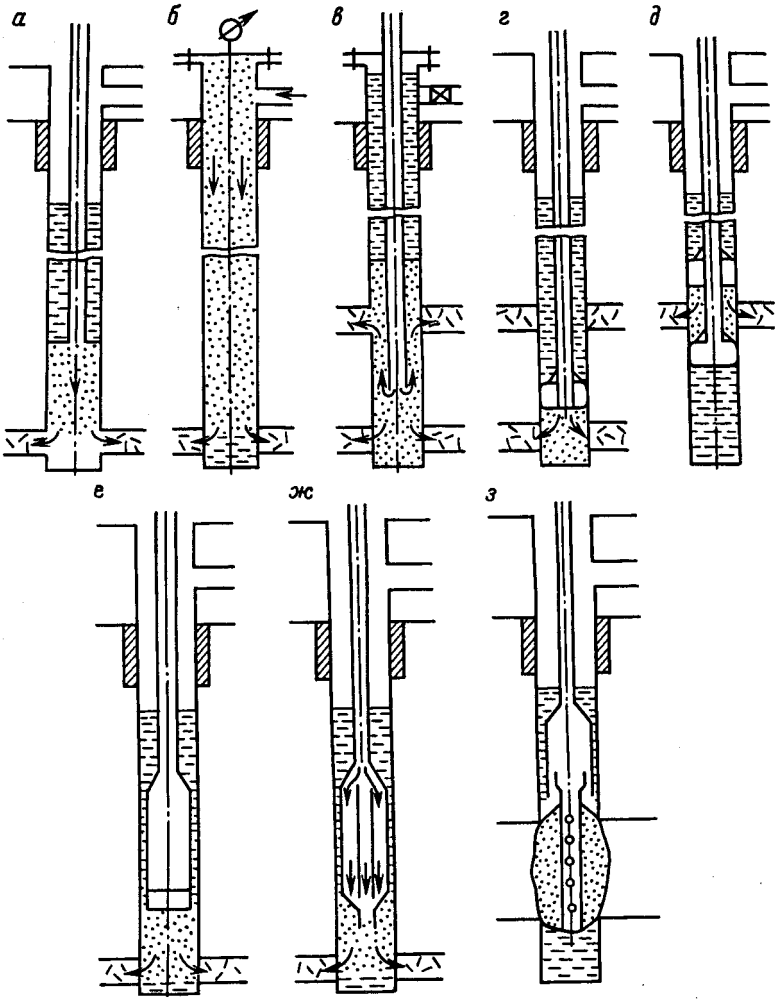


Рис. 11.16. Схема тампонирования поглощающих горизонтов (по Л.М. Иванову)

Схема «*а*» рекомендуется для ликвидации поглощений, относящихся к I-Ш категории по величине $К_т$. По этой схеме тампонажная смесь закачивается в скважину через колонну бурильных труб, нижний конец которой устанавливается 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 опускают до подоошвы проницаемой зоны.

Тампонирование по схеме «б» проводится при частичных поглощениях и слабых водопроявлениях. Закачка тампонажной смеси под избыточным давлением обеспечивает надежное ее проникновение во все трещины проницаемой зоны. Эта схема рекомендуется

для зон поглощений, залегающих на глубине до 150-200 м, так как при прохождении тампонажной смеси по стволу происходит загрязнение скважины смесью.

При более глубоком залегании поглощающего интервала используется схема «в». В этом случае устье скважины герметизируется 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 раствора. Схема рекомендуется при глубинах залегания поглощающего горизонта 200-400 м и при статическом уровне до 50 м.

В схеме «г» ствол скважины перекрывается пакером, который устанавливается под поглощающим горизонтом и тампонажная смесь закачивается по колонне бурильных труб под давлением. В данном случае достигается минимальное загрязнение ствола и более эффективная изоляция поглощающего горизонта, а также обеспечивается более надежный контроль процесса закачки раствора в проницаемую зону. Схема «г» рекомендуется при глубине залегания поглощающего горизонта более 200 м в зонах I, II, реже III категории.

Тампонирование по схеме «*д*» производится в случае возникновения поглощения намного выше забоя при гидровзрыве пород или некачественно выполненной ранее изоляции поглощения промывочной жидкости. В скважине устанавливается двойное пакерирующее устройство и смесь закачивается под давлением в зону поглощения.

Схема «е» применяется для изоляции высокоинтенсивных поглощений ($К_т$=4), которое относится к III-IV, реже V категории. При частичном или полном вскрытии поглощающего горизонта БСС опускается в скважину в колонковой трубе и впоследствии выдавливается насосом. За счет некоторого избыточного давления смесь заполняет трещины проницаемой зоны. Сроки схватывания смеси подобраны таким образом, что она начинает схватываться сразу после выдавливания из колонковой трубы. После твердения смеси скважину разбуривают.

Схема «ж» применяется для изоляции зон поглощений, относящихся к III-IV категории. 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.

Схема «з» применяется 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 скважина разбуривается.

Для цементирование обсадных колонн и выполнения тампонажных работ применяют специальное оборудование: цементно-смесительные машины, цементировочные агрегаты, цементировочные головки, трубопроводы и шланги для обвязки устья скважины, а также скважинное оборудование: пакетирующие устройства и тампонажные снаряды.

Цементно-смесительная машина (ЦА) служит для приготовления тампонажных растворов на месте проведения цементировочных работ и транспортирования сухого цемента навалом. Эти машины можно также применять для приготовления нормальных и утяжеленных буровых растворов на основе глинопорошков. Рассмотрим устройство и характеристику цементно-смесительной машины СМ-4М, смонтированной на шасси автомобиля ЗИЛ-131А высокой проходимости (рис.11.17).

Цементный раствор приготавливают с помощью дозирующего шнека 3, смонтированного в нижней части бункера 1. Цемент подается шнеком к задней стенке бункера в приемную ворону 4 и далее в смесительное устройство 5. С другой стороны к смесительному устройству подводится вода. Струя воды, вытекающая из сопла штуцера смеситель-

ного устройства, создает в нем разряжение и, захватывая цемент, направляет его в напорную трубу 6, где цемент перемешивается с жидкостью. Плотность цементного раствора регулируется изменением частоты вращения шнека.

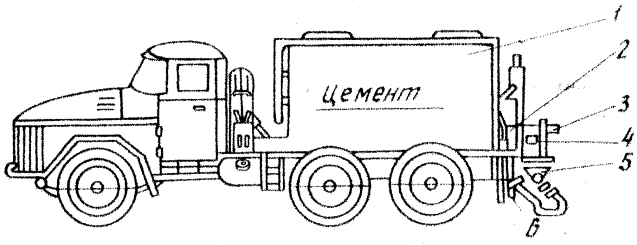


Рис. 11.17. Цементно-смесительная машина СМ-4М

Производительность СМ-4М – 0,40-0,6 м^3/мин, плотность приготовления раствора 1,7-2,0 г/см^3, давление жидкости перед смесительным устройством 0,6-1,0 МПа, привод дозирующего шнека осуществляется от двигателя автомобиля. Установка имеет вакуумно-гидравлический смеситель, масса установки – 11 т. Выпускается более мощная цементно-смесительная машина 2СМН-20, смонтированная на шасси автомобиля КрАЗ-257. Она имеет производительность по раствору до 1,2м^3/мин., давление жидкости перед смесительным устройством 0,8-1,5 МПа и полную массу 23 т.

Цементировочный агрегат предназначен для подачи тампонажного раствора в скважину нагнетания его в затрубное пространство или зону поглощения для изменения объема жидкости, расходуемой на приготовление тампонажного раствора и подачи жидкости затворения в цементно-смесительную машину при приготовлении тампонажного раствора.

Рассмотрим цементировочный агрегат ЦА-320М, смонтированный на шасси автомобиля высокой проходимости КрАЗ-257. Цементировочный агрегат включает следующие узлы: коробку отбора мощности, водоподающий насос 1В, вспомогательный двигатель ГАЗ-51А, двухпоршневой насос 9Т высокого давления с приводом от транспортного двигателя автомашины, мерный бак, разделенный внутренней перегородкой на две полости объемом 3,2м^3 каждая, и манифольд, позволяющий составлять различные схемы подсоединения агрегата (рис.11.18).

Параметры работы агрегата: производительность и давление зависят от частоты вращения двигатля и диаметра втулок насоса. Максимальное давление агрегата равно 32 МПа (табл. 11.3).

Таблица 11.3. **Характеристика режимов работы цементировочного агрегата ЦА-320М**

Показатель	Значение											
Включенная передача	II			III			IV			V		
Частота вращения коренного вала насоса, об/мин	27			48			73			110		
Диаметр втулки цилиндра насоса, мм	100	115	127	100	115	127	100	115	127	100	115	127
Подача, л/с	2.9	4.0	4.9	5.2	7.0	8.7	7,9	10,7	13,3	11,9	16,1	20,0
Давление нагнетания, МПа	32	23	18.5	18	13.4	10.7	11,7	8,7	7,0	7,8	5,8	4,7

При закачке тампонажного раствора в скважину под давлением на устье скважины устанавливают герметизатор (рис. 11.19, а). Герметизатор имеет регулировочный вентиль 2, уплотняющую манжету 4, находящуюся в обсадной трубе 6. В процессе тампонирования хвостовик 5 герметизатора присоединяют к бурильным трубкам. Перемещением ру-

коятки 1 вентиля поток нагнетаемой в скважину жидкости через трубу 3 можно направить как во внутреннюю полость бурильных труб, так и межтрубное пространство.

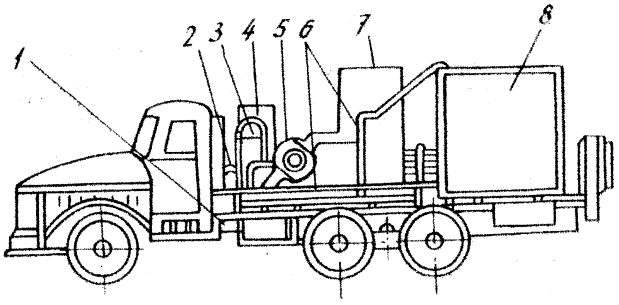


Рис. 11.18. Цементировочный агрегат ЦА 320М

1 – коробка отбора мощности;
2 – водоподающий насос;
3 – вспомогательный двигатель;
4 – двухпоршневой насос; 5 – мерный бак; 6 – труба сброса; 7 – шасси автомобиля.

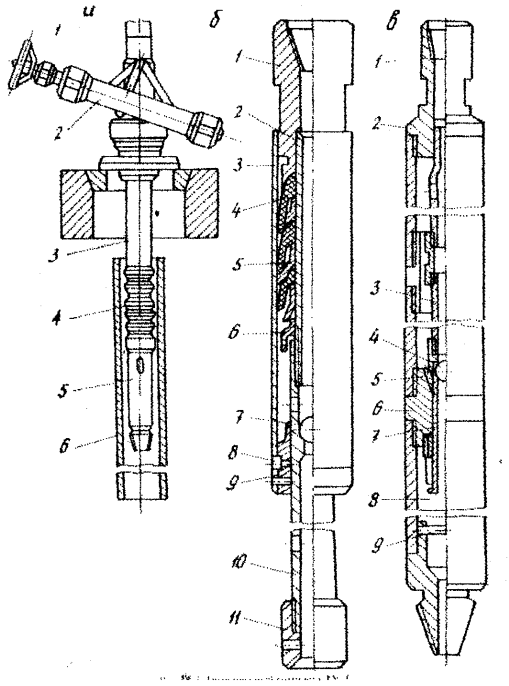


Рис. 11.19. Тампонажный комплект ТУ-7

Пакер (рис.11.19 б) герметизирует ствол скважины при разработке его по диаметру до 10 мм. Пакер опускают в скважину на бурильных трубах, с которыми он соединяется с помощью переходника 1, и устанавливают на заданной глубине. На штоке 2 пакера закреплены три самоуплотняющихся манжеты 4 закрытые при спуске пакера кожухом 4. Манжеты опираются на шайбы 5 и упорную гайку 6. Винт 8 связывает кожух 3 с опорой 9. Для приведения пакера в рабочее положение необходимо через колонну бурильных труб бросить шар 7. Во время нагнетания жидкости по бурильным трубам во внутреннюю полость пакера кожух 3 смещается по хвостовику 10 в нижнее положение до упора в головку 11. Манжеты 4 при этом расправляются и перекрывают ствол скважины. По окончанию тампонирования пакер поднимают без каких-либо дополнительных операций, что существенно упрощает его эксплуатацию.

Скважинный контейнер-смеситель (рис.11.19, в) служит для спуска жидкого ускорителя схватывания в зону поглощения. Он состоит из концентрично расположенных труб 2 и 3, соединенных между собой переходников 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.

Известны многочисленные тампонажные устройства, разработанные и изготовляемые в институтах техники разведки (ВИТР), минеральных ресурсов (ИМРе), производственных геологических объединениях (ПГО) и других организаций для разных геологических условий тампонирования.

В геологических организациях применяются многообразные конструкции пакерующих устройств механического и гидравлического типа, съемных и стационарных.

Быстросхватывающиеся смеси обычно доставляются в зону поглощения с помощью специальных тампонажных снарядов с раздельным размещением ускорителя схватывания и вяжущего материала.

За последние годы ВИТР, горный институт (г. Санкт-Петербург), ПГО «Севзапгеология» разработали метод сухого тампонажа, который включает целый технологический комплекс: технические средства, сухие быстросхватывающиеся смеси (СБСС), способ доставки и переработки их в тампонажный раствор в скважине. Разработаны разнообразные составы СБСС, которые с помощью специального вибрирующего устройства упаковываются в полиэтиленовые цилиндрические пакеты, которые свободно помещаются в колонковую трубу для их доставки в скважину.

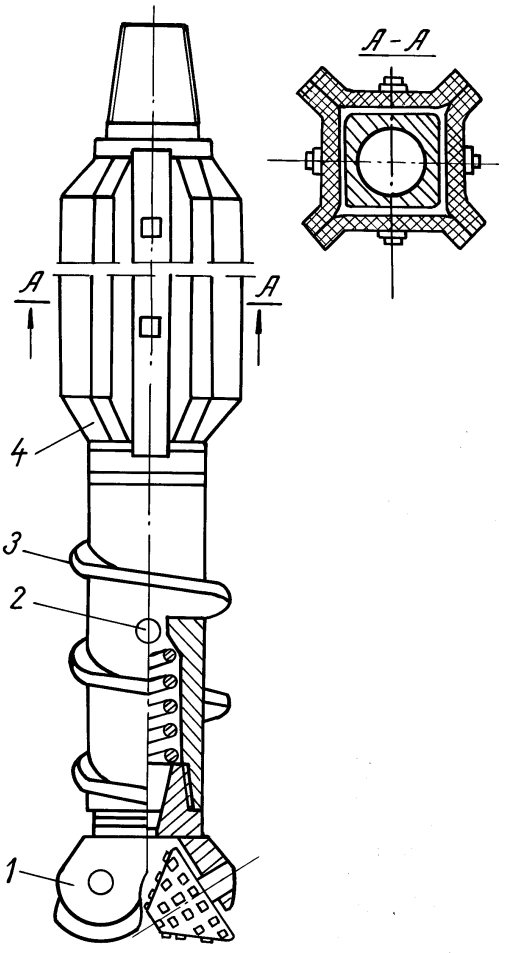
В состав СБСС входят следующие компоненты: глиноземистый цемент, гипс, активные добавки в виде трепела, диатомита или синтетического кремнегеля. Разработана полимерная тампонажная смесь ТСП-1.

ВИТР совместно с институтами «Гипроцемент» и «Южгипроцемент» создали тампонажные смеси тальцем и таюгцем.

Первая смесь предназначена для изоляции поглощающих пластов и закрепления отдельных интервалов разрушенных пород и состоит из портландцемента, глиноземистого шлака и неочищенного коагулянта.

Вторая смесь служит для крепления сильнотрещиноватых пород и ликвидации поглощений и имеет следующий состав: портландцементный клинкер, гипсовый камень и полимерная добавка. Начало схватывания у всех СБСС находится в пределах 10 мин. Время начала бурения от момента переработки СБСС в скважине составляет 1,5-4 ч. Прочность на одноосное сжатие через 1 ч составляет 2 МПа.

Доставка и переработка сухих БСС в скважине осуществляется следующим методом. Пакетированные СБСС доставляются к месту твердения в колонковых трубах или специальных контейнерах, из которых пакеты с СБСС выдавливаются промывочной жидкостью. Буровой инструмент извлекается и в скважину опускается специальное устройство (рис.11.20). Снаряд для переработки СБСС состоит из шарошечного долота *1*, обратного клапана *2*, отражателя *3* в виде левого шнека и затирочного элемента *4*, выполненного в виде переходника с эластичными лопастями.



При разбуривании сухая БСС смешивается в скважине 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 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 двух - трех раз), что снижает надежность тампонирования и его производительность.

Рис. 11.20. Снаряд для переработки сухих быстросхватывающихся смесей

Технология цементирования скважин включает комплекс приемов и правил и схему выполнения в процессе цементирования. К ним следует отнести выбор состава и объема тампонажной смеси, способа и режима ее доставки в скважину, предохранение цементного раствора от попадания промывочной жидкости и полное ее замещение тампонажной смесью заданными свойствами и низкой проницаемостью.

В разведочном бурении применяются различные схемы тампонирования обсадных колонн, тип схемы и способ ее реализации зависит от глубины скважины и ее назначения (рис. 11.20). Схема «а» применяется для герметизации нижней части обсадных труб неглубоких скважин. Перед выполнением тампонажных работ обсадные трубы приподнимаются над забоем скважин. Тампонажная смесь доставляется в призабойную зону в колонковой трубе или закачивается через бурильные трубы, после чего обсадные трубы опускаются и устанавливаются на забой. По истечении времени затвердевания тампонажного камня скважина разбуривается. В ряде случаев в качестве тампонажного материала применяется пластичная глина. В этом случае обсадные трубы внизу снабжены легкоразбуриваемой пробкой. Глина в виде шариков подается на забой до спуска колонны и затем трубы принудительно задавливают глину в затрубное пространство.

Объем требуемой тампонажной смеси

$$V = 0{,}785KD_c^2h, \qquad (11.11)$$

где K=1,1-1,3 - коэффициент, учитывающий разработку ствола скважины; D – диаметр скважины, м; h - высота тампонажного раствора в скважине, м.

По схеме «б» тампонируют все кольцевое затрубное пространство скважины или только его часть. Колонна обсадных труб снабжается в нижней части обратным клапаном, изготовленным из легко разбуриваемого материала. Если скважина заполнена глинистым раствором, то необходимо закачать буферную жидкость. Расчетное количество тампонажной смеси закачивают периодически в колонну обсадных труб в процессе ее спуска. Затем устанавливают сверху разделительную пробку и на устье скважины монтируют герметизирующие устройство. Тампонажный раствор продавливают в затрубное пространство с помощью бурового насоса или цементировочного агрегата при загерметизированном устье скважины с использованием продавочной жидкости. После завершения тампонажных работ задвижка герметизирующего устройства закрывается.

Объем требуемого тампонажного раствора

$$V_{\text{ТС}} = 0{,}785K(D_c^2 - D_{\text{ТР}}^2)h_{\text{Т}} \qquad (11.12)$$

Объем продавочной жидкости

$$V_{\text{ПЖ}} = 0{,}875d_{\text{ТР}}^2h_{\text{Т}}) \qquad (11.13)$$

Здесь $D_{\text{ТР}}$ и $d_{\text{ТР}}$ – соответственно наружный и внутренний диаметры обсадных труб, м; $h_{\text{Т}}$ – длина колонны обсадных труб, м.

Для повышения эффективности тампонажных работ следует увеличивать кольцевой зазор затрубного пространства с целью повышения скорости подъема тампонажной смеси и более полного вытеснения промывочной жидкости.

При значительной глубине опуска обсадной колонны и наличии в разрезе пористых пронизаемых пород необходимо использовать тампонажные растворы с пониженным водоотделением.

Схема “в” применяется при цементировании длинных обсадных колонн. В нижней части колонны устанавливается пакер. По бурильным трубам через пакер закачивается буферная жидкость, затем расчетное количество цементного раствора и продавочной жидкости.

