ВЫСШЕЕ ОБРАЗОВАНИЕ

А.Г.Калинин
О.В.Ошкордин
В.М.Питерский
Н.В.Соловьев

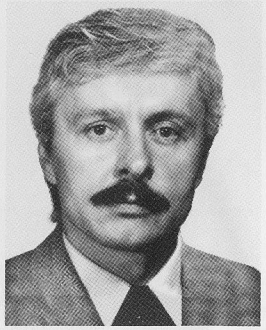
РАЗВЕДОЧНОЕ БУРЕНИЕ

НЕДРА



КАЛИНИН
Анатолий Георгиевич

Доктор технических наук, профессор, заслуженный деятель науки и техники РФ, академик РАЕН, почетный нефтяник России, руководитель Научного центра РАЕН по наклонному и горизонтальному бурению. Специалист в области технологии бурения и направленного бурения



ОШКОРДИН
Олег Владимирович

Доктор технических наук, член-корреспондент РАЕН, заведующий кафедрой технологии и техники разведки МПИ Уральской государственной горно-геологической академии. Специалист в области технологии и техники разведки МПИ



ПИТЕРСКИЙ
Владимир Михайлович

Доктор технических наук, профессор, вице-президент и академик РАЕН, заслуженный деятель науки и техники РФ, почетный разведчик недр, начальник Департамента природопользования и охраны окружающей среды аппарата Правительства РФ. Специалист в области технологии и геологоразведочного бурения



СОЛОВЬЕВ
Николай Владимирович

Доктор технических наук, профессор, член-корреспондент РАЕН, заведующий кафедрой разведочного бурения Московской государственной геологоразведочной академии. Специалист в области технологии и техники разведки МПИ

А.Г.Калинин
О.В.Ошкордин
В.М.Питерский
Н.В.Соловьев

РАЗВЕДОЧНОЕ БУРЕНИЕ

Рекомендовано
Министерством образования Российской Федерации
в качестве учебника
для студентов высших учебных заведений,
обучающихся по специальности "Технология и техника разведки месторождений полезных ископаемых "

Москва Недра 2000

УДК 622.143(075.8)
ББК 33. 131
К 17

Книга выпущена при содействии Министерства природных ресурсов России

Рецензенты: кафедра бурения на нефть и газ РГУ НГ им. И.М. Губкина; д-р техн. наук *В.И. Власюк*

Калинин А.Г., Ошкордин О.В., Питерский В.М., Соловьев Н.В.

К 17 Разведочное бурение: Учеб. для вузов. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2000. – 748 с.: ил.
ISBN 5-8365-0039-8

Кратко изложены основы механики горных пород. Приведены основные сведения о технических средствах и оборудовании для бурения геологоразведочных скважин. Большое внимание уделено проблемам технологии бурения, промывке и креплению скважин, вскрытию и исследованию продуктивных пластов и залежей, геофизическим исследованиям в стволе скважин, вопросам естественного и искусственного искривления скважин. Описано бурение мелких скважин. Рассмотрены особенности бурения на воду. Освещено роторное бурение и бурение забойными двигателями на нефть и газ. Описаны специальные работы в скважинах. Включены материалы по организации работ в бурении, а также по технике безопасности ведения буровых работ и экологии.

Для студентов геологоразведочных вузов и факультетов.

ISBN 5-8365-0039-8

© А.Г. Калинин, О.В. Ошкордин, В.М. Питерский, Н.В. Соловьев, 2000
© Оформление. ООО «Недра-Бизнесцентр», 2000

Светлой памяти Бориса Ивановича Воздвиженского посвящается

К 100-летию со дня рождения

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.

В этом случае разведочное бурение является важнейшим средством поисков и разведки всех видов полезных ископаемых. В связи с этим будущие специалисты по поискам и разведке должны хорошо знать основы бурового дела и владеть различными способами бурения скважин, которые связаны с геологоразведочными работами.

Так как в настоящее время около 70 % всех скважин бурятся направленно, специалистам очень важно знать причины и закономерности искривления скважин, методы направленного и многозабойного бурения. Важно также знать технологию взятия представительных проб из скважин. Поэтому в данном учебнике основное место уделено изучению именно колонкового бурения. Другие способы бурения (ударно-канатное, роторное, бурение забойными двигателями) представлены в сокращенном варианте.

Последний прекрасный учебник был издан в 1979 г. авторским коллективом во главе с крупнейшим ученым и педагогом в этой области профессором Б.И. Воздвиженским.

Но за это время произошли большие перемены в технологии и технике ведения буровых работ в геологоразведке, изменились технологические приемы и методика проведения

разведочных работ. Поэтому остро назрела необходимость издания нового учебника по разведочному бурению.

Необходимо также учитывать и новые учебные программы этого курса, утвержденные Министерством образования России. Так как учебные планы в различных вузах имеют некоторые особенности, то в новом учебнике достаточно полно отражено содержание основного курса по бурению скважин при поисках и разведке твердых полезных ископаемых. Кроме того, в учебник включены разделы, содержащие теоретические основы процесса бурения, вопросы направленного бурения и особенно техники и технологии бурения разведочных скважин на жидкие и газообразные полезные ископаемые.

Кафедры разведочного бурения МГГА и УГГГА обобщили имеющийся в технической литературе (брошюры, книги, справочники, учебники и учебные пособия) обширный материал по колонковому бурению с тем, чтобы создать новый учебник, который отвечал бы современным требованиям обучения.

Авторы приносят благодарность сотрудникам кафедр разведочного бурения МГРИ и техники разведки УГГГА, а также проф. А.М. Яковлеву, доц. В.А. Ишутину, И.Ф. Глумову и Н.В. Милитенко за ценные советы и помощь, оказанную при работе над книгой.

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

1 ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О РАЗВИТИИ ТЕХНОЛОГИИ И ТЕХНИКИ БУРЕНИЯ СКВАЖИН

Бурение, как средство проникновения в глубь земной коры с целью ее изучения и добычи полезных ископаемых, использовалось человеком еще в древности. Самые первые шаги человеческой цивилизации были связаны с освоением минеральных богатств земных недр, которое невозможно без проходки разведочных и эксплуатационных скважин.

1.1. КРАТКИЕ ИСТОРИЧЕСКИЕ СВЕДЕНИЯ О БУРЕНИИ

Известный библейский эпизод с избавлением от жажды евреев, странствовавших по Синайской пустыне, можно с определенной долей оптимизма также объяснить использованием буровых работ для целей водоснабжения. Согласно тексту Библии источник прозрачной холодной воды хлынул из недр земных в том месте, куда ударил своим посохом пророк Моисей, возглавлявший исход евреев из тысячелетнего египетского рабства. Именно таким способом – с помощью специальных ударных штанг – бурят скважины для добычи воды и по сей день. Впрочем, библейская история далеко не единственное свидетельство использования буровых работ в древности. Она имеет многочисленные подтверждения.

Сохранились многочисленные гидрогеологические скважины-колодцы, пробуренные еще до нашей эры в долине реки Нил в Египте. Иногда эти памятники буровой технологии имеют высеченные на камне тексты, в которых указывается дата сооружения скважины. Некоторые из них продолжают снабжать людей водой в пустыне спустя более чем 2000 лет. Известны и технические средства, посредством которых

древними египтянами осуществлялось бурение скважин. Первоначально бурение скважин выполнялось грубыми каменными (кремнёвыми) долотами, крепившимися к деревянному шесту. С развитием металлургии на смену каменному долоту пришло металлическое сверло-зубило. Египтяне использовали для бурения ручное сверло-зубило. Найдены буровые инструменты, имеющие возраст 5000 лет.

Бурение скважин для добычи воды применялось и в древнем Китае, где буровая технология достигла высокой степени совершенства. Литературные источники следующим образом описывают технологию бурения в древнем Китае. Для разрушения горной породы на забое скважины использовались тяжелые металлические зубила, прикрепленные к бамбуковым шестам. С помощью пеньковых канатов буровой инструмент поднимался над забоем скважины и сбрасывался с высоты вниз. При падении на забой тяжелое долото дробило 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 древности Ли Пэн.

До настоящего времени существует и широко применяется на практике способ ударно-канатного бурения, схема реализации которого точно соответствует схеме технологии бурения древних китайцев.

Первая из известных на европейском континенте скважина была пробурена в 1126 г. на юге Франции в провинции Па-де-Кайес, известной так же как Артойс, отсюда пошло современное общее название самоизливающихся водозаборных скважин – артезианские скважины.