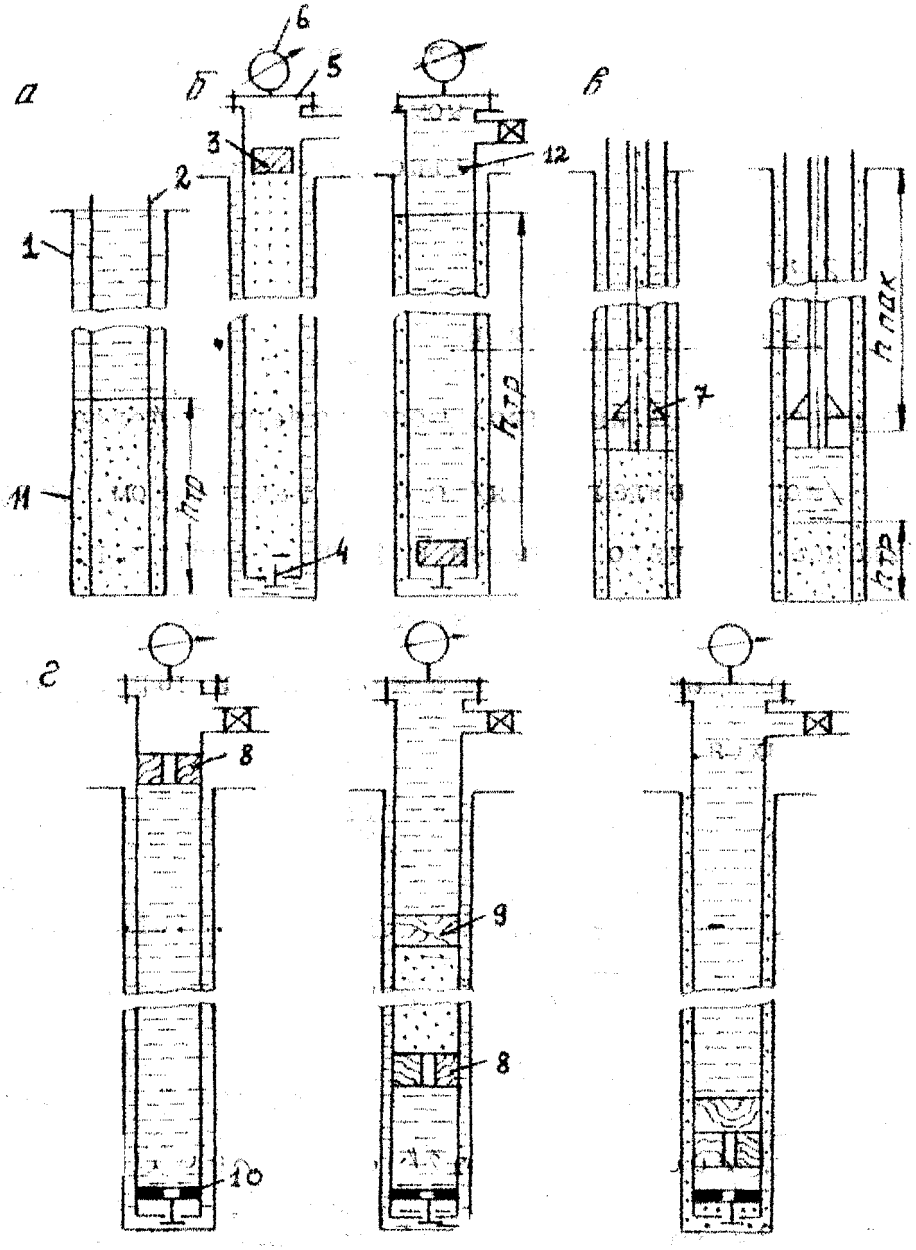


Рис. 11.20. Схемы тампонирования обсадных колонн

1 – ствол скважины; 2 – обсадная колонна; 3 – разделительная пробка; 4 – обратный клапан; 5 – герметизирующее устройство; 6 – манометр; 7 – пакер; 8 – нижняя разделительная пробка; 9 – верхняя разделительная пробка; 10 – обратный клапан воедино со стоп-кольцом; 11 – тампонажный раствор (в случае а – это может быть глина); 12 - продавочная жидкость (обычно техническая вода)

Объем цементного раствора

$$V_{цр} = 0{,}785[K(D_c^2 - D_{\text{ТР}}^2)h_{\text{Т}} + d_{\text{Т}}h_{\text{Т}}] \tag{11.14}$$

Объем промывочной жидкости

$$V_{ПЖ} = 0{,}785[d_{\text{Т}}^2(h_{\text{П}} + h_{\text{т}}) + d_{\text{Т}}h_{\text{П}}] \tag{11.15}$$

где $h_{\text{п}}$ – глубина установки пакера, м.

В данном случае необходимо использовать цементный раствор с пониженным водоотделением. Закачка раствора должна производиться только с помощью цементировочного агрегата.

Цементирование обсадных колонн по схеме «г» выполняется по методу с двумя пробками. В скважину опускают обсадную колонну, в нижней части которой установлены обратный клапан воедино со стоп-кольцом. В процессе спуска колонну периодически заполняют буферной жидкостью, чтобы предохранить ее от смятия давлением столба жидкости в затрубном пространстве. Затем на поверхность буферной жидкости устанавливают нижнюю разделительную пробку, которая имеет сквозное отверстие, перекрытое мембраной.

На верхний конец колонны навинчивают цементировочную головку и закачивают тампонажный раствор, который приготавливается в цементно-смесительной установке. Когда весь расчетный объем цементного раствора закачен в скважину, освобождают верхнюю пробку, которая до этого удерживалась в цементировочной головке шпильками. Начиная с этого момента, в обсадную колонну закачивают продавочную жидкость, под давлением которой пробка гонит столб цементного раствора. Вследствие своей более высокой плотности цементный раствор под собственным весом вытесняет промывочную жидкость, что отмечается по падению давления на цементировочной головке.

Как только нижняя пробка достигает стоп-кольца, давление над ней повысится на 4-5 МПа и под его воздействием диафрагма, перекрывающая канал в нижней пробке, разрушится и тампонажный раствор продавливается в затрубное пространство. Объем продавочной жидкости, закачанной в скважину, непрерывно контролируется. Когда до окончания продавки остается 1-2 $м^3$ продавочной жидкости, интенсивность подачи резко снижают. В момент схождения пробок наблюдается скачок давления. Сигнализирующий о необходимости прекращения закачки. Задвижку на цементировочной головке закрывают и колонну оставляют под давлением до затвердения тампонажного раствора.

Необходимые объемы тампонажного раствора и продавочной жидкости вычисляют по формулам 11.14 и 11.15.

Ликвидационное тампонирование после окончания бурения скважин. Цель его устранить проникновение в скважину поверхностных и подземных вод, а также предотвратить загрязнение водоносных горизонтов после извлечения обсадных труб. При выполнении работ по ликвидационному тампонажу, 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 применяется либо простой, либо сложный (специальный) способ ликвидационнного тампонирования. Перед ликвидационным тампонированием необходимо выполнить следующие работы

1) провести кавернометрию скважины с целью определения более точного ее объема;

2) выполнить комплекс расходометрических исследований с целью выявления неизолированных поглощающих и водопроявляющих горизонтов, горных выработок, их местоположения и мощности;

3) промыть скважину до полной очистки забоя и ствола буровым раствором, который использовали 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 надежного его вытеснения и предупреждения разбавления тампонажной смеси скважины тампонируются поинтервально снизу вверх.

В скважину опускают бурильные трубы, нижний конец которых должен быть на 1-2 м выше забоя, после чего закачивают тампонажную смесь, количество которой должно

обеспечить 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 до верха через устье. При использовании глиноцементных растворов скважину опрессовывают через устье при избыточном давлении 6-8 МПа в течение 30-40 мин.

Устье ликвидируемой скважины оборудуется следующим образом. Вокруг кондуктора бурят шурф размером 1х1х1 м. Затем обсадную трубу срезают на 0,8 и 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 размером 0,8х0,8х0,2 м с аналогичной надписью и шурф засыпают землей.

Специальный метод ликвидационного тампонажа скважин заключается в заполнении объема скважин 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. кроме 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 четырехкратной мощности, в кровле поглощающих и водопроявляющих горизонтов, сложенных плотными породами.

Тампонажная смесь готовится в обеме для заполнения определенного интервала. Интервал тампонирования за один прием (длина моста) обусловлен расстоянием между разделительными пробками или длиной разового заполнения объема скважины (при диаметре скважины до 76 мм – 50-100 м; при диаметре более 76 мм – 200-300 м). После тампонирования определенного интервала и установки изолирующей пробки процесс приготовления смеси повторяется.

При выборе рецептуры тампонажной смеси необходимо учитывать агрессивность подземных вод.

Объем тампонажной смеси для тампонирования интервала скважины (в м^3) определяется по формуле:

$$V_{\text{ТР}} = 0{,}785(K_З + K_{\text{П}})D_C^2 l_Ц\,, \tag{11.16}$$

где $K_З$ – коэффициент запаса объема, величина которого принимается 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 К$_З$=1,2; $K_{\text{П}}$ – коэффициент потерь раствора при одном цикле закачки :$K_{\text{П}}$=0,08-0,15; $D_{\text{С}}$ – диаметр скважины по данным кавернометрии, м; $L_{\text{Ц}}$ – величина разового интервала тампонирования, м.

Количество продавочной жидкости, нагнетаемой за один цикл в м^3 находится из выражения:

$$V_{\text{пж}} = 0{,}78 d_o^2 h_{\text{БТ}} \tag{11.17}$$

где $d_{\text{о}}$ – внутренний диаметр заливочных труб, м; $h_{\text{БТ}}$- глубина погружения нижнего конца заливочных труб, м.

Качество тампонирования контролируется 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 часа после отвердения проб, визуально исследуют, документируют и фиксируют в акте о ликвидационном тампонировании скважины. Количество и места взятия образцов тампонажного камня определяются проектом тампонирования скважины и обусловлены геологическими, гидрогеологическими и горными условиями района работ.

12. ТЕХНИЧЕСКИЕ СРЕДСТВА КОНТРОЛЯ ПАРАМЕТРОВ БУРОВОГО ПРОЦЕССА И СОСТОЯНИЯ ОБОРУДОВАНИЯ И ИНСТРУМЕНТОВ (по В.Г. Храменкову)

12.1. 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

Аппаратура для измерения осевой нагрузки на буровых установках применятся чаще, чем какая-либо другая 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.

Точки съема сигнала для измерителей веса снаряда и осевой нагрузки. В практике бурения геологоразведочных скважин применяется поверхностная аппаратура для измерения осевой нагрузки на ПРИ и поверхностные устройства подачи инструмента. Подача осуществляется со шпинделя или с лебедки. При специальных исследованиях используются 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 определяется по формуле

$$G_{ОС} = G_{СН} \pm P_{В}\ , \qquad (12.1)$$

где $P_{В}$ – дополнительное усилие, прикладываемое к верху бурового снаряда.

При бурении восстающих скважин $G_{СН}$ имеет отрицательный знак и

$$G_{ОС} = -G_{СН} + P_{В}\ . \qquad (12.2)$$

При подаче инструмента с лебедки осевая нагрузка определяется как

$$G_{ОС} = G_{СН} - G_{КР} \qquad (12.3)$$

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 с 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, в давление, в перемещение упругого элемента, в крутящий момент. Для измерителей характерна погрешность, вносимая самой талевой системой, и тем погрешность 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. 12.1 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 случае усилие разлагается с помощью параллелограмма сил и используется горизонтальная составляющая (см. рис. 12.1 б, *в*). Усилие преобразуется в перемещение (см. рис. 12.1 а, *в*)- пружинный указывающий динамометр ДПУ, датчик веса рессорный ДВР; в давление (см. рис. 12.1 *б*, *в*, *г*); в силу сжатия (см. рис. 12.1 *д*, е)- сжатие магнитоупругого элемента (измеритель нагрузки МКН-1: датчики ДНР и ДНС).

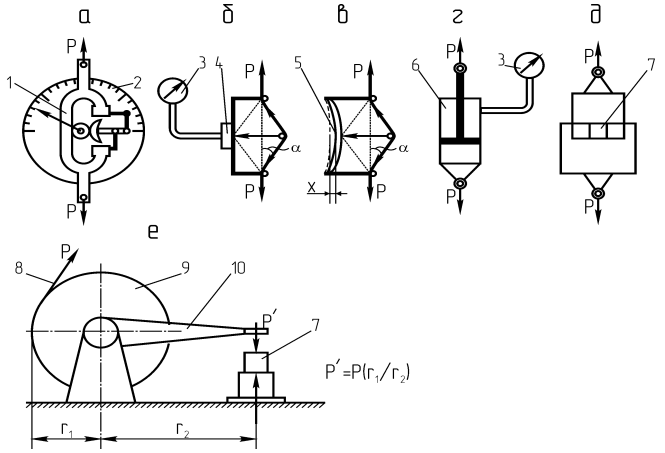


*Рис.*12.1.Схемы преобразования усилия в неподвижном конце талевого каната

1 - упругий элемент; 2 - шкала;
3 - манометр; 4 - мессдоза;
5 - рессора; 6 - гидроцилиндр;
7 - магнито-упругий датчик;
8 - неподвижный конец каната талевой системы; 9 - барабан;
10 - рычаг; Р – усилие в неподвижном конце кана-та; Р′ - усилие сжатия на магнитоупругий датчик

Датчики, связанные с гидравлической системой станка, преобразуют давление масла в силу и далее: в прогиб мембраны, ход подпружиненного поршня, деформацию трубки Бурдона, изменение магнитных свойств ферромагнитных материалов и др. Для измерителей характерна случайная и неизвестная погрешность, вносимая трением поршней о цилиндры, перетоком масла из нижних полостей гидроцилиндров подачи в верхние и наоборот, загрязнением масла.

Гидравлический индикатор веса ГИВ-6 предназначен в принципе только для индикации и регистрации усилия в неподвижном конце каната талевой системы (т.е. и усилия на крюке) при бурении скважин, а по виду записи этого усилия, зная технологический процесс, судят о произведенных операциях во времени.

В практике бурения скважин применяются несколько разновидностей индикаторов (ГИВ, ГИВД, ГИВГ), но наибольшее распространение получил ГИВ-6. В зависимости от диаметра применяемого талевого каната и необходимого предела измерения ГИВ-6 выпускается трех модификаций, имеющих различную комплектацию (табл.12.1).

На рис.12.2 показан полный комплект индикатора, принципиальная схема работы которого изображена на рис.12.3. На неподвижном конце талевого каната трансформатор давления монтируется так, что канат оказывается преломленным между крайними роликами обоймы и средним опорным роликом, опирающимся на мембрану.

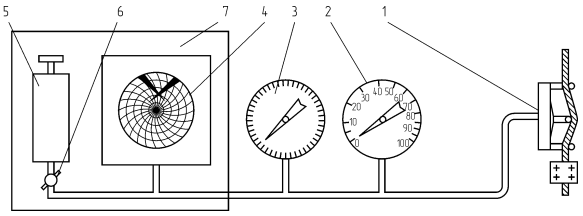


*Рис.*12.2. Полный комплект индикатора ГИВ-6

1-трансформатор давления; 2- основной указатель;
3- верньерный указатель; 4- регистратор;
5- пресс-бачок; 6- вентиль; 7- щит

Таблица 12.1. **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	+	+	+

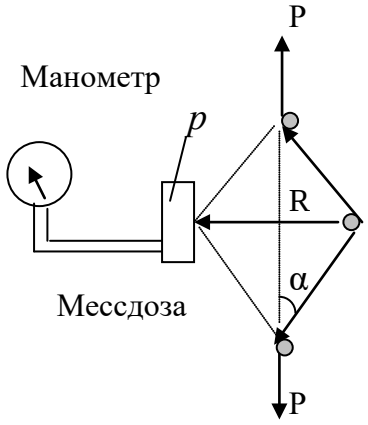


Рис. 12.3. Принципиальная схема работы индикатора

Под действием нагрузки на крюк неподвижный конец каната испытывает растягивающее усилие Р. Благодаря преломлению каната под углом α возникает сила R, действующая на мембрану

$$R = 2P\sin\alpha \qquad (12.4)$$

С другой стороны,

$$R = pF, \qquad (12.5)$$

где p- давление жидкости в кгс/см^2; F-опорная поверхность мембраны, см^2.

Приравнивая выражения (12.4) и (12.5), находим

$$p = \frac{2P\sin\alpha}{F} \qquad (12.6)$$

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 в канате P. Из выражения (14.12) усилие P в неподвижном конце талевого каната

$$P = \frac{pF}{2\sin\alpha} \qquad (12.7)$$

Нагрузка на крюк $Q_{КР}$

$$Q_{кр} = \frac{2mP}{\eta}, \qquad (12.8)$$

где m- число роликов талевого блока; η- КПД талевой системы.

Подставив из выражения (14.13) значение P в формулу (14.14), получим

$$Q_{кр} = \frac{mPF}{\eta\cdot\sin\alpha} \qquad (12.9)$$

При определенной конструкции талевой системы, имеющей данный КПД, можно написать

$$Q_{КР} = C\cdot p, \qquad (12.10)$$

где коэффициент пропорциональности $C = \frac{mF}{\eta\cdot\sin\alpha}$,

то есть о нагрузке на крюке можно судить по отсчетам значений p на манометре.

Выражением (12.7) 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 устанавливаются путем регулирования угла преломления каната при помощи прокладок, устанавливаемых под обоймы боковых и среднего 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.12.4). 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 осевая нагрузка изменяется бурильщиком в связи со сменой горных пород или она может иметь небольшие колебания из-за неточности в регулировании подачи инструмента. Изменение 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.

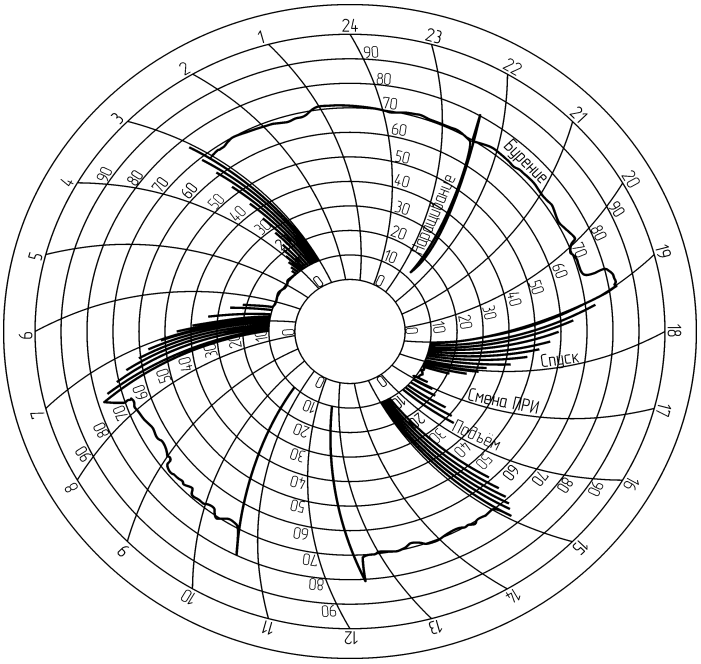


Рис.12.4. Индикаторная диаграмма

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), снаряд поставлен на подкладную вилку (ремонт насоса, простой), идет бурение с осевой нагрузкой, равной весу снаряда и т.п.

На рис.12.4 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, при бурении, при 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.

В состав измерителя МКН-1 входят*:* датчик нагрузки ДН (растяжения- ДНР или сжатия- ДНС; таково внешнее восприятие работы датчиков, чувствительный же элемент того и другого датчика воспринимает усилие сжатия); показывающий и регистрирующий прибор ПРП; комплект кабелей; устройство для монтажа датчика ДНС и перепуска каната- УМН (поставляется по заявке заказчика).

Основой измерительных каналов МКН-1 является автокомпенсатор переменного тока. Принцип действия датчика нагрузки основан на использовании магнито-упругого эффекта.

На рис. 12.5 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.

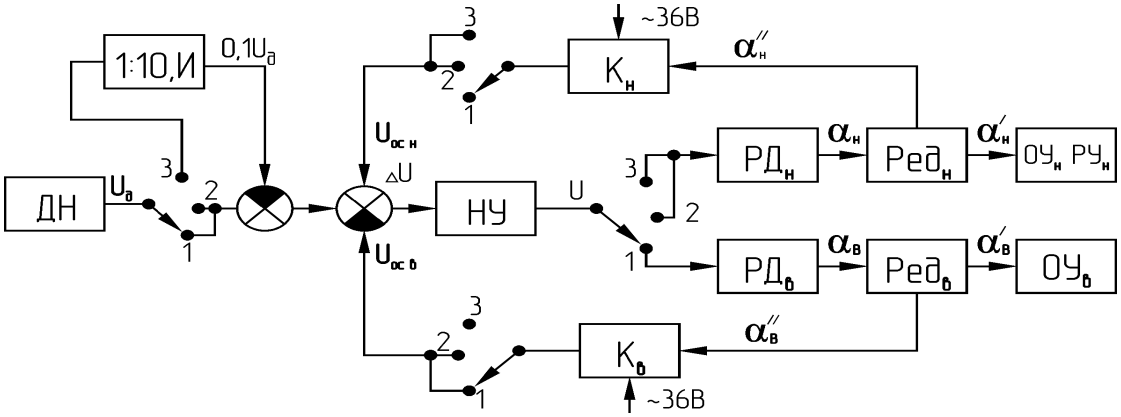


Рис.12.5. Структурная схема измерителя МКН-1

Прибор ПРП1 имеет два измерительных канала (и соответственно две шкалы со стрелками): «Вес» снаряда и «Нагрузка» на забой. Канал «Нагрузка» используется также и 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 производится взвешивание снаряда. Работает канал (подсистема) взвешивания снаряда; при этом реверсивный двигатель $РД_Н$ отключен, питание статорной обмотки возбуждения компенсатора $К_Н$ отключено, делитель напряжения (1:10, И) отключен. При взвешивании снаряда сигнал датчика $U_Д$ подается на вход канала «Вес», стрелка по шкале «Вес» отклоняется на угол $\alpha_В''$, 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 $К_В$

останется повернутым на угол α_B'', пропорциональный весу снаряда; питание статорной обмотки возбуждения компенсатора K_B остается включенным, следовательно сигнал обратной связи U_{OCB}, пропорциональный углу α_B'', т.е. и весу снаряда, подается на сумматор. Это называется «запоминанием» веса снаряда.