В 1818 г. по предложению физика Араго французское министерство земледелия учредило специальный фонд бурения скважин. В 1830 г. парижский буровой мастер Дегуссе пробурил в Туре артезианскую скважину глубиной 120 м. В 1833 г. муниципалитет Парижа начал бурение скважины на воду, которая к 1839 г. достигла глубины 492,5 м, после чего было выполнено крепление стенок скважины обсадными трубами, а затем продолжено ее бурение, и 26 февраля 1841 г. на глубине 548 м был вскрыт водоносный пласт, из которого вода хлынула фонтаном на высоту 33 м. Буровой мастер Мюло специальным королевским указом был награжден высшей наградой Франции – орденом Почетного Легиона. В 1855 г. в Париже была пробурена скважина глубиной 528 м с дебитом 15 000 $м^3$/сут.

Бурение скважин для добычи воды – наиболее распространенная область применения буровых работ в доиндустриальное время во многих странах мира. Однако отработанная при проходке гидрогеологических скважин технология постепенно распространялась и на решение других задач по добыче и разведке полезных ископаемых. Особенно заметно это проявилось в России, где бурение водоподъемных скважин в крепостях и городских кремлях Москвы (XV в.), Троице-Сергиевой лавры (1654 г.), Переславле-Залесском (1691 г.), Мценске (1669 г.), Белозере (1674 г.) сопровождалось скважинной добычи минеральных солей из подземных залежей. Соляные варницы упоминались еще в грамоте князя Святослава Олеговича, которая была пожалована им Софийскому собору в 1137 г. Известен первый рукописный русский учебник по технологии бурения скважин для разведки и добычи каменной соли – «Роспись как зачать делать новую трубу на новом месте». Написанный в XVII в. этот свод правил обобщил многовековую практику бурения скважин в России. В нем подробно описаны буровой инструмент, его установка и приемы бурения; приведены рекомендации по методике взятия проб грунта и рассолов, сведения о способах ликвидации аварий, 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 содержится 128 специальных буровых терминов русского происхождения и не содержится ни одного иностранного термина. В дополнительной тетради, приложенной к Росписи, приводились описания наиболее удачно пробуренных скважин и отмечалось, в частности, что одна из скважин («труб», как они именуются в руководстве) достигла глубины 88 саженей (~ 188 м).

В XVII в. в Русском государстве было уже много высококлассных специалистов по бурению. Их приглашали то на один, то на другой соляной промысел для проходки буровых скважин. История сохранила имена Анисима Тарасова из Старой Руссы, Николая Жигулева из Тотьмы и др.

Качественный скачок в технологии бурения был связан с первой промышленной революцией – началом эпохи индустриализации, что обусловило использование паровых машин, двигателей внутреннего сгорания и электродвигателей высококачественных конструкционных сталей и твердых сплавов, новых химических реагентов и новых способов разрушения горной породы.

К середине XIX в. в разных частях России были пробуре-

ны десятки глубоких скважин, решавших разнообразные задачи.

Резкое увеличение объемов геологоразведочных работ, сопровождавшееся ростом промышленности и прежде всего тяжелой индустрии, а также большие масштабы месторождений, вовлекаемых в производственный процесс, потребовали существенного пересмотра методов поисков и разведки месторождений полезных ископаемых. Появились новые системы разведки, основным элементом которых были сети буровых скважин. Взамен дорогостоящих и малопроизводительных горно-разведочных работ при разведке твердых полезных ископаемых все в больших объемах стало применяться бурение. Изменился и характер технологических задач буровых работ: обеспечение полноты и достоверности вещественного опробования полезного ископаемого, формирование необходимых условий для постановки в глубине недр геофизических исследований, поддержание заданных параметров пространственных сетей – новые задачи существенно изменили содержание технологии бурения, обогатили ее новыми техническими средствами и приемами работы. Очень большое влияние на развитие средств и способов бурения оказали успехи нефтяной геологии, в результате чего бурение стало главным средством поисков, разведки и добычи нефти и природного газа.

В 1889 г. Г.Д. Романовский впервые в России использовал паровую машину для проходки скважины в г. Подольске. В 1897 г. в Крыму при помощи паровой машины им была пробурена скважина глубиной 790 м.

Преимущества, обеспечиваемые применением буровых работ при освоении недр, позволили крупным горнорудным компаниям США, Австралии, Южной Африки, Европы вкладывать значительные средства в развитие буровой техники и технологии. 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.

Главным достижением комплексной механизации буровых работ явилось создание большого класса новых механических систем, соответствующих уровню индустриального машинного производства – буровой техники.