На сумматор подается и сигнал датчика $U_Д$. Сигналы $U_Д$ и U_{OCB} по абсолютной величине равны, но противоположны по фазе, поэтому сумма их равна нулю: $U_Д - U_{OCB} = 0$. И если в момент переключения стрелка шкалы "Нагрузка" находилась не на нуле, т.е. $\alpha_H'' \neq 0$, то $\Delta U = U_{OCH}$, т.к. включено питание статорной обмотки возбуждения компенсатора K_H, и поскольку включен реверсивный двигатель $РД_H$, то 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 уменьшается, уменьшается сигнал датчика $U_Д$, подсистема отработает сигнал обратной связи U_{OCH}, пропорциональный углу поворота стрелки α_H'' (пропорциональный отсчету осевой нагрузки):

$$U_{\partial}' + U_{OCH} - U_{OCB} = 0, \text{ или } U_{OCH} = U_{OCB} - U_{\partial}' \text{ ë},$$

где U_{OCH}- пропорционально G_{OC}, U_{OCB}- пропорционально G_{CH}, U_{∂}' - пропорционально G_{KP} в процессе бурения. Таким образом, измеритель МКН-1 автоматически решает известное из технологии бурения уравнение: $G_{OC}=G_{CH}-G_{KP}$.

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 $U_{OCH} - 0{,}1U_Д = 0$. 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 1 оборот за 24 часа, 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 10^0 С изменения температуры	±1,5
от колебания напряжения питания на каждые 10% от номинального значения, %	2,5
Источник питания	380В(220В), 50 Гц
Потребляемая мощность, ВА	не более 40
Технические данные датчика:	
пределы преобразования, Тс	0 ÷ 3,75

выходное напряжение, соответствующее верхнему пределу преобразования, В	2
основная допустимая погрешность, %	1,5
источник питания	36В, (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, выпускается 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.12.6) во многом повторяет структурную схему МКН-1, имеет также два измерительных канала: канал измерения веса снаряда и канал измерения и регистрации осевой нагрузки, который используется также во втором варианте измерителя для измерения и регистрации усилия на крюке при СПО и других «грузовых» операциях.

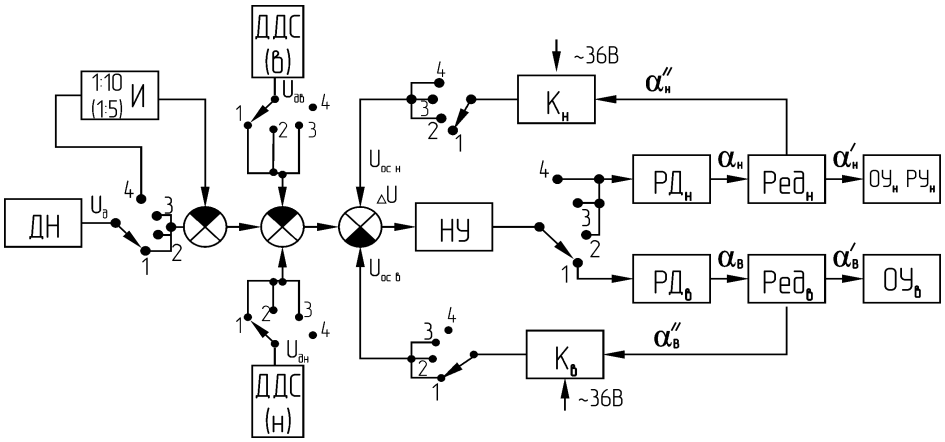


Рис.12.6. Структурная схема МКН-2

положения переключателя: 1-«вес», 2-«вверх», 3-«вниз», 4- «на крюке»

Измерители давления и расхода промывочной жидкости

Правильное назначение и контроль за расходом и давлением промывочной жидкости в процессе бурения являются важным фактором успешного проведения скважин.

Одновременное наблюдение за показаниями расходомера и измерителя давления позволяет получать важную информацию о процессе бурения и работе насоса.

Магнитоупругий измеритель давления предназначен для непрерывного визуального контроля давления промывочной жидкости.

Измеритель включает датчик и пульт. Магнитоупругий датчик давления (рис.12.7) с помощью тройника 11 устанавливается в напорную магистраль бурового насоса и

закрепляется гайкой 10. Работает датчик по схеме магнитоупругого датчика усилий: $F = pS$, где р- давление в напорной магистрали, S- площадь дна сильфона 1, прижатого к торцу чувствительного (магнитоупругого) элемента 2. Элемент 2 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 выпускаются в двух модификациях: МИД1 и МИД1а. Различие в модификациях измерителей заключается в источнике питания.

Принципиальная электрическая схема измерителя МИД-1 показана на рис. 12.8. Электрический сигнал от датчика Д подается через выпрямитель 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 R3 производится регулирование амплитуды выходного сигнала. Резистор R5 используется для компенсации начального фона измерительной схемы- «установка нуля». Установка нуля производится до включения насоса.

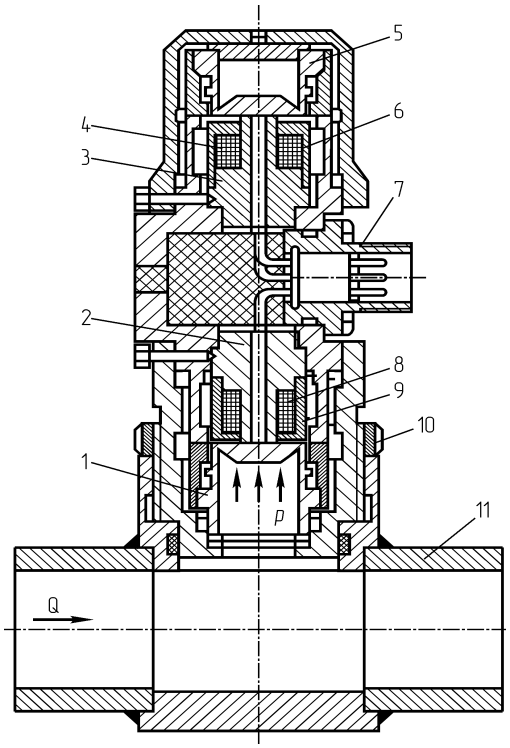


Рис.12.7. Датчик давления ДДП

1-сильфон; 2-чувствительный элемент;
3-компенсационный элемент; 4-катушка;
5-сильфон; 6-магнитопровод;
7-штепсельный разъем; 8-катушка;
9-магнитопровод; 10- гайка; 11-тройник

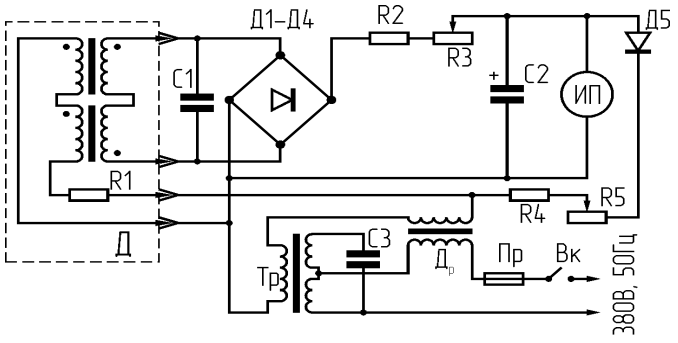


Рис.12.8. Принципиальная электрическая схема измерителя МИД-1

Техническая характеристика МИД

	МИД1	**МИД1а**
Характеристика источника питания:		
напряжение, В	380±76	36±7
частота, Гц		50
Потребляемая мощность, ВА	6	1
Пределы измерения, мПа	0- 5	0-10
Допускаемая основная погрешность, %		±4
Дополнительная погрешность измерения:		
от изменения температуры окружающего воздуха на каждые 10 ^{0}С, %		± 1,5
от колебания напряжения питания, %	± 1,5	± 4,0
Допускаемая гидравлическая перегрузка датчика, %.	100	

Средства измерения расхода жидкости

В геологоразведочной практике измерения расходов жидкостей применяют расходомеры, работающие с напорной и безнапорной, электропроводной и неэлектропроводной, с чистой и загрязненной, с инертной и агрессивной жидкостями.

При сооружении скважин требуется измерять и мгновенный расход при промывке скважины в процессе бурения.

В бурении скважин и технике используются расходомеры различного принципа работы: электромагнитные, обтекания, переменного перепада давления, тахометрические, шариковые, ультразвуковые и др.

Электромагнитные расходомеры ЭМР (ЭМР-2, ЭМР-3, ЭМР-4) предназначены 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.12.3.

Электромагнитный расходомер ЭМР-2 предназначен для измерения расхода не содержащей масляных примесей промывочной жидкости. *Электромагнитный расходомер ЭМР-3* предназначен 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 (120В). 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 РПЛ1 относится к расходомерам обтекания. Расходомер включает датчик и пульт. Датчик монтируется в горизонтальном положении в разрыв нагнетательной линии (рис.12.9) со штепсельным разъемом и включают 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 неферромагнитной стали, лопасть – из нержавеющей ферромагнитной стали.

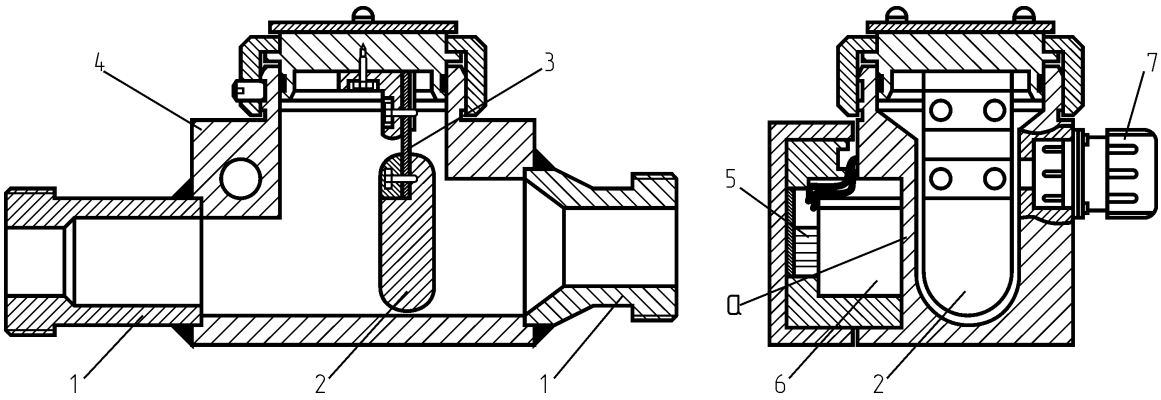


Рис. 12.9. Схема датчика расходомера РПЛ-1

1 - трубопровод; 2- лопасть; 3- упругая подвеска; 4- корпус;
5- магнитопровод; 6- катушки; 7- штепсельный разъем

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 вводится резистор с большим сопротивлением.

Техническая характеристика расходомера РПЛ1 приведена в табл. 12.2.

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. Включают индуктивный датчик (схема датчика рис. 12.10), измерительный пульт, самописец и сирену (звонок). Электрическая часть датчика собрана по трансформаторной мостовой схеме.

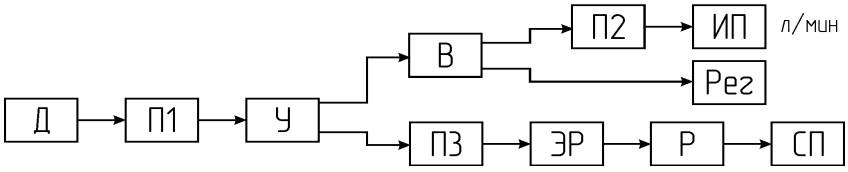


Рис.12.10. Блок- схема расходомера РС-ТПУ

Д- датчик; П1- переключатель плотности жидкости; У- усилитель; В- выпрямитель; П2- переключатель диапазонов; ИП- измерительный прибор; Рег- регистратор; ПЗ- переключатель сигнальных расходов; ЭР- электронное реле; Р- электромеханическое реле; СП- сигнальные приборы (звуковой и световой сигналы)

Переключатель П1с рядом резисторов устанавливается 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 П3) на электронное ЭР и электромеханическое Р реле. При снижении расхода до значения уставки и ниже срабатывают реле и включают световой и звуковой сигналы.

Таблица 12.2. **Техническая характеристика расходомеров**

Параметры	Расходомеры			
	ЭМР-2	ЭМР-3	РПЛ1	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, ^{0}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, ВА	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^{0}С от 20^{0}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

Измерение частоты оборотов породоразрушающего инструмента

В бурении геологоразведочных скважин передача крутящего момента породоразрушающему инструменту осуществляется главным образом посредством бурового вала, получающего вращение с поверхности 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 применяются механические (центробежные) и главным образом электрические датчики, а также индукционные тахометры, тахогенераторы.

На рис. 12.11 показаны некоторые схемы датчиков тахометров, применяемых в буровой аппаратуре (*а, б*) и регулируемом приводе, приведены примеры бесконтактных импульсных электрических датчиков, возможных к применению в буровых тахометрах (*в, г*).

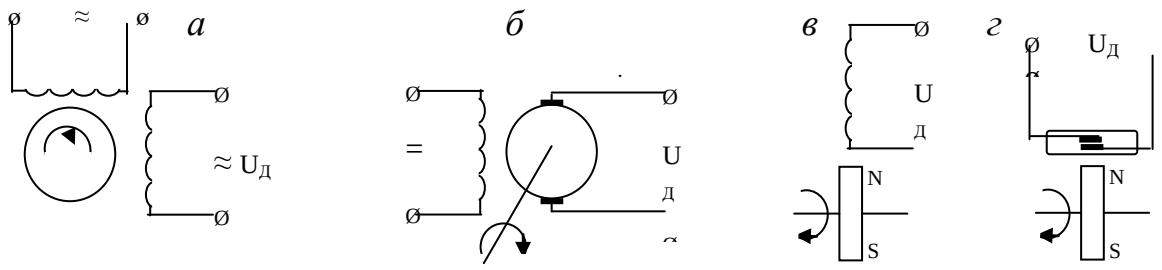


Рис. 12.11. Схемы датчиков буровых тахометров

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 применяются для измерения и 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 может быть осуществлен с помощью измерителя частоты ИЧ, который включает датчик пульсаций давления и пульт. Датчик устанавливается 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.

Краткая 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; дает возможность судить о загрузке привода и бурового станка, судить о состоянии скважины, о резких искривлениях ствола, о смене пород, о 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) или крутящий момент может быть определен, исходя из потребляемой приводом (в частности электродвигателем) мощности или мощности на его валу.

Крутящий момент определяется произведением силы на плечо: $M=F\cdot r$. Имея в кинематике передачи крутящего момента М элемент радиусом r (вал, шестерня), можно при постоянстве r, измеряя силу F, контролировать крутящий момент (рис.12.12). 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 используются в буровых измерителях крутящего момента.

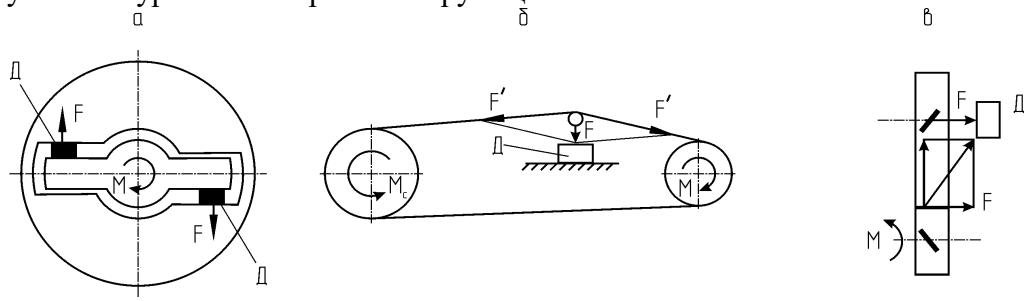


Рис. 12.12. Схемы преобразования крутящего момента в силу

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

Эффект изменения свойств материала вала (магнитных характеристик) под действием приложенного крутящего момента используется в датчиках ДМ конструкции СКБ НПО “Геотехника”.

При использовании асинхронного привода и жесткой кинематической цепи крутящий момент может быть определен косвенным путем по величине потребляемой электродвигателем активной мощности в соответствии с формулой

$$M = \frac{N_{акт}}{n} \qquad (12.11)$$

$$N_{акт} = 3UI\cos\varphi, \qquad (12.12)$$

где М- крутящий момент, кН·м; $N_{акт}$ - активная мощность, кВт; n-частота оборотов в мин.

Для измерения крутящего момента на шпинделе, считая электродвигатель симметричной нагрузкой, требуются датчик напряжения и датчик тока, включенные в одну из фаз электродвигателя, необходимо учесть конкретные частоты вращения шпинделя и затраты мощности для приведения в действие силовой кинематики самого станка (затраты мощности на холостое вращение). Данный принцип измерения возможно использовать 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 используется в аппаратуре ОМ40.

При использовании для привода буровых станков электродвигателей постоянного тока крутящий момент на их валу определяется по току возбуждения и току в якорной цепи (датчик момента ДМ аппаратуры КУРС-613).

Аппаратура ОМ40 предназначена для оснащения станков ЗИФ-650М и ЗИФ-1200 с приводом от асинхронного электродвигателя и имеющих ступенчатую коробку перемены передач; в принципе аппаратура может быть использована и на других буровых станках с асинхронным электродвигателем.

Поставка ОМ40 для конкретного типа станка может осуществляться в одном из двух вариантов. В состав первого варианта входят следующие узлы: приборный пульт; трансформатор тока типа ТКЛ-0,5Т 75а/5а кл.0,5; гидравлическая панель защиты с комплектом гидравлических рукавов. В состав второго варианта входят те же узлы, кроме панели гидравлической защиты.

Аппаратура ОМ40 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 путем отключения электродвигателя станка - для второго варианта. При подъеме ОМ40 обеспечивает измерение усилия на крюке, световую сигнализацию при перегрузке талевой системы (первая ступень защиты), автоматическое ограничение усилия (вторая ступень защиты).

Прибор оформлен в виде двух узлов: пульта прибора (рис.12.13) и гидравлической панели защиты (для первого варианта прибора).

На лицевой панели прибора расположены показывающий прибор 1; переключатель 2 момент-нагрузка-"250кг.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 прибора расположены два разъема для подключения кабеля питания прибора и кабеля панели защиты, а также шпилька для защитного заземления корпуса. Прибор крепится на стене буровой. Панель защиты крепится на станине бурового станка и с помощью гидравлических рукавов подсоединяется к гидросистеме бурового станка.

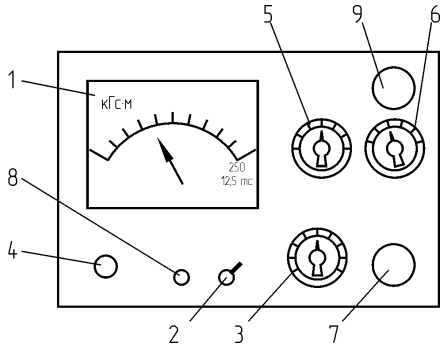


Рис.12.13. Лицевая панель ОМ40

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 может быть использован 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 ОМ40

Диапазон измерения крутящего момента на шпинделе, кН·м	0-2,5
Диапазон измерения усилия на крюке талевой системы при оснастке, (кН)	
2х3	0-250
1х2	0-125
0х1	0-62,5
Уставки сигнализации “перегрузка”, кН. м:	
при бурении	0,25; 0,50; 0,75; 1,00; 1,25; 1,50
при 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
при изменении температуры окружающей среды от значения 20^0С на каждые 10^0С	±2
Источник питания	(380 ±76)В, (50± 1)Гц
Масса пульта, кг	15

12.2. Аппаратура контроля показателей 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. Из названной группы наиболее важными для оперативной оценки процесса бурения являются 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

$$Vм = V_B - \frac{L_{скв}}{ES} \cdot \frac{dG_{OC}}{dt}, \qquad (12.13)$$

где Vм- механическая скорость бурения; V_B- скорость подачи верха бурового инструмента; Lскв- глубина скважины (длина бурового инструмента); ES- жесткость поперечного сечения бурового инструмента; G_{OC}- осевая нагрузка.

В большинстве практических случаев вполне приемлемым является знание механической скорости в установившемся режиме (dG_{OC} / dt=0)- для глубоких скважин; для скважин малой глубины значение Vм близко к Vв, 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 измеряющие среднюю механическую скорость. Измерители первой группы дают значение скорости бурения в каждый момент времени (мгновенные значения), т.е. наглядную картину изменения скорости. Измерители второй группы дают 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 времени или углубки 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 приводит к следующим выводам. 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 углубки ИСП реализует формулу А.И. Дряхлова (12.14). Измеритель предназначен для измерения механической скорости бурения при подаче инструмента с лебедки до глубины 1500 м станками различного типа с талевой системой ТС 1х2 или ТС 2х3 со встроенным измерителем нагрузки МКН-1. Измеритель включает датчик скорости подачи верха бурового инструмента ДС и вторичный показывающий прибор. Он обес-

печивает 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. Датчик своим роликом пристраивается к барабану лебедки. Измерительная схема прибора построена по компенсационному принципу.

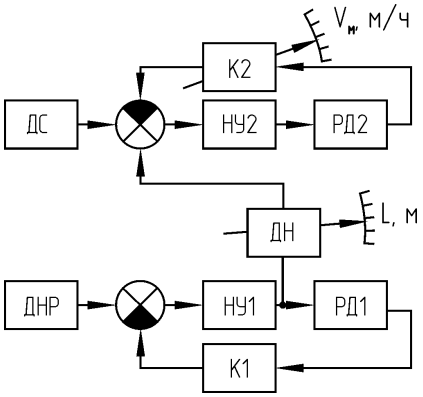


Рис.12.14. Структурная схема ИСП

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 реверсивного двигателя РД1, ось которого кинематически связана с осью компенсатора К1.

Напряжение на выходе усилителя НУ1 пропорционально скорости изменения нагрузки на забой dG_{OC}/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, ВА	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. 12.15 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.

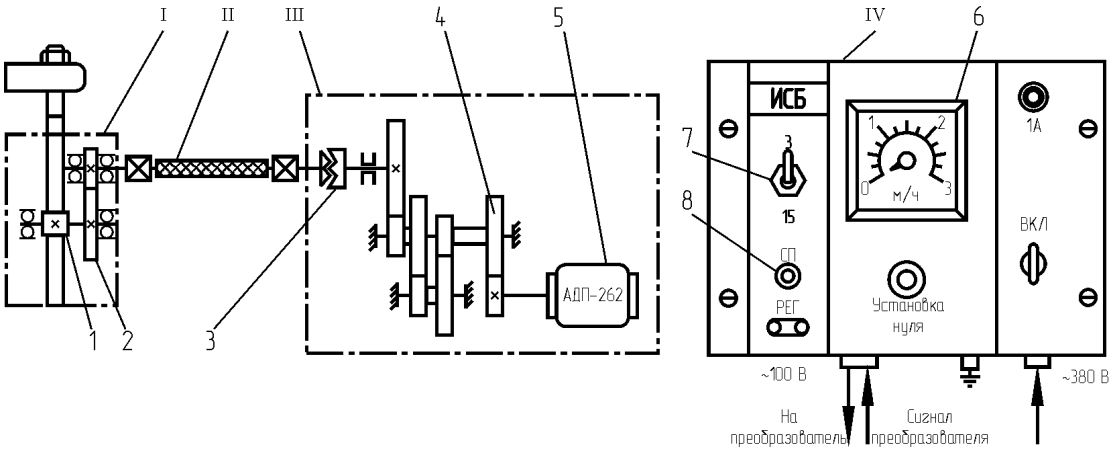


Рис.12.15. Блок- схема измерителя ИСБ

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 380В, %	не более ± 2
от изменения температуры окружающего воздуха на каждые 10^{o}С от 20 ^{0}С, %	не более ± 2
Источник питания	(380±76)В, (50±1)Гц
Потребляемая мощность, ВА	не более 100
Габариты, мм:	
пульт	390х250х205

датчик	295x120x120
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. 12,16,*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.12.16, *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. 12.16, б, в.

Принцип работы датчика заключается в выдаче ряда 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 механическая 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.

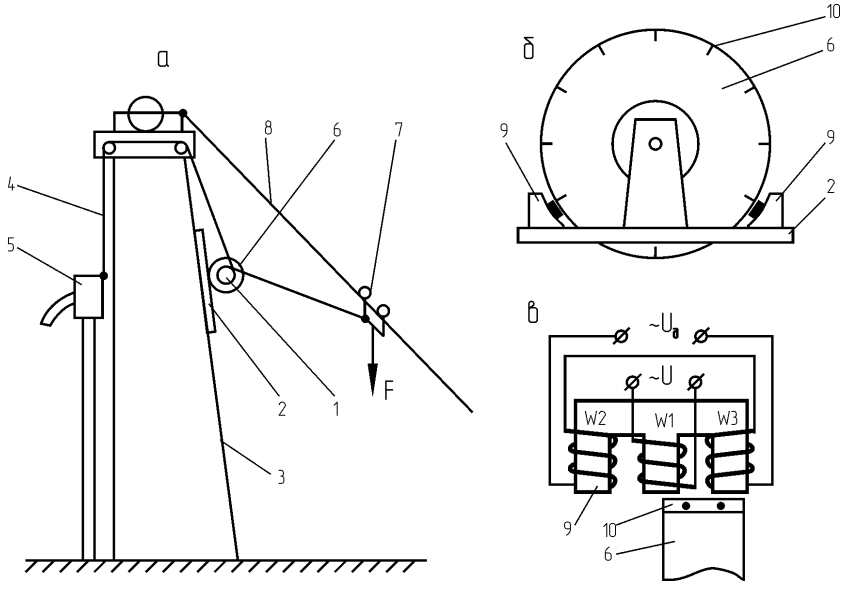


Рис. 12.16. Схема датчика регистратора РСБ-ТПУ и его монтажа на мачте:

а- схема монтажа датчика; *б*- схема датчика;
в- схема индуктивного преобразователя

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. Механическая скорость бурения определяется 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. 12.17 представлена принципиальная электрическая схема регистратора.

Датчик регистратора монтируется 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 D1- D4 включен электроизмерительный прибор ИП- микроамперметр, проградуированный в размерности скорости бурения (см/мин).

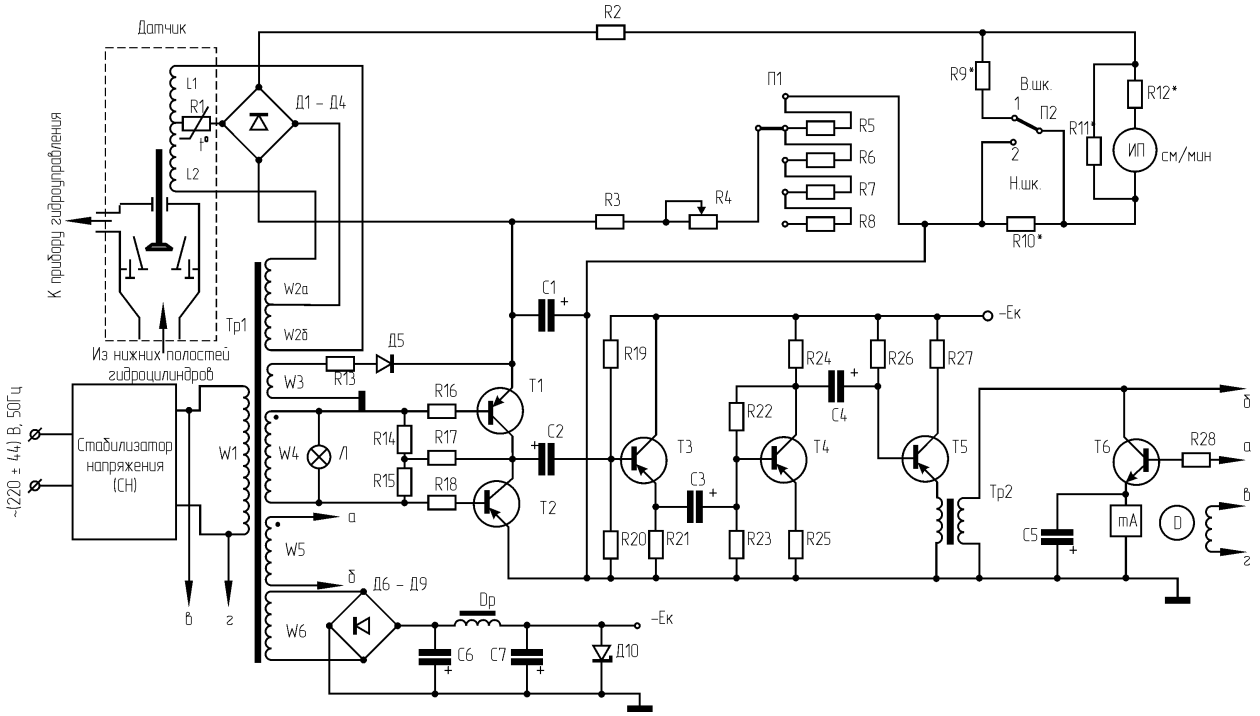


Рис. 12.17. Принципиальная электрическая схема регистратора РСГ-ТПУ

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. и скорости бурения. Следовательно, прибор должен показывать заниженную скорость бурения, но так как 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 (Т1-Т6) 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	Ø64,
высота	265
пульта	145х200х290
Масса, кг	
датчика	3,3
пульта	5

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. 12.18 представлена блок-схема сигнализатора.

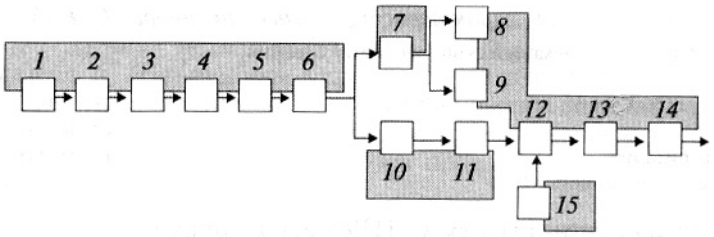


Рис. 12.18. Блок-схема сигнализатора встречи угольных пластов С-ТПУ

Измерительный блок сигнализатора (также как и регистратора РСГ-ТПУ) включает мостовую схему 2 (см. рис.12.18) 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-регистрирующий блок 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. 12.19 показан измерительный пульт сигнализатора С-ТПУ.

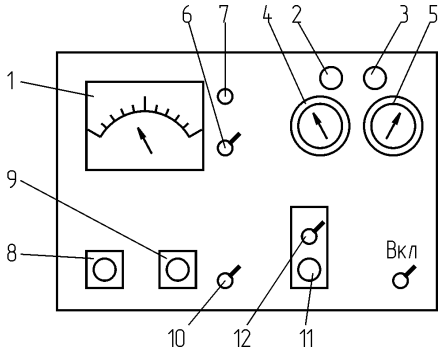


Рис. 12.19. Измерительный пульт сигнализатора С-ТПУ

1 - измерительный прибор; 2 - зеленая сигнальная лампочка; 3- красная сигнальная лампочка; 4 – перек-лючатель ступенчатой настройки; 5 - переключатель сигнальных скоростей встречи; 6 - переключатель шкал; 7 - ось подстроечного резистора; 8-штепсельный разъем датчика; 9 – штепсельный разъем самописца; 10- выклю-чатель 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.

12.3. Комплексная аппаратура для контроля технологических и технико-экономических показателей процесса бурения

Комплексная аппаратура состоит из ряда измерителей из первого класса аппаратуры и измерители из второго класса. 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 была разработана более совершенная аппаратура ПКМ и ИРБ. В настоящее время выпускается аппаратура КУРС и регистратор РУМБ для оснащения современных буровых установок: КУРС-411- для установок 5 класса, КУРС-613- для установок 7 класса, КУРС-713- для установок 8 класса. В табл. 12.3 приведены краткие технические данные комплексной аппаратуры КУРС.

Таблица 12.3. **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
Крутящий момент, кН м: на шпинделе на роторе	 - -	 0-1500 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, ВА	150	300	300
Температура окружающего воздуха, ^{0}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, визуальный 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 и 8 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 используются сигналы датчиков аппаратуры; в другом варианте регистратор поставляется с комплектом соответствующих датчиков. Техническая характеристика РУМБ1 приведена в табл. 12.4.

Таблица 12.4. Техническая характеристика РУМБ1

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
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±76В, 50±1 Гц	380±76В, 50±1 Гц
Потребляемая мощность, ВА	500	500
Температура окружающего воздуха, ^{0}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) используется часовой механизм или микроэлектродвигатель.

В многоканальной регистрирующей аппаратуре чаще всего используются 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.

Настоящий раздел носит методический характер и является руководством к составлению плана работы и методики обработки диаграммных записей параметров в принципе любого технологического процесса.

При обработке диаграмм рекомендуется придерживаться следующих правил (порядка).

1. Определение (уяснение, уточнение) основной цели работы. В зависимости от цели работы строится и план работы, определяется 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 уточняются участок (месторождение), скважины, глубины скважин (толщи), буровые установки (их однотипность), профессионализм буровых бригад, организация 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. Дополнительная информация 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, по типу примененного ПРИ, виду аварий и т.д.

5. Разработка, определение содержания и структуры таблиц.

6. Обработка диаграмм и заполнение таблиц. Обработка диаграмм производится по известным методикам (или их приходится разрабатывать).

7. Составление сводных тематических таблиц. Сводные таблицы составляются 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 функции 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. 12.5 приводится условный пример фрагментов записи режимных параметров с краткой их расшифровкой. При этом подача производится со шпинделя, станок с гидравлической подачей, датчики аппаратуры ИРБ.

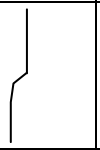
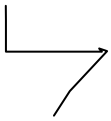
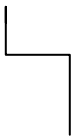
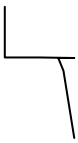
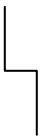
12.4. Неразрушающий контроль бурового оборудования и инструмента

Успешное выполнение буровых работ неразрывно связано с эффективностью и надежностью геологоразведочной техники и инструмента, в том числе и бурильных колонн. Надежность же бурильных колонн с ростом глубин скважин и форсирования режимов бурения резко снижается. Стремление к безаварийной работе приводит к недоиспользованию возможностей бурового оборудования и породоразрушающего 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-эмиссионый, магнитоферро-метрический, визуальный.

Для контроля за состоянием бурового оборудования и инструмента наибольшее распространение получили три метода неразрушающего контроля: ультразвуковой, магнитопорошковый и капиллярный.

Таблица 12.5. **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.
					1.Трещиноватые породы. 2.Подклинка керна.3.Проскальзывание дисков фри-кциона.
					Уменьшение Q, зашламование забоя (возможен прижег коронки).
					Момент аварии с бурильными трубами (скручивание).
					Остановка в подаче инструмента, (”шпиндель вверх”), промывка с вращением.

При бурении скважин в эксплуатационных условиях применяются следующие виды контроля (эксплуатационный контроль в отличие от входного- 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 применяется ультразвуковой дефектоскоп ДБТ, толщиномер Т1, “Кварц-15”, детектор износа ДИТ.

Дефектоскоп бурильных труб ДБТ 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 от 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. Это позволяет производить дефектоскопию высаженных концов бурильных труб без разборки резьбовых соединений. Схема распространения ультразвуковых импульсов показана на рис.12.20, *а*, схема соединения узлов ДБТ на рис.12.20,*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.

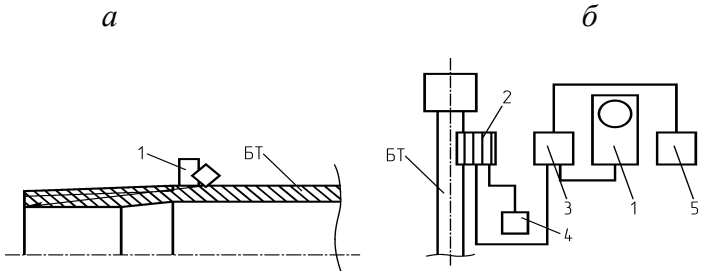


Рис. 12.20. Схема распространения ультразвуковых импульсов (*а*); схема соединений узлов ДБТ- (*б*)

В блоке датчика (рис. 12.21, *а*) имеется призма 1, с помощью которой он строго определенным образом устанавливается оператором на контролируемой трубе. В призме с гарантированным зазором от поверхности трубы закреплен пьезодатчик 2 (типа ИЦ-3Б). Пьезодатчик окружен резиновым уплотнением, образующем вместе с поверхностью трубы замкнутую камеру, в которую от насоса подается вода, обеспечивая акустический контакт пьезодатчика с материалом контролируемой трубы. Расход воды регулируется 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, а другая (красная) загорается при появлении дефекта. К блоку датчика подведены электрический кабель, радиокабель от генераторно-усилительной приставки и шланг от насоса.

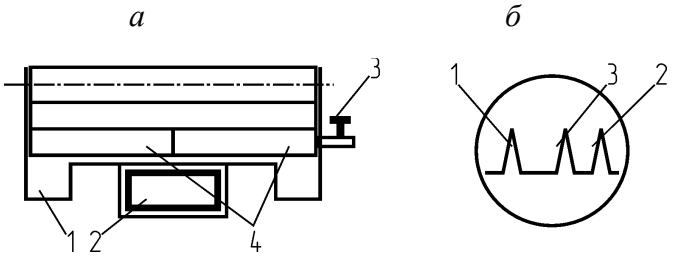


Рис. 12.21. Блок датчика ДБТ (*а*); расположение импульсов на экране дефектоскопа (*б*)

При правильной установке блок датчика на контролируемой трубе на экране дефектоскопа ДУК66П появляются два импульса (см. рис. 12.21, *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	36В, 50 Гц
Рабочая частота, мГц	5
Расход воды для контроля колонны труб 1000м, л	300
Время самопрогрева, мин	Не более 5
Рабочая температура окружающего воздуха, ^{0}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 толщиномера Т-1 можно определять износ труб не только по наружному, но и по внутреннему диаметру.

В основу аппаратуры положен электрический метод измерения толщины. Метод заключается в измерении электрического сопротивления участка трубы с помощью четырех электродов (рис. 12.22), вмонтированных в портативный датчик.

К наружной поверхности трубы прикладываются две пары электродов. Через одну пару (токовую 1-4) пропускается постоянный ток, а с помощью другой (потенциальной 2-3) определяется величина падения напряжения на измеряемом участке трубы. Величина падения напряжения зависит от толщины стенки.

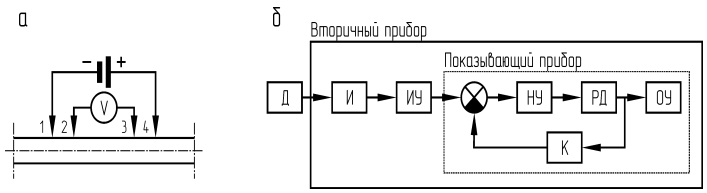


*Рис.*12.22. Толщиномер Т1
а - схема измерения;
б - блок-схема толщиномера

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.

Краткая техническая характеристика толщиномера Т-1

Пределы толщины измеряемых стенок, мм	от 1 до 6
Погрешность прибора, мм	± 0,3
Источник питания	36В, 50 Гц
Температура окружающей среды, ^{0}С	от –30 до + 5

Ультразвуковой толщиномер «Кварц-15» предназначен для измерения толщины стенок бурильных труб, подвергающихся в процессе бурения износу как по наружному, так и по внутреннему диаметру. Прибор может производить измерение толщины стенки изделий из материалов с затуханием ультразвуковых колебаний на частоте 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^{0}С. Прибор предназначен для эксплуатации в полевых, цеховых и лабораторных условиях (в т.ч. 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 (в мм) при изменении температуры окружающей среды от +(20 ± 5)^{0}С на каждые 10^{0}С в диапазоне (-30 ÷ +50)^{0}С :	
для толщин 1 – 10 мм	± 0,1
для толщин 10-300мм	± (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 пропускается 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 сопротивление, можно судить о параметрах трубы, в частности, о ее геометрических размерах. Датчик индикатора износа бурильных труб монтируется 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±1Гц
Потребляемая мощность, ВА	Не более 15
Влажность окружающего воздуха при температуре +35^{0}С, %	до 95
Габариты, мм:	
вторичного прибора	215х350х380
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.

Краткая 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	250х400х230
Масса, кг	18

Передвижная дефектоскопическая станция ПДС предназначена для комплексного неразрушающего контроля элементов колонны бурильных труб геологоразведочного сорта-

мента, колонковых и утяжеленных труб, грузоподъемного оборудования в полевых условиях. На рис. 12.23 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.

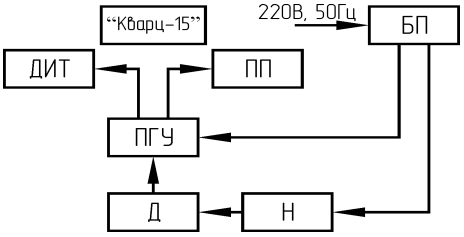


*Рис.*12.23. Блок-схема ПДС

БП- блок питания; ПГУ - приставка генераторно-усилительная; Д - датчик; Н - насос НЭБ-1/20; ПП - показывающий прибор

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 выносится 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).