Механический привод, позволивший использовать тепловую и электрическую энергию в бурении резко повысил скорости проходки скважин, в результате чего увеличилась производительность бурения. Последовательное совершенствование буровых механических систем решало главным образом задачу повышения надежности работы, улучшения регулирования параметров режима бурения и увеличения мощности, передаваемой на забой.

Первые буровые станки представляли собой чисто механические системы, в основных технических решениях которых использовались элементы металлообрабатывающих станков: шпиндель сообщал колонне бурильных труб вращение, а в качестве механизма подачи, создающего осевое усилие (нагрузку на забой), применялись дифференциально-винтовые, цепные и рычажные системы.

Впоследствии буровые станки стали оснащаться гидравлической подачей, системами плавного регулирования частоты вращения, вспомогательными механизмами. Постепенно буровой агрегат превратился в сложную электро-гидромеханическую систему с индивидуальным дизель-гидроэлектрическим приводом различных механизмов и электронными системами управления. Однако последовательное совершенствование поверхностного комплекса буровых машин и механизмов не могло решить всех технологических задач бурения.

Процесс буровой технологии во многом определяется созданием совершенных видов породоразрушающего инструмента, более эффективно воздействующего на забой скважины, а также забойного погружного оборудования и технологичных веществ, материалов и реагентов. Создание инструмента, оборудования и материалов практически неразрывно связано между собой, и все-таки можно выделить основные вехи или поворотные пункты в развитии каждого из этих ключевых элементов буровой технологии.

В развитии породоразрушающего инструмента могут быть отмечены следующие основные вехи:

1909 г. – появление шарошечного долота (США, инженер Хьюз), принципиально нового призабойного устройства – механизма, преобразующего вращательное движение корпуса долота в ударное высокочастотное воздействие на забой рабочих элементов – зубьев шарошек.

20-е годы XX в. – появление кольцевых буровых коронок, армированных твердосплавными резцами.

40-е годы XX в. – появление мелкоалмазных буровых коронок и долот – особого инструмента, рабочая часть которого представляет собой сравнительно мягкую металлокерамическую матрицу с запрессованными в ней мелкими кристаллами алмазов, разрушающими самые твердые породы.

С появлением мелкоалмазных коронок завершился целый

этап технологии бурения: прекратила существование одна из разновидностей механического вращательного бурения – дробовое бурение, при котором бурение наиболее крепких пород осуществлялось вдавливанием в поверхность забоя стальных и чугунных дробинок. Дробовое бурение было весьма трудоемким и малопроизводительным.

Породоразрушающий инструмент непрерывно совершенствуется, но принципиальные технические решения основных его типов остаются неизменными.

С первых шагов развития современной буровой технологии инженеры пытались решить задачу создания призабойного привода, позволяющего транспортируемую гидравлическую или электрическую энергию легко преобразовывать в разрушающее воздействие на горную породу непосредственно на забое скважины, сведя наземный комплекс буровых машин к силовым энергетическим гидро- или электроустановкам. Первые попытки решения этой задачи связывались с использованием энергии потока очистного агента, закачиваемого в скважину промывочными насосами. Так, русский инженер В. Вольский в 1900 г. предложил использовать явление гидравлического удара, возникающего при резком перекрытии потока жидкости в трубопроводе, для создания призабойного гидроударника – генератора ударных импульсов, разрушающих горную породу на забое. Посредством разработанного им гидроударника в начале XX в. на Кавказе было пробурено несколько глубоких скважин. Простую конструкцию высокочастотного гидроударника в 1949 г. предложил американский инженер Бэссинджер. И хотя надежды изобретателей гидроударных машин не оправдались в полной мере – они не смогли заменить механические системы поверхностного привода, но эти машины позволили существенно интенсифицировать процесс разрушения породы на забое и положили начало современной технологии гидроударного бурения.

Позже появились и нашли широкое применение на практике аналогичные пневмоударные машины, использующие энергию сжатого воздуха при бурении скважин с продувкой.

В 1923 г. русский инженер Капелюшников разработал и внедрил принципиально новую конструкцию забойного двигателя, использующего кинетическую энергию потока промывочной жидкости – турбобур. Так возникло турбинное бурение, являющееся до настоящего времени одним из эффективных способов проходки нефтяных и газовых скважин большого диаметра в горных породах невысокой твердости.

Расширение круга задач, решаемых средствами бурения, привело к возникновению в последние 50 лет разнообразных специальных скважинных снарядов. Это снаряды направленного бурения, позволяющие изменять направление трассы скважины в процессе бурения; специальные пробоотборники: эжекторные и пакерные снаряды, формирующие замкнутый поток циркуляции промывочной жидкости на забое и улавливающие частицы разбуриваемой породы с целью повышения точности опробования; двойные и тройные колонковые трубы, изолирующие пробу от разрушающих воздействий.

Разработка некоторых буровых снарядов привела к радикальному изменению общей схемы технологического процесса бурения. Созданные в конце 60-х – начале 70-х годов снаряды со съемными керноприемниками позволили бурить скважины без подъема породоразрушающего инструмента на поверхность; при этом пробы вещества (керна) периодически поднимаются на поверхность с помощью керноприемника, транспортируемого внутри колонны бурильных труб.

В 70-е – 90-е годы в практику буровых работ вошел высокопроизводительный способ бурения с гидротранспортом керна.

В настоящее время техника и технология бурения позволяет решать разнообразные задачи разведки и освоения минеральных ресурсов.

Прежде всего это поиски и разведка месторождений. Обеспечиваемая современными средствами глубина бурения – рядовые поисково-разведочные скважины достигают глубины 2–2,5 км – соответствует тому пределу, при котором возможна добыча твердых полезных ископаемых современными средствами. В нефтяном бурении нередки глубины скважин 5 км и более. В России с 70-х годов ведется бурение серии сверхглубоких скважин, первая из которых – Кольская сверхглубокая – к 1992 г. достигла рекордной глубины 12 263 м.

Средствами бурения в настоящее время ведется добыча полезных ископаемых методами скважинного выщелачивания – таким образом добывают медь из проницаемых медистых песчаников, редкоземельные элементы из древних кор выветривания, галогены из погребенных соленосных отложений.

Бурение используется в настоящее время и для проходки шурфов, шахтных стволов, а также вентиляционных и транспортных каналов на рудниках и шахтах.

Особую роль бурение играет и в обеспечении природоохранных работ и работ, связанных с обеспечением безопасной добычи полезных ископаемых подземным способом: проходкой

скважин вокруг горных выработок формируются гидравлические завесы и депрессионные воронки, осуществляется контроль режима движения и изменения состава подземных вод.

Чем дальше развивается человеческая цивилизация и чем больше возрастает потребность в минеральном сырье, тем большую актуальность приобретает развитие технологии бурения – важнейшего способа эффективного, ресурсосберегающего и наносящего минимальный ущерб окружающей природной среде, проникновения человека в глубь земных недр.

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.

Бурение скважин, как любая техническая отрасль знания, подразделяется на технику и технологию бурения.

Буровой скважиной называется цилиндрическая горная выработка, имеющая диаметр во много раз меньше ее глубины.

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 данного месторождения полезных ископаемых. Самой глубокой скважиной в мире, расположенной на территории России, является Кольская сверхглубокая скважина СГ-3, глубина которой достигает 12 250 м. Бурение скважин может производиться с заменой поверхности из подземных горных выработок, с поверхности водоемов (рек, озер, морей и океанов) и даже с поверхности других планет (например, с Луны).

ЭЛЕМЕНТЫ БУРОВОЙ СКВАЖИНЫ

К элементам буровой скважины относятся (рис. 1.1):

устье скважины 1 – начало скважины, т.е. место пересечения ее с земной поверхностью горной выработки;