Работа с аппаратурой ПДС во время контроля колонны бурильных труб осуществляется двумя операторами. Один оператор датчиком ДБТ контролирует высаженные концы бурильных труб; в случае срабатывания сигнализации прибора ДИТ с помощью толщиномера «Кварц-15» определяет толщину стенок бурильных труб, а так же контролирует с помощью шаблона износ муфт и замков. Второй оператор, 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 определяется минимальная толщина стенки толщиномером «Кварц-15». Если толщина стенки трубы окажется в пределах 3 мм, то эти трубы переводятся на бурение скважин глубиной не более 500 м; при толщине стенок труб менее 2 мм трубы выбраковываются и не используются по прямому назначению.

После прохождения и контроля труб прибором ДИТ колонна поднимается (опускается) и останавливается в месте соединения труб на высоте 1,5 м от устья скважины. Производится контроль труб на определение скрытых трещин в зоне высаженной части и зоне резьбы с помощью прибора ДБТ.

Перед контролем поверхность трубы тщательно очищается от грязи и ржавчины на расстояние не менее 400 мм от торца. Датчик помещается на трубу на расстоянии примерно 200 мм от сбега резьбы или края муфты (замка). Включается насос, на экране показывающего прибора появляется импульс от дна (торца) трубы- донный импульс ДИ (рис. 12.24).

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 они результатом наличия дефекта или вызваны случайными помехами. Для этого датчик смещается 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, то это свидетельствует об обнаружении дефекта.

При протяженности дефекта более 10 мм по длине окружности поверхности трубы производится оценка его параметров (глубины и длины) по определенной методике.

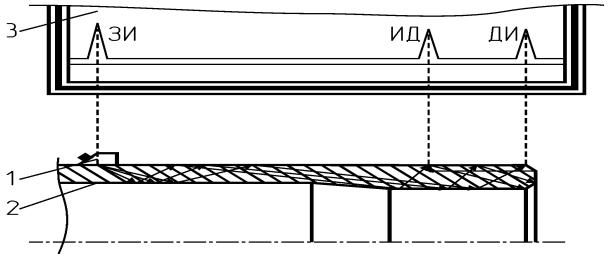


Рис. 12.24. Схема распространения ультразвуковых импульсов в теле трубы и отражение на экране прибора зондирующего (ЗИ), донного (ДИ) и импульса дефекта (ИД)

1-труба; 2- ультразвуковой датчик;
3- экран прибора

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 $30\text{-}45^0$.

Для контроля износа муфт и замков используются шаблоны с проходным S_1 и непроходным S_2 порогами (рис. 12.25).

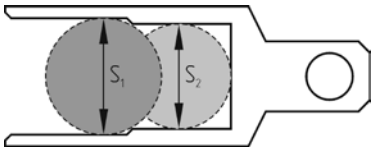


Рис. 12.25. Шаблон для контроля износа муфт и замков

Если шаблон упирается порогом в муфту или замок, то они пригодны к работе; если же шаблон входит до конца, минуя порог, то муфта или замок отбраковываются.

Передвижная лаборатория ПКДЛ предназначена для дефектоскопического контроля оборудования и инструмента непосредственно в полевых условиях.

С помощью лаборатории контролируются: высаженная и резьбовая части стальных и легкосплавных труб, ниппельная часть УБТ и переводников, шарошечные расширители, узлы и детали грузоподъемного оборудования- элеваторы, крюки, талевые блоки, отдельные детали вертлюгов, кронблоков, 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.

13. ОСНОВНЫЕ ПОКАЗАТЕЛИ БУРЕНИЯ. ОЦЕНКА ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ НОВОЙ ТЕХНИКИ И ПРОГРЕССИВНЫХ СПОСОБОВ БУРЕНИЯ

Для анализа состояния буровых работ и принятия решений по повышению их производительности применяется система основных технико-экономических показателей, которая включает:

1. Показатели, характеризующие объективные геолого-технические условия бурения.

2. Трудовые показатели характеризуют затраты времени и трудовых ресурсов.

3. Технические показатели характеризуют технические ресурсы и способы бурения.

4. Экономические показатели характеризуют экономическую сторону производства.

Показатели, характеризующие объективные геолого-технические условия бурения

1. Геологическая обстановка характеризуется тремя данными – стадией геологоразведочных работ, конкретным видом полезного ископаемого, выполнением главного задания по оценке и приросту его запасов, обусловленного проведением разведочного бурения.

2. Количество законченных (за год) скважин по интервалам глубин определяются по данным геологической службы и является одной из первых характеристик объективных геологических условий. Они даются по интервалам глубин (до 100, 300, 500, 650, 1200, 1500, 2000 м и более).

3. Средняя статистическая глубина скважины для каждого интервала глубин Γ_i и Γ_ϕ рассчитывается по формуле

$$\Gamma_\phi = \frac{M_з}{C_з}, \qquad (13.1)$$

где $M_З$ и $C_З$ – объем бурения и число законченных скважин за анализируемый период (квартал, год и т.д.).

4. Нормативная трудоемкость бурения НТБ (ст.-см) рассчитывается поинтервально (i) для каждой категории пород по буримости (к) с точностью до десятых долей числа

$$НТБ = \Sigma m_{ik} \cdot H_{вр(ik),} \qquad (13.2)$$

где m_{ik} – объем бурения, м; $H_{вр(ik)}$ – норма времени на 1 м бурения в ст.-см. для каждого интервала (i) и для каждой категории пород (к).

Трудовые показатели

1. Общая численность работающих в организации, число буровых бригад и численность буровых рабочих используются для анализа производительности труда на одного работающего, на одного бурового рабочего, на буровую бригаду, а также при решении ряда социальных и экономических задач.

2. Баланс рабочего времени Т представлен тремя составляющими:

$$T = T_1+T_2+T_3 \qquad (13.3)$$

где T_1 – время чистого бурения; T_2 – время монтажно-демонтажных работ и перевозки на новую точку бурения; T_3 – время простоев (в том числе аварий).

Время T_1 используется для расчетов средней механической скорости бурения, что позволяет выявлять влияние на него технического прогресса.

Время T_2 характеризует уровень организации вспомогательных работ.

Время $T_З$ характеризует уровень организации буровых работ, квалификации рабочих и геологической сложности района работ. Кроме того, последняя составляющая позволяет определить производительное время

$$T_{пр} = T\text{-}T_З \tag{13.4}$$

Технические показатели

Важным эксплуатационным показателем буровой установки является производительность бурения, характеризуемая механической, рейсовой, технической и коммерческой скоростями.

Механическая скорость бурения (м/ч)

$$V_m = \frac{I_p}{t_P}, \tag{13.5}$$

где I_P – углубка скважины за рейс в м; t_P – время бурения за рейс, в часах.

Величина I_P тем больше, чем выше стойкость породоразрушающего инструмента и чем ближе режим бурения к оптимальному.

Рейсовая скорость бурения (м/ч)

$$V_p = \frac{I_P}{t_P + t_{всп}} \tag{13.6}$$

Вспомогательное время $t_{всп}$ в часах складывается из затрат времени на спуско-подъемные операции и подготовительно-заключительные операции, связанные с бурением (замена коронки, чистка шламовой трубы, извлечение и укладка керна и др.). Значение $t_{всп}$ тем меньше, чем больше механизированы и автоматизированы все операции при бурении и чем больше скорости выполнения этих операций (например, спуско-подъемные операции). Значение $t_{всп}$ повышается с увеличением глубины скважины.

Техническая скорость бурения (м/ч)

$$V_Т = \frac{L}{T_б + T_{всп} + T_{доп}}, \tag{13.7}$$

где L – суммарная углубка скважины за ст.-мес. в м; $T_Б$ – суммарное время бурения за станко-месяц, в часах; $T_{всп}$ – суммарное время, затраченное на вспомогательные операции за ст.-мес., в часах; $T_{доп}$ – общее время, затраченное на измерительные, исследовательские, ремонтные и другие работы за ст.-мес., в часах.

Для уменьшения величины $T_{доп}$ требуется использование наиболее передовых методов работы, оборудования и аппаратуры, обеспечивающих возможность выполнения исследовательских и вспомогательных работ параллельно и одновременно с основными.

Коммерческая скорость бурения (м/ч)

$$V_к = \frac{L}{T_б + T_{всп} + T_к + T_н}, \tag{13.8}$$

где $T_н$ – непроизводительные затраты времени, вызванные простоями по разным причинам, за ст.-мес., в часах.

В отчетных данных коммерческая скорость определяется в метрах за станко-месяц (м/ст.-мес.).

Важными техническими показателями являются расход истирающих материалов и распределение объемов бурения по его способам (твердосплавное, алмазное, бескерновое, ССК, гидроударное и др.)

Экономические показатели

Себестоимость 1 м бурения – это показатель, отражающий совокупное влияние геологических, производственно-технических и организационных факторов.

Себестоимость 1 м бурения рассчитывается по формуле

$$C = \frac{C_4 + (T - T_2 - T_3) + Ц_{ист}}{M}, \qquad (13.9)$$

где C_4 – себестоимость 1 ст. ч работы для конкретного оборудования, руб.; $(T\text{-}T_2\text{-}T_3)$ – суммарное время и время вспомогательных операций для конкретного способа бурения за анализируемый период (месяц, квартал, год), ч; $Ц_{ист}$ – стоимость истирающих материалов для конкретного способа бурения за анализируемый период, руб.; М – объем бурения конкретным способом за анализируемый период, м.

Оценка эффективности применения новой техники

Экономический эффект от внедрения новой техники представляет собой суммарную экономию всех производственных ресурсов (живого труда, материалов, капитальных вложений), которую получает производитель работ в результате использования новой техники.

Экономический эффект от использования новой техники при проведении геологоразведочных работ в общем случае зависит от следующих факторов:

- себестоимости работ, выполняемых с применением новой техники, и соответствующих капитальных вложений, обусловленных ее разработкой, выпуском и освоением в производстве геологоразведочных работ;
- сроков ее проектирования, разработки, выпуска и освоения в производстве;
- количества и результатов геологоразведочных работ, выполненных с применением новой техники.

Определение годового экономического эффекта новой техники основано на сопоставлении приведенных затрат по базовой и новой технике. Приведенные затраты представляют собой сумму себестоимости и нормативной прибыли

$$З = С + Е_н К, \qquad (13.10)$$

где З – приведенные затраты единицы работы, руб.; С – себестоимость единицы работы, руб.; $Е_н$ – нормативный коэффициент капитальных вложений; К – удельные капитальные вложения в производственные фонда, руб.

Величина $Е_н$ принимается равной 0,15.

Экономически эффективны только такие виды новой техники, которые обеспечивают получение годового экономического эффекта в сумме, равной или превосходящей ежегодную долю возмещения общей суммы затрат на их проектирование, разработку и освоение в производстве. Причем затраты на капитальные вложения в этом случае определяются с учетом фактора времени по отношению к расчетному году.

Годовой экономический эффект от применения новых технологических процессов, механизации и автоматизации производства, способов организации производства и труда, обеспечивающих экономию производственных ресурсов при выполнении геологоразведочных работ рассчитывается по формуле

$$Э = (З_1 - З_2)\, А_2, \qquad (13.11)$$

где Э – годовой экономический эффект в руб.; $З_1\text{-}З_2$ - приведенные затраты единицы работы (руб.), производимой соответственно с применением базовой и новой техники, определяемые по формуле (20.10), руб.; $А_2$ – годовой объем работ, выполненный с применением новой техники в расчетном году, натуральные единицы.

Если внедрение в процессе проведения геологоразведочных работ новых технологических процессов (методик) не вызывает изменения удельных капитальных вложений, то годовой экономический эффект определяется по разности себестоимости выполняемых работ, т.е. как годовая экономия по себестоимости

$$Э = (С_1\text{-}С_2)\, А_2, \qquad (13.12)$$

где $С_1$ и $С_2$ – себестоимость единицы работ соответственно до и после освоения новой технологии (методики) геологоразведочных работ, руб.

При выполнении расчетов годового экономического эффекта новой техники необходимо учитывать фактор времени, когда капитальные вложения осуществляются в течение ряда лет или когда текущие издержки и результаты производства вследствие изменения режима работы объекта новой техники существенно меняются по годам эксплуатации.

Упомянутые затраты и результаты использования новой техники для учета фактора времени приводятся к единому моменту времени (началу расчетного года), согласно формуле

$$\alpha_i = (1 + E)^T, \qquad (13.13)$$

где α_i - коэффициент приведения; E – норматив приведения разновременных затрат (коэффициент дисконтирования), равный 0,1; T – число лет, определяющее затраты и результаты данного года от начала расчетного года (года приведения).

Затраты и результаты, осуществляемые и получаемые до начала расчетного года, умножают на коэффициент приведения, а после начала расчетного года – делятся на этот коэффициент.

14. ОРГАНИЗАЦИЯ БУРОВЫХ РАБОТ И ТЕХНИЧЕСКАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ

Разведочное бурение проводится в специфических условиях (удаленность от населенных пунктов, дорог, сезонность работ и т.д.) и вопросы организации работ приобретают очень важное значение.

Основной задачей организаций, ведущих буровые работы, является своевременное решение геологических задач при снижении их стоимости. Поэтому вопросы организации работ затрагивают аспекты не только организации самого процесса бурения, но и вопросы организации необходимых геологических исследований в скважинах (геофизика, гидрогеология и др.), а также вспомогательных, монтажно-демонтажных и обслуживающих процессов: водоснабжения, энергоснабжения, ремонта оборудования, транспорта, подбора кадров и других.

Бурение скважины представляет собой циклически повторяющийся сложный производственный процесс, в который входят:

1) организация вспомогательных производств, обслуживающих буровые работы, и подготовка к бурению;

2) производство бурения скважины;

3) ликвидация пробуренной скважины.

Состав и количество инженерно-технического персонала и рабочих буровых партий и отрядов зависят от объема работ. Количество буровых бригад определяется рациональным режимом работы бурового агрегата, исходя из максимально полного использования всего бурового оборудования по времени, и правильной технологией буровых работ. Для этого необходимо организовать непрерывную работу станка в течение суток, а также в течении всего производственного цикла без каких-либо непроизводительных перерывов.

В этом случае буровая бригада состоит из четырех вахт, причем каждая работает пять дней по 8 часов и после этого имеет два дня отдыха. При применении такого графика работ в отдельные месяцы образуется переработка или недоработка рабочего времени по сравнению с установленной нормой часов при 7-часовом рабочем дне. Переработка должна компенсироваться предоставлением дополнительных дней отдыха, помимо предусмотренных графиком. Если по условиям производства такой возможности нет, то рабочим следует произвести доплату за сверхурочное время при условии соблюдения трудового законодательства.

Буровые бригады, укомплектованные в начале работ, следует по возможности сохранять постоянными. Состав смен (вахт) в буровой бригаде зависит от способа бурения, глубины скважины, типа станка (при вращательном бурении) или диаметра скважины (при канатно-ударном).

Монтажно-демонтажные работы и перевозка агрегатов организуется различными способами. При небольшом объеме буровых работ и количестве буровых агрегатов эти виды работ выполняются членами буровой бригады. В случае, когда объем буровых работ и количество станков может обеспечить непрерывную работу монтажной бригады, то комплектуется отдельная вышкомонтажная бригада, состоящая из рабочих различных специальностей: плотника, тракториста, сварщика и т.д.

Каждая смена в зависимости от условий работ может состоять из двух, трех, четырех человек. Машинист буровой установки является руководителем смены и отвечает за её работу. Он сам выполняет наиболее ответственные операции по управлению буровым станком и организации технологических процессов.

Помощник машиниста отвечает за исправность механизмов, наблюдает за работой насосов и качеством глинистого раствора. В обязанности помощника входит выполнение всех подсобных операций, чистка и смазка механизмов и инструмента.

Каждая смена несет ответственность не только за выполненный объем работ, но и за выполнение суточного и месячного заданий по бурению скважины, за состояние оборудования и инструмента, его правильное использование и сохранность.

В крупных геологоразведочных предприятиях организуются механические мастерские, глиноузлы, гаражи для автотракторной техники и создается круглосуточная радиосвязь. В сложных геологических условиях и при бурении глубоких скважин в состав бригады может быть введен дополнительно рабочий для различных подсобных работ. Буровой мастер руководит, как правило, бурением двух скважин, а при глубоком бурении – одной. Прораб руководит работой 5-6 буровых бригад. Каждую группу скважин (3-5 шт.) обслуживают посменно техники-геологи.

При выборе типа буровых установок и вида привода главными являются проектная глубина скважин, твердость пород и проектируемая технология бурения. При проведении буровых работ необходимо использовать по возможности однотипные буровые установки, что облегчает их обслуживание и ремонт. Расчет необходимого количества станков проводится по формуле

$$n = \frac{Q}{V_к \cdot t \cdot K}, \qquad (14.1)$$

где n - количество необходимых станков; Q – объем работ, м; $Vк$ – коммерческая скорость бурения, м/ст.-мес; t – продолжительность работ по календарному времени; K – коэффициент использования имеющегося парка станков.

$$K = \frac{C_{общ}}{C_{раб}}, \qquad (14.2)$$

где $C_{общ}$ – общее количество станков; $C_{раб}$ – количество станков, находящихся в работе.

Значение коэффициента K колеблется в пределах 0,6-0,85.

Производительность буровой установки зависит от величины механической скорости бурения, глубины скважины и величины углубки за рейс. Полное время $T_п$ (в мин.), потребное для углубки скважины на один метр, определяется по следующей формуле

$$T_П = \frac{60}{a} + \frac{H}{lh}(t_1 + t_2) + \frac{t_3}{l} + t_4, \qquad (14.3)$$

где a – буримость породы, т.е. углубка за один час бурения, м/ч; H – глубина скважины, м; l - углубка за один рейс, м; h – длина свечи, м; t_1 – время на спуск одной свечи, мин.; t_2 – время на подъем одной свечи, мин; t_3 – время на вспомогательные операции, сопутствующие каждому рейсу (постановка коронки на забой с промывкой и вращением, промывка скважины перед подъемом инструмента, заклинивание керна, отвод и подвод шпинделя к устью скважины, проверка работы тормозов, блоков и т.д.), мин; t_4 – время на перехват шпинделя и наращивание бурильных труб.

Проходка за смену $H_{см}$ (в м)

$$H_{см} = \frac{T_{см} - t_5}{Tn}, \qquad (14.4)$$

где $T_{см}$ – число минут в смене (420 мин); t_5 – время, необходимое для профилактического осмотра механизмов и смазки станка (станок останавливается, поэтому знак «-»).

Из формулы (14.3) следует, что с увеличением глубины скважины производительность бурения падает. Кроме того видно, что с увеличением глубины скважины следует увеличивать углубку за рейс l, длину свечи h и механическую скорость бурения.

Стоимость одного метра бурения А (в руб.)

$$A = \frac{C_{см}}{H_{см}} + \frac{C_к}{l_к}, \qquad (14.5)$$

где $C_{см}$ – стоимость одной станко-смены, зависящая от типа буровой установки, руб.; $C_к$ – стоимость одной коронки (долота), руб.; $l_к$ – проходка на одну коронку, м.

Стандартная и необходимая техническая документация на буровой скважине состоит из двух частей.

1) **Нормативно-техническая документация** включает в себя следующее.

Акт о готовности буровой скважины является основанием для начала работ. Правильность и качество завершенного монтажа оборудования, правильность заложения скважины, соответствие выполненных работ правилам безопасности и охраны труда и экологической безопасности подтверждается комиссией в составе руководителя буровых работ, бурового мастера, инженера по технике безопасности и геолога. Если скважина будет сооружаться в особо сложных и опасных горно-технических условиях или с глубиной более 1500 м, то в состав комиссии включается и представитель местного органа государственной горно-технической инспекции.

Скважина считается подготовленной к бурению и принимается комиссией, когда в ней установлены направляющая труба и кондуктор.

Геолого-технический наряд является для буровой бригады основным руководящим документом по технологии сооружения скважины (прил. 1 и 2). Он разрабатывается геологом и инженером по бурению (буровым мастером) производственной организации и утверждается ее техническим руководителем. Составляется геолого-технологический наряд на одну или группу однотипных простых по конструкции скважин. Содержания геолого-технических нарядов зависят от целевого назначения скважин и могут несколько отличаться от представленных в прил 1 и 2. Так, при бурении разведочных скважин на твердые полезные ископаемые особое внимание должно уделяться технологии получения необходимого количества и качества керна; при бурении гидрогеологических, инженерно-геологических и геотехнологических скважин кроме этого необходимо сохранить его естественную влажность и другие природные инженерно-геологические свойства. При бурении нефтегазовой скважины геолого-технический наряд является наряду с инструктивно-технологической картой (картой отработки долот), чертежом профиля наклонной скважины и схемой транспортных связей составной частью технического проекта на строительство скважины.

Проектный график строительства скважины, начиная от подготовки буровой площадки и завершая ликвидацией скважины. Он составляется в соответствии с существующими нормативами работ и планируемыми мероприятиями по повышению производительности труда на всех этапах строительства скважины.