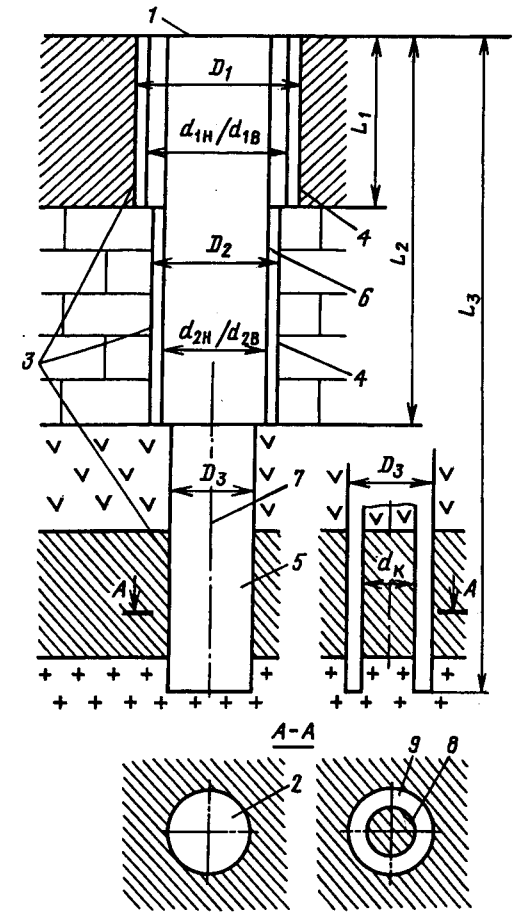


Рис. 1.1. Элементы буровой скважины:
1 – устье; *2, 9* – сплошной и кольцевой забой соответственно; *3* – стенки; *4* – обсадные колонны; *5, 6* – ствол скважины, соответственно не обсаженный и обсаженный трубами; *7* – ось скважины; *8* – керн; *9* – забой кольцевой; D_1, D_2, D_3 – диаметры интервалов скважины; $d_{1н}$, $d_{1в}$, $d_{2н}$, $d_{2в}$ – 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

забой скважины 2 – дно буровой скважины, перемещающийся в результате воздействия породоразрушающего инструмента на породу;

стенки скважины 3 – боковые поверхности буровой скважины;

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

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 углом к вертикали;

горизонтальные – направленные горизонтально;

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

восстающие наклонные – направленные под углом к вертикали вверх (из горных выработок).

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, возможного дебита и химического состава.

5. *Артезианские скважины* представляют собой разновидность гидрогеологических скважин, пробуренных на напорные пластовые воды.

Артезианские скважины получили свое наименование от древнеримского названия Артезия – провинция 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 геологической и геофизических съемок.

10. *Опорные скважины* бурят в пределах площадей, геологическое строение которых не охвачено бурением для геоло-

гической съемки, поисков, регионального изучения глубинного геологического строения, изучения рудоносности или нефтегазоносности глубоких горизонтов.

Вторая категория – эксплуатационные скважины, проводимые для извлечения из недр жидких (вода питьевая, минерализованная, нефть) и газообразных полезных ископаемых. К этой категории относятся следующие разновидности.

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

2. *Нефтяные и газовые скважины* предназначены для добычи нефти и газа.

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

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

5. *Геотехнологические скважины,* которые проходятся 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* предназначены 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, служат для замораживания водоносных пород перед проходкой шахтного ствола и устранения тем самым затопления водой шахты во время ее прохождения и возведения водоупорного крепления. Замораживание водоносных пород при этом 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* предназначены для спуска воды из одного подземного горизонта в другой при осушении горных выработок, а иногда и целых водоносных пластов.

7. *Нагнетательные скважины* служат для нагнетания воды, воздуха или нефтяного газа в оконтуриваемую зону нефтяной залежи с целью создания давления на нефть и улучшения притока нефти в этой залежи к эксплуатационной скважине.

8. *Наблюдательные скважины* предназначены для систематического контроля за изменением уровня воды в скважине.

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

10. *Вспомогательные скважины* служат 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, а также для тушения подземных пожаров.

Целевые назначения буровых скважин могут объединяться либо изменяться во время производства буровых работ. Например, опорная скважина может объединять целевые назначения поисковой, структурой 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 – разведочное, эксплуатационное и техническое бурение.

КЛАССИФИКАЦИЯ СПОСОБОВ БУРЕНИЯ СКВАЖИН

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

1. **Механическое бурение, или бурение скважин породоразрушающими инструментами,** при котором горная порода разрушается в результате механического воздействия породоразрушающего инструмента на породу забоя.

Достоинства механического бурения: 1) возможность отбора натуральных образцов пород для составления геологического разреза и их всестороннего изучения; 2) благоприятные условия для вскрытия и исследования водоносных и нефтегазоносных горизонтов; 3) возможность бурения скважин в заданном направлении.

В связи с указанными достоинствами механическое бурение породоразрушающими инструментами получило повсеместное практические 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 (турбо- и 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 составлять от 20 до 200 МПа в зависимости от крепости породы. Способность струи разрушать породу возрастает при эрозионном и гидромоторном 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 вылета струи. Эта разновидность получила практическое применение

при бескерновом бурении гидромоторными 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, вылетающих из сопел огнеструйной горелки, опускаемой в скважину на трубах. Горелка охлаждается водой.

Свободному расширению нагретых участков породы забоя препятствует противодействие ненагретых ее участков. Поэтому в породе возникают термические напряжения, вызывающие отслаивание от массива чешуек породы, 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 составляет около 30 м/смену вместо 3–3,5 м/смену станками ударно-канатного бурения. При геологоразведочных работах термическое бурение не применяют.

4. **Термомеханическое бурение** предусматривает ослабление прочности пород местного нагрева 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 1000 м и диаметром до 300 мм с получением выхода керна льда до 100 %. Мощность нагревателя до 8 кВт. Снаряд имеет насос для откачки воды, образующейся при расплавлении льда.

6. **Взрывное бурение** разработано А.П. Островским. При взрывном бурении разрушение горной породы забоя осуществляется под действием направленного взрыва. При импульном 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.

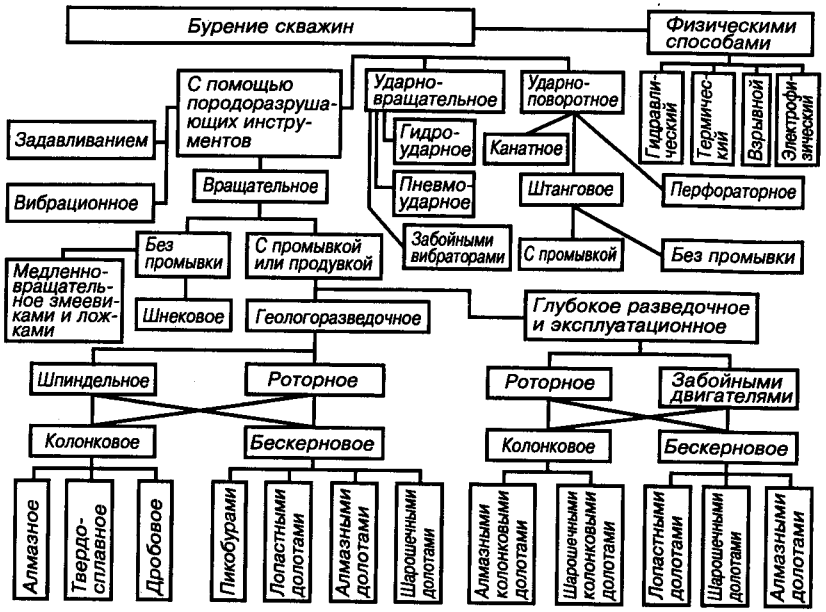


Рис. 1.2. Классификация способов бурения

Взрывным бурением пробурена скважина глубиной до 2800 м в осадочных породах с подачей зарядов 300 шт/ч. Вследствие гидростатического давления, создаваемого столбом жидкости на забой скважины, эффективность единичного взрыва уменьшается с глубиной. Взрывное бурение еще находится в стадии экспериментов и широкого практического применения не получило.

7. **Электрофизические способы бурения** объединяют группу методов, в основе которых лежит применение электрического тока для прямого разрушения горных пород. К ним 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), электрическое 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 эти способы не вышли из стадии экспериментов.

Классификация различных способов бурения скважин приведена на рис. 1.2.

2 КРАТКИЕ СВЕДЕНИЯ О МИНЕРАЛАХ И ГОРНЫХ ПОРОДАХ

Земная кора – каменная оболочка планеты – состоит из минерального вещества. В геологии ее именуют литосферой («литос» по-гречески означает камень, «сфера» – шар). В литосфере непрерывно происходят геологические процессы, в результате которых минеральное вещество меняет свой состав, строение, форму. Одним из результатов геологических процессов является образование месторождений полезных ископаемых – особых скоплений минерального вещества в глубинах земной коры или на ее поверхности, количество и качество (химические и физические свойства) которого позволяют организовать его промышленную добычу.

Как источник месторождений полезных ископаемых и среда их закономерного формирования земная кора с древних времен изучается геологическими науками. Отдельные стороны жизни земной коры изучаются различными геологическими дисциплинами. Геохимия рассматривает закономерности миграции химических элементов. Минералогия и петрография изучают первичные, элементарные формы вещественного состава земной коры – минералы и горные породы. Геоморфология изучает рельеф земной поверхности. Стратиграфия описывает закономерности формирования осадочных толщ, тектоника – закономерности движения и перемещения отдельных частей коры. В настоящее время геология как наука представлена десятками самостоятельных научных дисциплин.