Буровой журнал на проведение работ по сооружению скважины (прил. 3).

В этот журнал записываются все виды работ, выполняемые в течение смены. На основании этих записей составляется наряд для оплаты труда.

При бурении нефтегазовых скважин буровой журнал **дополняется диаграммами индикатора веса и суточными буровыми рапортами**.

Нормы выработки и расценки по категориям буримости пород и интервалам скважин с учетом других факторов, при которых осуществляется процесс бурения.

Посменный график работы буровой бригады, утвержденный буровым мастером.

Приказы и распоряжения по предприятию, имеющие отношение к буровой бригаде.

График ремонта оборудования. Для геологоразведочного оборудования структура ремонтного цикла принята по схеме: М-М-М-С-М-М-М-К, где М – малый ремонт, С – средний ремонт, К – капитальный ремонт. Силами буровой бригады выполняются только малые ремонты, а остальные – на базе предприятия в соответственно оснащенных ремонтно-механических мастерских предприятия.

2) **Документация по охране труда и технике безопасности** включает в себя: журнал проверки состояния техники безопасности, журнал инструктажа бригады по вопросам охраны труда и техники безопасности, схема заземления электрооборудования и молниезащиты, плакаты по технике безопасности, акт опрессовки бурового насоса, акт проверки сопротивления заземлений и молниезащиты, инструкция по оказанию первой медицинской помощи и конструктивные схемы основного оборудования.

На буровой установке должны быть часы, умывальник, аптечка и бак с кипяченой водой.

Приложение 1

Организация (предприятие)_____
_____

Буровая установка (станок)_____
Двигатель (тип, мощность)_____
Буровой насос ___ _____
Вышка (мачта), ее высота, м_____
Труборазворот_____
Длина свечи, м_____
Элеватор (тип)_____
Бурильные трубы_____

Проектная глубина скважины, м_____
Угол наклона к горизонту, град._____

Приложение

ГЕОЛОГО-ТЕХНИЧЕСКИИ НАРЯД (ГТН) НА БУРЕНИЕ СКВАЖИНЫ НА ТВЕРДОЕ ПОЛЕЗНОЕ ИСКОПАЕМОЕ

Скважина № _____

Геологическая часть					Техническая часть						Талевая оснастка	Осложнения в скважине и ликвидация		
		Характеристика горных пород				Буровой инструмент		Режим буре-ния						
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15

1 - номер слоя пород, 2 - проектная геологическая колонка, 3 - мощность слоя, м, 4 - проектная характеристика пород, 5 - категория пород по буримости, 6 - конструкция скважины, 7 - тип породоразрушающего инструмента, его диаметр(мм), 8 - тип колонкового набора, длина (м) и внешний диаметр (мм) колонковой трубы, 9 - осевая нагрузка, кН, 10 - частота вращения, мин$^{-1}$, 11 - расход очистного агента, л/мин, 12 - талевая оснастка, 13 - возможные осложнения в скважине, 14 - интервал глубины осложнений, м, 15 - метод и средства ликвидации осложнений.

Приложение 2

Организация _____
Проектная глубина скважины, м _____
Скважина начата _____
Скважина окончена _____
Скважина сдана в эксплуатацию с дебитом, $м^3/ч$ _____

Буровая установка_____
Буровой насос _____
Бурильные трубы _____
УБТ _____

ГЕОЛОГО-ТЕХНИЧЕСКИЙ НАРЯД
НА СООРУЖЕНИЕ ВОДОЗАБОРНОЙ СКВАЖИНЫ

Геологическая часть								Техническая часть									
№	Геологический разрез (колонна)	Порода (краткая характеристика)	Мощность слоя			Категория пород по буримости	Статический уровень (от поверхности), м	Понижение при откачке, м	Конструкция скважины	Тип, диаметр породоразрушающего инструмента	Режим бурения			Очистной агент		Тампонирование	Примечание
			от	до	всего						Осевая нагрузка, Н	Частота вращения, $с^{-1}$	Расход очистного агента, $л/с$	Вид очистного агента	Обработка реагентами		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18

Приложение 3

Министерство (ведомство)

_____

Наименование организации

_____

_____

(Дата начала бурения скважины)

Б У Р О В О Й Ж У Р Н А Л

Скважина № _____
Буровая установка _____

I. Оборудование

Наименование оборудования	Тип, марка	Инвентарный и заводской номера
Станок		
Насос		
Двигатель		
Вышка (мачта)		

II. Данные о пробуренной скважине

Глубина скважины на начало месяца, м _____
Глубина скважины на конец месяца, м _____
Диаметр породоразрушающего инструмента, мм _____

Буровой мастер _____

Содержание бурового журнала

Дата, № смены	Наименование выполнен-	Затрачено времени, час. мин.			Пробурено (обсажено), м			Поднято керна, м	Категория пород по бури-	Общая длина бурильной	Длина колонкового набора,	Рабочий замер, м								
		от	до	всего	от	до	всего					в в начале рейса	в конце рейса	осевая нагрузка, кН (кгс)	Частота вращения снаря-	Вид и количество промы-	Породоразрушающий ин-	Замечания машиниста бу-	Состав смены	Смену принял
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21

15. ОСНОВНЫЕ ПРАВИЛА ТЕХНИКИ БЕЗОПАСНОСТИ

Общие положения

1. Буровые работы должны выполняться в соответствии с утвержденными в установленном порядке проектами и в соответствии с «Правилами безопасности при геологоразведочных работах».

2. Пуск в эксплуатацию буровых установок (вновь построенных, разборных после переезда на новую точку, передвижных после ремонта) должен производиться после приемки их комиссией, назначаемой руководителями геологического предприятия, с составлением акта на готовность буровой к забурке в соответствии с требованиями вышеуказанных правил. В состав комиссии при приемке буровой установки для бурения скважины глубиной более 1500 м должен входить представитель местного органа Ростехнадзора.

3. Все рабочие, вновь принимаемые на буровые работы или переводимые с другой работы, должны пройти медицинский осмотр с учетом профиля и условий их работы. Принимать на работу лиц, состояние здоровья которых не соответствует условиям работы, запрещается.

4. Управление буровыми станками, а также обслуживание двигателей буровых установок, передвижных электростанций, насосов и др. оборудования должно производиться лицами, имеющими на это право, подтвержденное соответствующим документом (удостоверением).

Передавать управление и обслуживание механизмов и оборудования лицам, не имеющим на то прав, а также оставлять работающие механизмы (буровые станки, электростанции и др.), требующие присутствия людей, без присмотра запрещается.

5. Все рабочие, как вновь принимаемые, так и переводимые на другую работу, допускаются к выполнению работ только после прохождения обучения и сдачи экзаменов по технике безопасности применительно к профилю их работы, а направляемые на подземные работы, кроме того, должны быть обучены пользованию самоспасателями.

При внедрении новых технологических процессов и методов труда, при применении новых видов оборудования, инструментов и механизмов, а также при освоении новых правил и инструкций по технике безопасности рабочие должны пройти дополнительный инструктаж. Повторный инструктаж всех рабочих по технике безопасности должен проводиться не реже одного раза в полугодие.

Проведение обучения и повторного инструктажа должно быть зарегистрировано в «Книге регистрации обучения и инструктирования рабочих по технике безопасности».

Этот документ должен храниться у инженера по технике безопасности или у руководителя работ (начальника отряда, участка и т.д.).

6. Рабочие и инженерно-технические работники в соответствии с утвержденными нормами должны быть обеспечены и обязаны пользоваться индивидуальными средствами защиты: предохранительными поясами, касками, защитными очками, рукавицами, диэлектрическими ботами, перчатками, спецодеждой, спецобувью и другим имуществом соответственно профессии и условий работ.

Буровые работы

1. Работы по бурению скважины могут быть начаты только на законченной монтажом буровой установке при наличии геолого-технического наряда и после оформления акта о приемке её в эксплуатацию.

При бурении скважин глубиной до 300 м самоходными (передвижными буровыми установками) акт о приемке ее в эксплуатацию составляется перед началом полевых работ, после каждого капитального ремонта и расконсервации. В процессе эксплуатации самоходная буровая установка должна осматриваться машинистом установки при приеме и

сдаче смены, а буровым мастером – не реже одного раза в декаду с записью в «Журнале проверки состояния техники безопасности».

2. До пуска буровой установки должна быть тщательно проверена работа всех механизмов, состояние заземления электрооборудования, крепления ограждений, исправность механизма управления, совпадение оси вышки с центром скважины и т.д. Выявленные недостатки подлежат устранению до ввода буровой установки в эксплуатацию.

3. Буровой оборудование (станки, двигатели, насосы и т.д.) должно устанавливаться в соответствии с требованиями их эксплуатации и проектными схемами монтажа.

4. Буровая установка должна быть обеспечена средствами малой механизации (элеваторы, механизмы для свинчивания и развинчивания труб и пр.), а также приспособлениями и устройствами по технике безопасности (ограждения шпинделя, ограждения муфты и др.).

5. Оборудование, инструменты, полы, перила, лестницы буровых установок должны содержаться в исправности и чистоте.

6. При неисправности электрооборудования (чрезмерный нагрев, замыкание, искрение, дым и т.д.) необходимо отключить общий рубильник и вызвать специалиста электротехнического персонала.

7. В процессе ремонтных работ на полатях и кронблочной площадке рабочий инструмент должен привязываться. По окончании работы весь инструмент должен быть перенесен в отведенное для него место.

8. Буровой агрегат должен проверяться в начале смены машинистом буровой установки и периодически, но не реже одного раза в декаду, буровым мастером.

Результаты проверки должны заноситься в буровой журнал, а обнаруженные неисправности должны устраняться до начала работ.

9. Во время работы буровых запрещается:

а) переключать скорости лебедки и вращателя, а также переключать вращение с лебедки на вращатель и обратно до их полной остановки;

б) заклинивать рукоятки управления машин и механизмов;

в) пользоваться патронами шпинделя с выступающими головками зажимных болтов.

10. Во время спускоподъемных операций запрещается:

а) работать на лебедки с неисправными тормозами;

б) стоять в непосредственной близости от спускаемых (поднимаемых) труб и элеватора;

в) спускать трубы с недовернутыми резьбовыми соединениями;

г) производить быстрый спуск на всех уступах и переходах в скважине;

д) держать на весу талевую систему под нагрузкой или без нее при помощи груза, наложенного на рукоятку тормоза или путем ее заклинивания;

е) проверять или чистить резьбовые соединения голыми руками.

11. Запрещается охлаждать трущиеся поверхности тормозных шкивов водой, глинистым раствором.

12. Все операции по свинчиванию и развинчиванию сальника, бурильных труб и другие работы на высоте более 1,5 метров должны производиться со специальных полатей и площадок или переносных лестниц, огражденных перилами.

13. При кратковременных остановках бурения необходимо приподнять бурильные трубы на высоту, исключающую возможность их прихвата.

14. Подтягивание бурильных труб диаметром 63,5 м и выше от устья скважины к подсвечнику и обратно, а также к полатям верхового рабочего на расстояние не большее 0,7 м, должно осуществляться с помощью специальных приспособлений (крючка, захвата и др.).

15. Находящиеся на полатях крючки для подтягивания и установки свечей за палец должны быть привязаны.

16. Соединять и отвинчивать вертлюг-сальник от рабочей трубы следует только штанговыми ключами.

17. После окончания разведочных буровых работ на скважине необходимо:

а) засыпать все ямы и шурфы, оставшиеся после демонтажа буровой;

б) герметизировать устье скважины;

в) выровнять площадку.

18. Запрещается:

а) во время подъема бурильных труб очищать их непосредственно руками от глинистого раствора; очистка должна производиться механическим способом;

б) оставлять свечи не заведенными за палец полатей;

в) составлять свечи бурового инструмента такой длины, что при выполнении спускоподъемных операций верховой рабочий вынужден становиться на перила полатей или работать с лестниц;

г) перемещать в шпинделе бурильные трубы, а также свинчивать и развинчивать их во время его вращения;

д) поднимать бурильные, колонковые и обсадные трубы с приемного моста и спускать их при скорости движения элеватора, превышающей 1,5 м/с.

19. Для ограничения предельной высоты подъема элеватора (фарштуля, талевого блока) и предупреждения затягивания его в кронблок или подвесной блок, в вышке или мачте должен быть установлен противозатаскиватель или на подъемном канате в надлежащем месте должна быть нанесена ясно видимая метка.

20. Подкладная вилка должна иметь скобу для держания и загнутый кверху конец рукоятки.

21. При работе лебедкой с помощью рукоятки ручного подъема следует:

а) правильно сочетать действия рукояток ручного подъема и тормоза;

б) по прекращении работы немедленно снять со станка рукоятку подъема.

22. Перекрепление патронов шпинделя производится при выключенном вращателе и полной остановке шпинделя.

23. Разрешается свинчивание и развинчивание рабочего наконечника и извлечение керна из подвешенной колонковой трубы при соблюдении следующих условий:

а) труба удерживается на весу тормозом, управляемым буровым мастером; при этом для подвески трубы запрещается применять полуавтоматические элеваторы и фарштули;

б) если расстояние от нижнего конца трубы до пола не больше 0,2 м.

24. При извлечении керна из колонковой трубы запрещается:

а) поддерживать руками снизу колонковую трубу, находящуюся в подвешенном состоянии;

б) проверять рукой положение керна в подвешенной колонковой трубе.

25. При использовании полуавтоматических элеваторов необходимо:

а) проверять перед началом работы исправность их запоров, упорного подшипника подвесной головки, вращение подвесной головки;

б) содержать элеваторы и наголовники в чистоте;

в) производить операции, связанные с расхаживанием, перемещением и заменой бурового снаряда, только на фарштуле;

г) навертывать свечу при ослабленном канате;

д) поднимать элеватор по свече, без рывков, со скоростью, не превышающей второй скорости лебедки, но не более 1,5 с на прямом канате;

е) довертывать наголовники ключом или вилкой.

26. Запрещается применять полуавтоматические элеваторы при работе со свечами «на вынос».

27. Механизмы для свинчивания и развинчивания бурильных труб должны быть установлены на прочном основании, закреплены и отцентрированы по оси скважины и кронблока.

28. При свинчивании и развинчивании бурильных труб с помощью механизмов запрещается:

а) держать руками вращающуюся свечу;

б) вставлять или снимать вилки в прорези замка при включенном двигателе механизма;

в) пользоваться ведущими вилками с удлиненными рукоятками без защелок и с разработанными зевами, превышающими размеры прорезей в замках и ниппелях более чем на 2,5 мм;

г) откреплять сильно затянутые резьбовые соединения одновременно с помощью трубных ключей;

д) стоять в направлении усилия водила в начальный момент открытия резьбового соединения.

29. Перед спуском или подъемом колонны обсадных труб буровой мастер обязан лично проверить исправность вышки, оборудования, инструмента, КИП и состояние фундаментов. Обнаруженные неисправности должны быть устранены до начала спуска или подъема труб.

30. Секции колонны обсадных труб при их подъеме с мостков должны свободно проходить в буровую вышку.

31. В процессе спуска и подъема обсадных труб запрещается:

а) допускать свободное раскачивание секции колонны обсадных труб;

б) удерживать трубы от раскачивания непосредственно руками (для этого следует использовать мягкие стальной или пеньковый канаты);

в) спускать и поднимать трубы путем охвата их тросом.

32. Перед вращением прихваченной колонны труб вручную ключами и другими инструментами буровой мастер должен сначала выбрать слабину подъемного каната, а при вращении труб быть наготове в любой момент затормозить произвольное их опускание.

16. ОХРАНА ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ

В последние годы исследования, связанные с воздействием процессов бурения скважин на окружающую среду заметно активизировались. Эти исследования позволили выявить перечень источников негативного воздействия буровых работ на окружающую среду. Разработаны расчетные методики оценки выбросов и сбросов загрязняющих веществ во время буровых работ, загрязнение территории горного отвода буровых работ токсичными веществами и др.

16.1 Источники загрязнения и их воздействие на окружающую среду

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.

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 количественных 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, буровые шламы, буровые 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 воде и в виде паров, газов или аэрозолей в воздухе рабочей зоны приведены в табл. 16.1.

Таблица 16.1. **Характеристика вредных веществ, используемых при бурении скважин**

Реагент	Класс опасности	ПДК	
		в воде, мг/л	в воздухе, мг/м^3
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 сульфит - спиртовая барда (КССБ) порошкообразная	Не токсичная	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

Значительную токсичность имеют промывочные жидкости, содержащие твердую фазу, дизельное топливо и 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 вещества в выхлопных газах двигателей, загрязняющие атмосферный воздух, оксиды углерода (CO_2 и CO) и азота, углеводороды, сернистые газы и др.

При проведении буровых работ могут возникнуть следующие основные виды нарушений природной среды:

- загрязнение местности сточными водами, промывочной жидкостью и химическими реагентами, остатками ГСМ (химическому загрязнению 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, химическому загрязнению 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 вводятся в промывочную жидкость непосредственно или в составе 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 наиболь-

ший объем. Физико-химический состав их изменяется в широких пределах как на разных буровых, так и в процессе бурения одной и той же скважины.

16.2. Мероприятия по охране окружающей среды

Мероприятия по охране окружающей среды при бурении скважин подразделяются на организационные и технологические и сводятся к следующему:

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 этой связи 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 предусматриваю зону санитарной охраны (ЗСО). Обычно бывают два пояса ЗСО. Первый пояс: вокруг скважины ограждают территорию в радиусе не менее 30 м. Проект ЗСО разрабатывается проектной организацией и согласовывается 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 отсутствии опасных концентраций радиоактивных веществ;
- остатки неиспользованных изотопов, а также жидкость после промывки емкостей и насосов, подвергавшихся воздействию таких веществ, надо разбавить водой до безопасной концентрации и захоронить в специально отведенном месте.

3. В схемах рационального размещения бурового оборудования предусматриваются уменьшение земельного отвода и мероприятия по снижению загрязнения.

4. Среди направлений в части ресурсосбережения и снижения экологического ущерба рассматриваются 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:

- соответствующая организация транспортировки реагентов и готовых промывочных жидкостей;

- затаривание рассыпных реагентов, максимальное сохранение заводской упаковки, герметизация при перевозке реагентов и промывочных жидкостей, аккуратная погрузка и разгрузка;

- 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;

- своевременная химическая обработка промывочных жидкостей и их очистка, что позволяет дольше сохранять требуемое качество промывочных жидкостей, реже проводить их замену или вообще отказаться от таковой;

- организация 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;

- регенерация 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. 16.1.

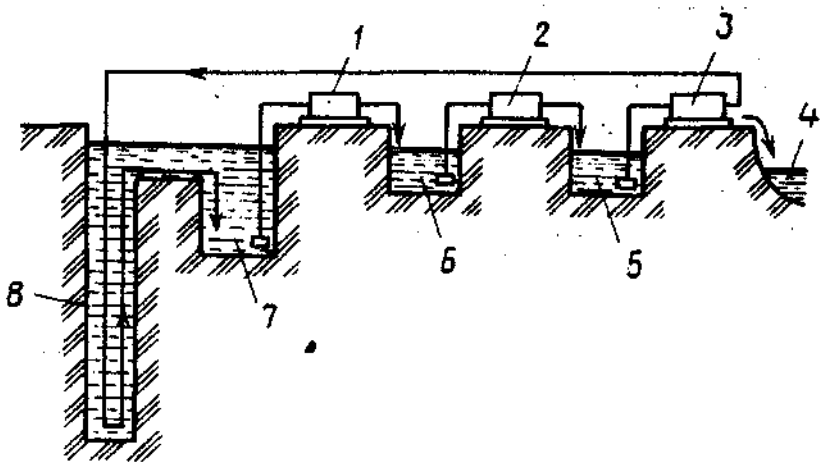


Рис. 16.1. Рециркуляционная схема осветления промывочной жидкости при разведочном бурении

Схема включает насосы 1, 2, 3, отстойники 5, 6, 7 и ствол скважины 8. Подача промывочной жидкости в скважину осуществляется насосом 3, из скважины она самотеком переливается в отстойник 7, а затем после отстаивания последовательно перекачивается в отстойники 6 и 5. После окончания бурения скважины вся промывочная жидкость перекачивается 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).

Снижение нарушаемых площадей земной поверхности при устройстве буровых площадок достигается 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; контейнерный сбор и вывоз выбуренной породы.

16.2.1. 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 и коммуникациями между буровой установкой и существующими транспортными сетями на сельскохозяйственных землях или лесных угодьях необходимо прокладывать по кратчайшим расстояниям с максимальным использованием имеющихся дорог. Предельные размеры земельных участков под инженерные коммуникации и дороги приводятся в табл. 16.2.

Таблица 16.2. **Размеры земельных участков (полос) под инженерные коммуникации и дороги**

Наименование	Ширина полосы, м	
	на период строительства	на период эксплуатации
1. Инженерные коммуникации:		
а) полоса земли для укладки одной нитки трубопровода в индивидуальной траншее:		
- водопровода	24	-
- газопровода	18	-
- трубопровода агрессивных пластовых вод	24	6
б) полоса земли для укладки инженерных коммуникаций по поверхности в коробе (водопровод и паропровод)	10/10*	3/10
в) полоса земли для укладки трубопровода по поверхности:		
- водопровод	6/6	3/6
- газопровод	6/6	3/6
- трубопровод агрессивных пластовых вод	6/6	3/6
2. Дороги (полоса отвода земли для дороги)	10/18	8/18

* В знаменателе указана полоса отвода под инженерные коммуникации в лесных массивах.

Оформление и отвод земельных участков проводится 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. Нормы площадей под буровые установки приводятся в табл. 16.3.

Таблица 16.3. **Нормы площадей под буровые установки и привышечные сооружения при разведочном бурении на твердые полезные ископаемые**

Тип	Марки	Нормы площади района, м^2	
		равнинного	горного
Самоходные	Буровые установки с дизельным приводом		
	УКБ 50/100, СПУ-100 с мачтой высотой 8,5 м	1175	2270
	УКБ 200/300 с мачтой высотой 12,6 м	1535	2600
	СВУД-СБА-500, УКБ-С-300/500 с мачтой высотой 13,5 м	1030	-
Передвижные	УКБ 50/100 с мачтой высотой 8 м	1175	2270
	УКБ 200/300 с мачтой высотой 12,7 м	1500	2240
	ЗИФ-650 М, СКБ-5 с мачтой высотой 22 м	3300	2450
	ЗИФ-1200 МР с вышкой высотой 24 м	4320	3200
	УКБ 300/500 с мачтой высотой 13,5 м	1080	1900
	УКБ 500/800 с мачтой высотой 19 м	2700	2300
	УКБ 1200/2000 с мачтой высотой 25,5 м	2800	2800
Буровые установки с электроприводом			
Самоходные	УКБ 12/25, УКБ 12/25с, УПБ-25, УКБ 50/100	50	-
	СПУ-100 с мачтой высотой 8,5 м	695	1400
	УКБ 200/300 с мачтой высотой 12,6 м	990	1760
Передвижные	УКБ 50/100 с мачтой высотой 8 м	695	1400
	УКБ 200/300 с мачтой высотой 12,7 м	925	1585
	ЗИФ-650М, СКБ-5 с мачтой высотой 22 м	2860	1750
	ЗИФ-1200МР с вышкой высотой 24 м	3460	2200
	УКБ 300/500 с мачтой высотой 13,5 м	1030	1450
	УКБ 500/800 с мачтой высотой 19 м	1450	1750
	УКБ 1200/2000 с мачтой высотой 25,5 м	2600	2200
Буровые установки с дизельным приводом для бурения скважин на воду			
Самоходные	УРБ-2А с мачтой высотой 16 м	1680	2580
	1БА-15В, УРБ-3АМ с мачтой высотой 18 м	2210	3100
Передвижные	УВБ 50М, АВБ-ТМ с мачтой высотой 8 м	545	1260
	УВБ-600 с мачтой высотой 22,5 м	2830	2800

С целью *сокращеняй потерь и ограничения поступлений в почву ГСМ* буровых установках монтируют насосы для заправки топливом двигателей, а также устанавливают тару (противни) под дизели для сбора ГСМ. После окончания 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 одна размещается под подвышенным постаментом непосредственно на настиле, а вторая - в насосном сарае под настилом. Отработанные масла отводят в емкости по коллектору, от емкости к причальной площадке прокладывают трубопровод, который заканчивается вен-

тилем 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 после окончания буровых работ, с последующей передачей их по актам землепользователям. Даже несущественный 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, включаются следующие работы:

- до начала строительно-монтажных работ снимается почвенный (плодородный) слой и складируется на отдельной площадке;
- ликвидируется фундамент после демонтажа бурового оборудования;
- освобождается оставшаяся в емкостях и отстойниках промывочная жидкость и шлам горных пород;
- ликвидируются загрязнения почвы горюче-смазочными и другими вредными для почвы и растений материалами;
- планировка 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 и загрязнит плодородный слой 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.

16.2.2. Охрана подземных вод

Под охраной подземных вод понимается система мер, направленных на предотвращение последствий загрязнения подземных вод промывочной жидкостью, химреагентами, БСВ и т.д. и распространения загрязнения.

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 должен вестись геологическими организациями в сроки, согласованные с органами Госсанинспек-

ции. 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 и включает отстаивание, центрифугирование и фильтрацию. Он позволяет удалять из сточных вод нерастворимые примеси различной степени дисперсности.

Относительно высокой производительностью, компактностью и простотой конструкции обладает гидроциклонный способ очистки БСВ. БСВ, которые собираются в емкость, с помощью центробежного насоса направляются для очистки в гидроциклон. При этом твердые частицы по желобу отводятся в контейнер, а очищенная жидкость вновь направляется в емкость. Давление на входе в гидроциклон регулируется задвижкой и контролируется с помощью манометра. После рециркуляции в течение 10-15 мин с помощью задвижки очищенная вода направляется для повторного использования.

Известны результаты очистки промышленных сточных вод от взвешенных частиц и нефти с помощью гидроциклонов. Основные преимущества гидроциклонного способа очистки состоят в относительно высокой производительности, компактности и простоте конструкции. Схема гидроциклонной установки для очистки буровых сточных вод, согласно которой БСВ собираются в емкость 1 объемом 2-3 м^3, представлена на рис. 16.2.

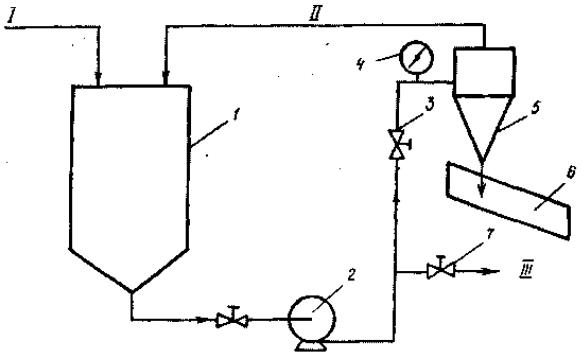


Рис. 16.2. Схема гидроциклонной установки для очистки буровых сточных вод

I - буровые сточные воды; II - очищенная жидкость; III - на повторное использование

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 регулируется задвижкой 3 и контролируется с помощью манометра 4. после рециркуляции в течение 10-15 мин с помощью задвижки 7 очищенная вода направляется для повторного использования.

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 гидроциклона. 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. Од-

нако 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 должны 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.

16.2.3. Охрана недр и окружающей среды при разработке проекта на строительство скважин

В этом разделе проекта приводятся 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. Приводятся обоснования и расчет технических средств для осуществления этих мероприятий.

Согласно СНиП 11.01-95 «Инструкция о порядке разработки, смогласования, утверждения и составе проектной документации на строительство предприятий, зданий и сооружений» в составе проектной документации должен разрабатываться 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 разрабатываются 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

$$C_{ст} = \frac{\gamma Q}{q}(C_{ПДК} - C_p) + C_{ПДК}, \qquad (16.1)$$

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 устанавливаются 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 ПДВ. Значение ПДВ (г/с) для одиночного источника с круглым сечением устья для каждого ЗВ рассчитывается по формуле

$$ПДВ = \frac{(ПДВ - (ф)H^2}{A \cdot F \cdot m \cdot n \cdot \eta} \sqrt[3]{V_1 \Delta T}, \qquad (16.2)$$

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 часов; η - безразмерный коэффициент, учитывающий влияние рельефа местности (обычно равен 1), Zф – фоновая концентрация загрязняющего вещества.

Состав проектной документации по восстановлению (рекультивации) земельного участка, охране недр и животного мира определяется с учетом требований нормативных актов, утвержденных в соответствии с действующими законами о недрах, по охране и использовании животного мира и положениями по восстановлению земель, нарушенных при разработке месторождений полезных ископаемых, проведении геологоразведочных, строительных и иных работ, а также с учетом других нормативных документов, утвержденных в установленном порядке.

Предусматриваются объемы работ по рекультивации земельного участка и использованию плодородного слоя почвы. При биологическом этапе проводятся 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.

16.2.4. Основные законодательные и подзаконные акты по охране окружающей среды

Основным законодательным актом, определяющим в целом принципы охраны природной среды, является Конституция (Основной закон) РФ. Ниже приводится 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.:

- ФЗ «Водный кодекс Российской Федерации» № 73-ФЗ от 03.06.2006 г.,

- земельный кодекс РФ 28.09.2001 г.,

- законы РСФСР: «О недрах» 04.05.92 г.; «О плате за землю» 11.11.91 г.; «Об охране атмосферного воздуха» 14.07.82 г.; «Об охране окружающей природной среды» 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 года» от 16.03.90 г. №93. «Об утверждении на 1991г. 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., Изд. Минздрава СССР

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Общим направлением развития техники, технологии и организации бурения на твердые, жидкие и газообразные полезные ископаемые являются механизация трудоемких операций, частичная и полная автоматизация производственных процессов, компьютеризация сбора и обработки информации, оптимизация технологических режимов бурения и управления буровыми работами с применением кибернетических систем.

Важную роль в развитии буровой техники будет играть освоение достижений современного материаловедения, особенно по мере освоения новых физических способов разрушения горных пород и технологий беструбного экологически чистого крепления скважин, освоением новейших металлических сплавов, синтетических и композиционных материалов (сверхтвердых, жаропрочных, химически стойких, не подверженных коррозии и др.).

Очень большое значение имеют разработка и освоение новых эффективных составов очистных агентов и тампонажных материалов, внедрение экологически безвредных или быстро разлагающихся химических реагентов для их обработки, в частности на биологической основе.

Вероятно, еще на долгие годы сохранится общая схема современного бурения с использованием бурильных труб. Поэтому, наряду с повышением надежности и расширением использования легкосплавных труб на основе алюминия, магния, титана, особенно важны совершенствование и освоение неразрушающих методов непрерывного контроля качества и состояния бурильных труб для их своевременной отбраковки.

В недалеком будущем должны найти применение новые эффективные способы вскрытия продуктивных горизонтов без заметного искажения естественных коллекторских свойств с применением газообразных агентов, пены, РУО и других буровых растворов, а также методы комбинированного гидродинамического, теплового, химического и биологического воздействия на низкодебитные или кольматированные коллекторы для восстановления утраченного или повышения имеющегося дебита водяных, нефтяных или газовых скважин.

При поисках и разведке месторождений полезных ископаемых, большое значение имеют подготовка к проведению буровых работ и правильное прогнозирование их результатов. В поисковом и разведочном бурении особо важное значение имеет опробование скважин. Увеличению информативности поискового и разведочного бурения способствуют совершенствование существующих и разработка новых геофизических методов исследований.

Большое значение приобретает создание компьютерных комплексов для получения геологической, геофизической и технологической информации с целью повышения точности и достоверности документирования геологического разреза, вскрываемого скважиной, и повышения оперативности и осведомленности в управлении процессом бурения.

Еще немало научных и технических проблем в области поискового и разведочного бурения ждут своего разрешения. Необходимость дальнейшего совершенствования бурового дела диктуется усложнением задач в связи с ростом глубин геологоразведочных работ и распространением их на акватории морей и океанов, а также повышением требований к качеству получаемой геологической информации.

Все большую актуальность приобретают фундаментальные научные исследования по изысканию новых, более эффективных способов сооружения скважин и разрушения горных пород на забое, которые пришли бы на смену традиционным способам механического бурения. При этом новые технические и технологические разработки в области бурения скважин должны проводиться с соблюдением правил безопасного ведения работ и норм экологической безопасности.

ЛИТЕРАТУРА

1. Алексеев Ю. Ф. Использование данных по механическим и абразивным свойствам горных пород при бурении скважин. — М.: Недра, 1968.

2. Афанасьев И. С, Блинов Г. Л., Пономарев П. П., Кукес А. И., Бухарев В. Н., Иванов О. В., Морозов Ю. Т., Осецкий А. И., Егоров Э. К., Егоров Н. Г. Справочник по бурению геологоразведочных скважин. — СПб.: ООО «Недра», 2000. — 712 с.

3. Боголюбский К. А., Соловьев Н. В., Букалов А. А. Практикум по курсу «Промывочные жидкости и тампонажные смеси с основами гидравлики». — М: МГРИ, 1991.

4. Бревдо Г.Д. Проектирование режимов бурения. — М.: Недра, 1988.

5. Будюков Ю. Е., Власюк В. И., Спирин В. И. Алмазный породоразрушающий инструмент. – Тула:ИПП «Гриф и К°», 2005. – 288 с.

6. Корнилов Н. И., Бухарев Н. Н., Киселев А. Т. и др. Буровой инструмент для геологоразведочных скважин. — М.: Недра, 1990.

7. Брылин В. И. Бурение скважин на россыпи: Учебное пособие. — Томск: изд. ТПУ, 2000.- 104 с.

8. Власюк В. И. Алмазное бурение из подземных горных выработок при разведке благородных и цветных металлов: Методические рекомендации. — М.: АОЗТ «Геоинформмарк», 1996. — 90 с.

9. Воздвиженский Б. И., Ребрик Б. М. В глубь земли. — М.: Недра, 1989. — 168 с.

10. Воздвиженский Б. И., Волков С. А., Волков А. С. Колонковое бурение. — М.: Недра, 1982.

11. Воздвиженский Б. И., Голубинцев О. Н., Новожилов А. А. Разведочное бурение. М.: — Недра, 1975.

12. Ганджумян Р. А. Практические расчеты в разведочном бурении. М.: Недра, 1986.

13. Зиненко В. П. Направленное бурение. — М.: Недра, 1990.

14. Исаев М. И., Пономарев П. В. Основы прогрессивной технологии алмазного бурения геологоразведочных скважин. — М.: Недра, 1975.

15. Ивачев Л. М. Промывочные жидкости и тампонажные смеси. — М.: Недра, 1987.

16. Калинин А. Г., Литвиненко В. С., Радин Н. И. Основы бурения нефтяных и газовых ин. — СПб.: Изд. Университета, 1996.

17. Калинин А. Г., Ошкордин О. В., Питерский В. М., Соловьев Н. В. Разведочное бурение: Учебник для вузов. — М: ООО «Недра-Бизнес-Центр», 2000. — 748 с.

18. Калинин А. Г., Левицкий А. З., Никитин Б. А. Технология бурения разведочных скважин на нефть и газ. — М.: Недра, 1998.

19. Калинин А. Г., Власюк В. И., Ошкордин О. В., Скрябин Р. М. Технология бурения разведочных скважин. – М.: Изд. Техника, 2004. – 528 с.

20. Калинин А. Г., Кульчицкий В. В. Естественное и искусственное искривление скважин. – Ижевск.: Институт компьютерных исследований, 2006.

21. Калиниченко О. И., Зыбинский П. В., Каракозов А. А. Гидроударные буровые снаряды и установки для бурения скважин на шельфе. – Донецк.: Изд. «Вебер», 2007. – 270 с.

22. Кирсанов А. Н., Зиненко В. П., Кардыш В. Г. Буровые машины и механизмы. М.:Недра, 1986.

23. Лачинян Л. А. Работа бурильной колонны. — М.: Недра, 1992.

24. Любимов Н. И., Носенко Л. И. Справочник по физико-механическим параметрам горных пород рудных районов. — М.: Недра, 1978. — 285 с.

25. Минаков В. М., Макаров Б. П. и др. Практическое руководство для бурения скважин на россыпных месторождениях. — М: ООО «Геоинформцентр», 2002.

26. Морозов Ю. Т. Методика и техника направленного бурения скважин на твердые полезные ископаемые. — Л.: Недра, 1987.

27. Пономарев П. П., Каулин В. А., Власюк В. И. Технические средства и технологии отбора керна высокого качества при бурении скважин. М.: «Геоинформцентр», 2003. – 116 с.

28. Ржевский В. Б., Новик Г. Я. Основы физики горных пород: Учебник для вузов. – М.:Недра, 1984. – 359 с.

29. Рябчиков С. Я., Мамонтов А. П., Власюк В. И. Повышение работоспособности породоразрушающего инструмента методом криогенной обработки и радиационного облучения. – М.:ЗАО «Геоинформмарк», 2001 – 92 с.

30. Соловьев Н. В. Промывка скважин жидкостями с поверхностно-активными антифрикционными и полимерными добавками. — М.: МГРИ, 1983.

31. Соловьев Н. В., Чихоткин В. Ф., Богданов Р. К., Закора А. П. Ресурсосберегающая технология алмазного бурения в сложных геологических условиях. — М.: ВНИИОЭНГ, 1997.

32. Соловьев Н. В., Кривошеев В. В., Башкатов Д. Н. и др. Бурение разведочных скважин. – Москва.: Высшая школа, 2007. – 904 с.

33. Сулакшин С. С. Способы, средства и технология получения представительных образцов пород и полезных ископаемых при бурении геологоразведочных скважин: Учебник для вузов. - Томск: ЗАО «Издательство научно-технической литературы», 2000. — 284 с.

34. Справочник инженера по бурению геологоразведочных скважин: В 2-ух томах. / Под общей ред. Е. А. Козловского. — М.: Недра, 1984. — Т. 1.

35. Справочник по бурению скважин на воду. Под общей редакцией Д. Н. Башкатова. – М.: Недра, 1979.

36. Сулакшин С. С. Бурение геологоразведочных скважин. — М.: Недра, 1994.

37. Турчанинов И. А., Медведев Р. В., Панин В. А. Современные методы определения физических свойств горных пород. — М.: Недра, 1967.

38. Храменков В.Г. Контроль и автоматизация технологических процессов при бурении геологоразведочных, нефтяных и газовых скважин. – Томск. : Изд. ТПУ, 2004. – 300 с.

39. Шамшев Ф. А., Тараканов С. Н., Кудряшев Б. В. и др. Технология и техника разведочного бурения. — М.: Недра, 1983.

Приложение

Таблица 1

Перевод градусов в радианы

Угол, градус	Дуга, рад	Угол, градус	Дуга, рад	Угол, гра-дус	Дуга, рад
1	0,0175	31	0,5411	61	1 .0647
2	0,0349	32	0,5585	62	1,0821
3	0,0524	33	0,5760	63	1,0996
4	0.0698	34	0.5934	64	1.1 170
5	0,0873	35	0,6109	65	1.1345
6	0,1047	36	0.6283	66	1,1519
7	0,1222	37	0,6458	67	1,1694
К	0,1396	38	0,6632	68	1,1868
9	0.1571	39	0.6807	69	1,2043
10	0,1745	40	0.6981	70	1.2217
II	0.1920	41	0.7156	71	1,2392
12	0,2094	42	0,7330	72	1.2566
13	0,2269	43	0,7505	73	1.2741
14	0.2443	44	0.7679	74	1.2915
15	0.2618	45	0.7Я54	75	1.3090
16	0.2793	46	0,8029	76	1,3265
17	0,2967	47	0,8203	77	! ,3439
18	0,3142	48	0,8378	78	1,3614
19	0.3316	49	0,8552	79	1.3788
20	0,3441	50	0,8727	80	1,3963
21	0.3665	51	0.8901	81	1,4137
22	0.3840	52	0,9076	82	1.4312
23	0,4014	53	0.9250	83	1.4486
24	0,4189	54	0.9425	84	1,4661
25	0.4363	55	0,9599	85	1.4835
26	0,4538	56	0.9774	86	1.5010
27	0.4712	57	0,9948	87	1.5184
28	0,4887	58	1.0123	88	1,5359
29	0.5061	59	1,0297	89	1.5533
30	0.5236	60	1.0472	90	1,5708

Примечание. Длина дуги окружности радиуса, равного l – 1 рад (дуга, равная радиусу), соответствует углу 57°17′44,8″,1 = φ/А, где l – длина дуги, А – значение 1 рад, φ - значение данного угла.

Таблица 2

Показательные функции

x	e^x	e^{-x}	x	e^x	e^{-x}	x	e^x	e^{-x}
0	1,00	1.00	0,34	1,4049	0,7118	0,68	1,9739	0,5066
0,01	1,0101	0,9900	0,35	1,4191	0,7047	0,69	1,9937	0,5016
0,02	1,0202	0,9802	0,36	1,4333	0,6977	0,7	2,0138	0,4966
0,03	1,0305	0,9704	037	1,4477	0,6907	0,71	2,0340	0,4916
0,04	1,0408	0,9608	0,38	1,4623	0,6839	0,72	2,0544	0,4868
0,05	1,0513	0,9512	0,39	1,4770	0,6771	0,73	2,0751	0,4819
0,06	1,0618	0,9418	0,4	1,4918	0,6703	0,74	2,0959	0,4771
0,07	1,0725	0,9324	0,41	1,5068	0,6637	0,75	2,1170	0,4724
0,08	1,0833	0,9231	0,42	1,5220	0,6570	0,76	2,1383	0,4677
0,09	1,0942	0,9139	0,43	1,5373	0,6505	0,77	2,1598	0,4630
0,10	1,1052	0,9048	0,44	1,5527	0,6440	0,78	2,1815	0,4584
0,11	1,1163	0,8958	0,45	1,5683	0,6376	0,79	2,2034	0,4538
0,12	1,1275	0,8869	0,46	1,5841	0,6313	0,8	2,2255	0,4493
0,13	1,1388	0,8781	0,47	1,6000	0,6250	0,81	2,2479	0,4449
0,14	1,1503	0,8694	0,48	1,6161	0,6188	0,82	2,2705	0,4404
0,15	1,1618	0,8607	0,49	1,6323	0,6126	0,83	2,2933	0,4360
0,16	1,1735	0,8521	0,5	1,6487	0,6065	0,84	2,3164	0,4317
0,17	1,1853	0,8437	0,51	1,6653	0,6005	0,85	2,3396	0,4274
0,18	1,1972	0,8353	0,52	1,6820	0,5945	0,86	2,3632	0,4232
0,19	1,2092	0,8270	0,53	1,6989	0,5886	0,87	2,3869	0,4190
0,2	1,2214	0,8187	0,54	1,7160	0,5827	0,88	2,4109	0,4148
0,21	1,2337	0,8106	0,55	1,7333	0,5769	0,89	2,4351	0,4107
0,22	1,2461	0,8025	0,56	1,7507	0,5712	0,9	2,4596	0,4066
0,23	1,2586	0,7945	0,57	1,7683	0,5655	0,91	2,4843	0,4025
0,24	1,2712	0,7866	0,58	1,7860	0,5599	0,92	2,5093	0,3985
0,25	1,2840	0,7788	0,59	1,8040	0,5543	0,93	2,5345	0,3946
0,26	1,2969	0,7711	0,6	1,8221	0,5488	0,94	2,5600	0,3906
0,27	1,3100	0,7634	0,61	1,3404	0,5434	0,95	2,5857	0,3867
0,28	1,3231	0,7558	0,62	1,8589	0,5379	0,96	2,6117	0,3829
0,29	1,3364	0,7483	0,63	1,8776	0,5326	0,97	2,6379	0,3791
0,3	1,3499	0,7408	0,64	1,8965	0,5273	0,98	2,6645	0,3753
0,31	1,3634	0,7334	0,65	1,9155	0,5220	0,99	2,6912	0,3716
0,32	1,3771	0,7261	0,66	1,9348	0,5169	1	2,7183	0,3679
0,33	1,3910	0,7189	0,67	1,9542	0,5117			

Таблица 3

Часто применяющиеся постоянные величины

Наименование	Значение	Десятичный логарифм	Наименование	Значение	Десятичный логарифм
π	3,14	0,49715	$\sqrt[3]{\pi}$	1,464	0,16572
2π	6,28	0,79818	e	2,7183	0,43429
π:2	1.57	0.19612	1:e	0.638	1.56571
π:3	1,047	0,02003	e^2	7,389	0,86859
1:π	0,318	1,50825	$\sqrt{e}$	1,649	0,21715
1:2π	0,159	1,20182	$\sqrt[3]{e}$	1,395	0,14476
π^2	9,87	0,99430	1n10	2,30258	0,36222
2: π^2	19,74	1,29533	g	9,81	0,992
1: π^2	0,101	1,00570	g^2	96,236	1,983
$\sqrt{\pi}$	1,772	0,24&17	$\sqrt{g}$	3,132	0,496

Таблица 4

Перевод дюймов в миллиметры

Дюймы	0	1	2	3	4.	5	6	7	8	9
0	0	25,4	50,8	76,2	101,6	127	152,4	177,8	203,2	228,6
10	254	279,4	304,8	330,2	355,6	381	406,4	431,8	457,2	482,6
20	508	533,4	558,8	584,2	609,6	635	660,4	685,8	711,2	736,6
30	763	787,4	812,8	838,2	863,6	889	914,4'	939,8	965,2	990,6
40	1016	1041,4	1066,8	1092,2	1117,6	1143	1168,4	1193,8	1219,2	1244,6

Таблица 5

Плотность горных пород, 10^3 кг/м^3

Породы	Плотность	Породы	Плотность	Породы	Плотность
Изверженные (среднее значение)	2,6	Глинистый сланец	1,54-2,85	Глина свежая	1,65-2,85
Гранит	2,4-3,0	Известняк плотный	1,74-3,00	Ил	1,22
Габбро	2,85-3,12	Известняк ракушечник	1,3-1,6	Пуццолан	1,15-1,23
Гранодиорит	2,67-2,80	Мрамор	2,52-2,86	Песок сухой	1,14-1,65
Сиенит	2,63-2,90	Доломит	2,55-2,90	Песок влажный	1,7-1,90
Диабаз, базальт	2,7-3,3	Песчаник	1,6-2,77	Песок мокрый	1,95-2,65
Диорит	2,72-2,99	Каменный уголь	1,2-2,5	Туф	2,56
Норит	2,72-3,02	Бурый уголь	1,1-1,44	Гравий сухой	1,8-2,0
Перидотит	2,78-3,40	Графит натуральный	2,25	Гравий сырой	2,0-2,65
Тироксенит	3,1-3,4	Кремний	2-3,39	Земля глинистая	1,6
Ангидрит	2,78-3,00	Соль поваренная	2,08-2,2	Чернозем	0,81-0,84
Гипс	2,17-2,40	Глина сухая	1,25-1,52	Лёсс	0,75-1,6
Гнейс	1,2-2,0				

Таблица 6

Множители и приставки для образования десятичных кратных и дольных единиц и их наименований

Множитель, на который умножается единица	Приставка	Обозначение		Множитель, на который умножается единица	Приставка	Обозначение	
		русское	международное		русское	русское	международное
10^{12}	тера	Т	T	10^{-2}	(санти)	с	c
10^{9}	гига	Г	G	10^{-3}	милли	м	m
10^{6}	мега	М	M	10^{-6}	микро	мк	μ
10^{3}	кило	к	k	10^{-9}	нано	н	n
10^{2}	(гекто)	г	h	10^{-12}	пико	п	p
10^{1}	(дека)	Да	da	10^{-15}	фемто	ф	f
10^{-1}	(деци)	д	d	10^{-18}	атто	а	a

Таблица 7

Основные единицы величин и перевод их в СИ

Величина	Единица		Значения в единицах СИ
	Наименование	Обозначение	
1	2	3	4
Длина	Метр	м	м
Масса	Килограмм	кг	кг
Время	Секунда	с	с
Плоский угол	Радиан	рад	рад
Площадь	Квадратный метр	$м^2$	$м^2$
Объем	Кубический метр	$м^3$	$м^3$
Плотность	Килограмм на кубический метр	$кг/м^3$	$кг/м^3$
Скорость	Метр в секунду	м/с	м/с
Ускорение	Метр на секунду в квадрате	$м/с^2$	$м/с^2$
Угловая скорость	Радиан в секунду	рад/с	$\pi n/30$; $n = мин^{-1}$ (об/мин); об/мин = $\pi/30$ рад/с
Сила, сила трения, вес	Ньютон, килограмм-сила, грамм-сила	Н, кгс, гс	Н, 9,80665 Н ≈ 10 Н $9{,}80665 \cdot 10^{-3}$ Н≈ $1 \cdot 10^{-2}$
Давление, механическое нагружение	Тонна-сила,	тс,	$9{,}80665 \cdot 10^{3}$Н= $1 \cdot 10^{4}$ Н= 10 кН,
	дина, паскаль, килограмм-сила на квадратный метр, килограмм-сила на квадратный миллиметр, килограмм-сила на квадратный сантиметр. техническая атмосфера, физическая атмосфера, миллиметр водяного столба, миллиметр ртутного столба	дин, Па, $кгс/м^2$, $кгс/мм^2$ $кгс/см^2$, ат, атм, мм вод. ст., мм рт. ст.	$1 \cdot 10^{-5}$Н, Па, $Н/м^2$, 9,80665 Па ≈ 10 Па, $9{,}80665 \cdot 10^{6}$ Па ≈ 10 МПа, 9,80665 Па ≈ 0,1 МПа, 9,80665 Па ≈ 0,1 МПа, 101325 Па ≈ 0,1 МПа, 9,80665 Па ≈ 10 Па, 133,322 Па
Момент силы, момент пары сил	Ньютон-метр, килограмм-сила-метр	Н·м, кгс·м	Н·м, 9,80665 Н ≈ 10 Н
Работа, энергия, количество теплоты	Джоуль, килограмм-сила-метр.	Дж кгс·м	Дж 9,80665 Дж ≈ 10 Дж,

Продолжение табл. 7

1	2	3	4
	калория,	кал,	4,1868 Дж,
Мощность, тепловой поток	килокалория.	ккал,	4186,8 Дж,
	эрг,	эрг,	$1 \cdot 10^{-7}$Дж,
	лошадиная сила-час,	л.с-ч,	$2{,}6478 \cdot 10^{6}$ Дж,
	киловатт-час	кВт·ч	$3{,}6 \cdot 10^{6}$Дж
	Ватт,	Вт,	Вт,
	килограмм-сила-метр в секунду.	кгс/с,	9,80665 Вт,
	лошадиная сила,	л.с.,	735,499 Вт,
	эрг в секунду,	эрг/с,	$1 \cdot 10^{-7}$Вт,
	калория в секунду,	кал/с,	4,1868 Вт,
	килокалория в час	ккал/ч	1,163 Вт
Динамическая вязкость	Паскаль-секунда,	Па·с,	Па·с,
	килограмм-сила-секунда на квадратный метр.	кгс·с/м^2,	9,80665 Па·с = 10 Па·с,
	пуаз,	П,	0,1 Па·с,
	сантипуаз	сП	$1 \cdot 10^{-3}$Па·с = 1 мПа·с
Кинематическая вязкость	квадратный метр на секунду,	м^2/с,	м^2/с,
	стокс	Ст	10^{-4} м^2/с
Термодинамическая температура	Кельвин,	К,	К,
	градус Цельсия*	°С	T= t + 273,15 (T— температура, К; t — температура, °С)

*'Единица, допускаемая наравне с единицей СИ.

Основные обозначения

A - работа, Дж;
α — температуропроводность, $м^2/с$;
c — теплоемкость, Дж/кг;
D, d — диаметры, м;
E — модуль упругости, Па; удельная энергия;
G— модуль сдвига, $Н/м^2$; массовый расход, кг/с; вес, Н;
g — ускорение силы тяжести, $м/с^2$;
H, h — конечная глубина и текущая координата по вертикали, вертикальный размер, м;
I — экваториальный момент инерции площади поперечного сечения тела трубы, $м^4$;
K, k — коэффициент;
L, l — длина, м;
$М_{кр}$ — крутящий момент, передаваемый бурильной колонне;
m — масса, кг;
N — мощность, Вт;
n — частота вращения, $мин^{-1}$ ($с^{-1}$), об/мин (об/с);
θ — статическое напряжение сдвига, Па;
λ — безразмерный коэффициент гидравлического сопротивления; коэффициент теплопроводности, Вт/(м°С);
μ — коэффициент Пуассона; динамическая вязкость, Па·с;
ν— кинематическая вязкость, $м^2/с$;
ξ — коэффициент бокового распора (передачи горного давления);
ρ — плотность твердых тел, жидкостей, газа и ГЖС, $кг/м^3$;
σ — прочность (напряжение), Па;
$\sigma_т$ — предел текучести материала трубы, МПа;
τ — касательное напряжение, Па;
φ — угол, градус;
ω — угловая скорость вращения, м/с;
$Р_д$ — осевая нагрузка на долото, кН;
$Р_{уа}$ — удельная нагрузка, Н/см;
p — давление, Па;
Q— объемный расход, $м^3/с$;
q — вес (масса) единицы длины труб, Н/м (кг/м);
R — газовая постоянная, Дж/(кг·К);
r — радиус, м;
S_0 — площадь (площадь сечения трубы), м;
T— температура, К, °С;
t— время, с;
u — скорость движения шлама, м/с;
$v_м$ — механическая скорость проходки, м/с (м/ч);
V — объем, $м^3$;
W — влажность, %;
$W_р$— осевой (полярный) момент сопротивления площади поперечного сечения труб, $м^3$;
γ— удельный вес, $Н/м^3$;
Δ — прирост, перепад

Латинский алфавит

Печатные буквы	Рукописные буквы	Название	Печатные буквы	Рукописные буквы	Название
A a	*𝒜 𝒶*	а	N n	*𝒩 𝓃*	эн
B b	*ℬ 𝒷*	бэ	O o	*𝒪 ℴ*	о
C c	*𝒞 𝒸*	цэ	P p	*𝒫 𝓅*	пэ
D d	*𝒟 𝒹*	дэ	Q q	*𝒬 𝓆*	ку
E e	*ℰ ℯ*	э	R r	*ℛ 𝓇*	эр
F f	*ℱ 𝒻*	эф	S s	*𝒮 𝓈*	эс
G g	*𝒢 ℊ*	гэ	T t	*𝒯 𝓉*	тэ
H h	*ℋ 𝒽*	аш	U u	*𝒰 𝓊*	у
I i	*ℐ 𝒾*	и	V v	*𝒱 𝓋*	вэ
J j	*𝒥 𝒿*	йот	W w	*𝒲 𝓌*	дубль вэ
K k	*𝒦 𝓀*	ка	X x	*𝒳 𝓍*	икс
L l	*ℒ 𝓁*	эль	Y y	*𝒴 𝓎*	игрек
M m	*ℳ 𝓂*	эм	Z z	*𝒵 𝓏*	зет (дзет)

Греческий алфавит

Печатные буквы	Рукописные буквы	Название	Печатные буквы	Рукописные буквы	Название
A α	*A α*	альфа	N ν	*N ν*	ню
B β	*B β*	бета	Ξ ξ	*Ξ ξ*	кси
Γ γ	*Γ γ*	гамма	O o	*O o*	омикрон
Δ δ	*Δ δ*	дельта	Π π	*Π π*	пи
E ε	*E ε*	эпсилон	P ρ	*P ρ*	ро
Z ζ	*Z ζ*	дзета	Σ σ ς	*Σ σ ς*	сигма
H η	*H η*	эта	T τ	*T τ*	тау
Θ ϑ θ	*Θ ϑ θ*	тэта	Y υ	*Y υ*	ипсилон
I ι	*I ι*	йота	Φ φ	*Φ φ*	фи
K κ	*K κ*	каппа	X χ	*X χ*	хи
Λ l	*Λ l*	лямбда	Ψ ψ	*Ψ ψ*	пси
M μ	*M μ*	мю	Ω ω	*Ω ω*	омега

С О Д Е Р Ж А Н И Е

Предисловие . . . . . .

1. Общие сведения о бурении скважин

1.1. Краткие исторические сведения о бурении . . . . . .

1.2. Основные понятия о бурении скважин . . . . . .

1.3. Классификация буровых скважин и область их применения. . . . . .

1.4. Буровые скважины как основная составляющая геологоразведочных систем . . . . . .

.

2. Основы механики разрушения горных пород . . . . . .

2.1. Основные понятия механики разрушения пород . . . . . .

2.2. Измерение физико-механических свойств горных пород . . . . . .

2.3. Физико-механические свойства горных пород . . . . . .

2.4. Классификация горных пород. . . . . .

2.5. Виды разрушения горных пород при бурении . . . . . .

3. Бурение с отбором проб. . . . . .

3.1. Общие сведения о разведочном бурении . . . . . .

3.2. Технологии бурения с отбором проб . . . . . .

3.2.1. Бурение твердосплавными коронками . . . . . .

3.2.2. Алмазное бурение . . . . . .

3.2.3. Ударно-вращательное бурение . . . . . .

3.2.4. Шнековое бурение . . . . . .

3.2.5. Вибрационное или виброударное бурение . . . . . .

3.2.6. Ударно-канатное бурение стаканами и грунтоносами . . . . . .

3.2.7. Бурение с гидротранспортом керна . . . . . .

3.2.8. Технологии отбора керна высокого качества . . . . . .

3.2.9. Практические результаты применения технических средств для отбора керна в различных комплексах горных пород . . . . . .

3.3. Системы долгосрочного хранения и изучения керна и другого каменного материала . . . . . .

4. Бурение скважин сплошным забоем . . . . . .

4.1. Алмазные долота . . . . . .

4.2. Шарошечные долота и расширители . . . . . .

4.3. Лопастные долота режущего типа . . . . . .

4.4. Опробование бескерновых скважин боковыми грунтоносами и бороздо-

выми опробователями . . . . . .
4.5. Отбор керно-шламовых проб . . . . . .
5. Очистные агенты . . . . . .
5.1. Назначение очистных агентов . . . . . .
5.2. Основные типы промывочных растворов . . . . . .
5.3. Свойства глинистых буровых растворов . . . . . .
5.4. Технологические параметры промывочных жидкостей и их контроль в процессе бурения . . . . . .
5.5. Материалы и реагенты для подготовки промывочных растворов . . . . . .
5.6. Естественные буровые растворы . . . . . .
5.7. Эмульсионные растворы и смазки . . . . . .
5.8. Приготовление и очистка глинистого раствора . . . . . .
5.9. Расчеты параметров промывочной жидкости . . . . . .
5.10. Бурение с продувкой . . . . . .
6. Технологии буровой разведки россыпных месторождений . . . . . .
6.1. Разведка россыпных месторождений с поверхности Земли . . . . . .
6.1.1. Ударно-канатное бурение . . . . . .
6.1.2. Вращательное бурение с отбором керна скважин небольшого диаметра . . . . . .
6.1.3. Бурение скважин установками комбинированного действия . . . . . .
6.1.4. Пневмоударное бурение скважин . . . . . .
6.1.5. Бурение скважин большого диаметра для разведки и заверки качества работ . . . . . .
6.1.6. Разведка буровыми комплексами с гидротранспортом керна . . . . . .
6.2. Разведка россыпных месторождений на шельфе . . . . . .
6.2.1. Способы бурения . . . . . .
6.2.2. Однорейсовое бурение скважин погружными автономными установками . . . . . .
7. Бурение скважин на воду . . . . . .
7.1. Вскрытие водоносных горизонтов и оборудование скважин фильтрами при вращательном бурении . . . . . .
7.2. Методы разглинизации стенок скважин . . . . . .
7.3. Исследования в скважинах и средства для откачки воды . . . . . .
8. Инструмент и оборудование для разведочного бурения . . . . . .
8.1. Состав бурового инструмента . . . . . .
8.2. Бурильная колонна . . . . . .

8.3. Прочностной расчет бурильных колонн . . . . . .
8.4. Обсадные трубы . . . . . .
8.5. Вспомогательный инструмент для бурильных и обсадных труб . . . . . .
8.6. Упрочнение породоразрушающего инструмента
8.7. Буровые технологические установки и комплексы . . . . . .
8.8. Общие характеристики и классификация буровых установок . . . . . .
8.9. Буровые станки и насосы . . . . . .
8.10. Оборудование для спускоподъемных операций . . . . . .
8.11. Силовой привод бурового оборудования . . . . . .
9. Бурение разведочных скважин на нефть и газ . . . . . .
9.1. Условия работы буровых долот . . . . . .
9.2. Бурильная колонна . . . . . .
9.3. Роторное бурение . . . . . .
9.4. Турбинное бурение . . . . . .
9.5. Реактивно-турбинное бурение . . . . . .
9.6. Бурение винтовыми (объемными) двигателями . . . . . .
9.7. Бурение электробуром . . . . . .
9.8. Режим бурения . . . . . .
9.9. Наземные сооружения и буровое оборудование. . . . . .
9.10. Исследование продуктивных пластов. . . . . .
10. Искривление скважин. Бурение направленных, многоствольных и кустовых скважин . . . . . .
.
10.1. Естественное искривление скважин . . . .
10.2. Бурение направленных и многоствольных скважин . . . . . .
10.3. Технология и технические средства искусственного искривления и бурения многоствольных скважин . . . . . .
10.4. Технология и технические средства бурения с отбором ориентированного керна (кернометрия) . . . . . .
11. Аварии и осложнения в скважинах, их предупреждение и ликвидация . .
11.1. Аварии и осложнения . . . . . .
11.2. Противоаварийных инструмент . . . . . .
11.3. Технологии ликвидации аварий и осложнений . . . . . .
11.3.1. Ликвидация аварий с бурильными и обсадными трубами . . . . . .
11.3.2. Тампонирование скважин . . . . . .

12. Технические средства контроля параметров бурового процесса и состояния оборудования и инструментов (по В.Г. Храменкову) . . . . . .
12.1. Аппаратура для контроля параметров процесса бурения . .
12.2. Аппаратура контроля показателей бурения скважин . . . . . .
12.3. Комплексная апаратура для контроля технологических и технико-экономических показателей процесса бурения. . . . . .
12.4. Неразрушающий контроль бурового оборудования и инструмента. . . . . .
13. Основные показатели бурения, оценка эффективности применения прогрессивных способов бурения . . . . . .
14. Организация буровых работ и техническая документация . . . . . .
15. Основные правила техники безопасности . . . . . .
16. Охрана окружающей среды . . . . . .
Заключение . . . . . .
Литература . . . . . .
Приложение . . . . . .