В геологических науках земная кора предстает в виде сложной динамической системы, состоящей из множества разнообразных элементов, частей, соединений, находящихся в сложном взаимодействии.

Как известно, первичной ячейкой всякого вещества является атом химического элемента. Однако в минеральном царстве, законы которого определяют условия формирования

месторождений полезных ископаемых, помимо химических элементов и их соединений, рассматриваются особые, более сложные формы: минералы, горные породы и геологические формации.

Минерал – природное или искусственное вещество, обладающее определенным химическим составом, а также – в силу строго определенных физико-химических условий образования – определенными физическими, механическими, другими свойствами и структурой строения.

Разные минералы могут иметь одинаковый химический состав. Например, из углерода состоят разные по своим свойствам вещества: минералы алмаз и графит. Своеобразным минералом является и вода. Точнее, вода – всем известное химическое соединение H_2O – образует несколько видов минеральных форм: многолетнемерзлые ископаемые льды, подземные воды и ряд других.

Способность одинаковых или близких по химическому составу веществ приобретать различную минеральную форму – быть разными минералами – называется полиморфизмом.

Существует и противоположное явление – изоморфизм, когда природные вещества, отличающиеся по химическому составу, образуют сходные минеральные формы и относятся к одному виду минералов. Чаще всего изоморфные группы образуют сложные руды, содержащие в своем составе железо, марганец, кобальт, никель.

Минералы располагаются в земной коре в виде отдельных единичных или локальных проявлений (кристаллов и кристаллических сростков – друз, самородков металлов и сплавов, жеод и конкреций, разного рода естественных натеков – сталагмитов, сталактитов и т.д.), а также входят в состав горных пород, слагающих толщи земной коры, ее слои, пласты и линзы, и различные геологические тела больших размеров, измеряемых нередко десятками километров.

Вся земная кора состоит из минералов. Но познание закономерностей ее строения и закономерностей формирования месторождений невозможно только лишь на основе изучения свойств минералов.

Горная порода – агрегат минеральных зерен, слагающих толщи земной коры, формирующих геологические тела и характеризующийся более или менее определенным минеральным составом (количественным соотношением входящих в минеральный агрегат зерен различных минералов), структурой и текстурой, обусловливающих размеры и взаимную ориентацию зерен.

Горная порода может состоять из минералов одного или нескольких видов. В первом случае горная порода называется мономинеральной, во втором – полимерной. К мономинеральным горным породам относятся мрамор (горная порода, состоящая из минерала кальцита), кварцит (горная порода, состоящая из минерала кварца), перидотит (горная порода, состоящая из минерала оливина) и некоторые другие горные породы.

Среди полиминеральных горных пород наиболее распространены гранит (горная порода, состоящая из минералов кварца, полевого шпата и слюды) и дунит (горная порода, состоящая из оливина, пироксена, роговой обманки). В общей сложности геологи выделяют многие десятки видов горных пород и их разновидностей.

Горные породы, по своим свойствам пригодные к использованию в качестве минерального сырья, могут являться полезными ископаемыми и в случае образования достаточных запасов и условий залегания образуют месторождения полезных ископаемых. К таким горным породам относятся каменные угли, каменные соли, мрамор и гранит (если они обладают необходимыми декоративными и механическими свойствами). Горные породы, окружающие тело полезного ископаемого, называются вмещающими.

Горные породы отличаются друг от друга как внутренним строением, так и физическими свойствами и геологическими условиями образования.

По своему происхождению все горные породы разделяются на три большие группы:

1) **магматические** – образовавшиеся в результате остывания расплавленной в недрах Земли магмы;

2) **осадочные** – образовавшиеся в результате осаждения и накопления частиц минерального вещества, отделившегося от первичных пород в результате деятельности воды, солнца и ветра (экзогенных факторов);

3) **метаморфические** – образовавшиеся в результате термического и силового воздействия толщ земных недр на магматические и осадочные горные породы.

Распространение этих пород в земной коре неодинаково: литосфера на 95 % состоит из магматических и метаморфических пород и только 5 % ее объема составляют осадочные породы. В то же время осадочными породами покрыто более 75 % земной поверхности.

Магматические породы (табл. 2.1), образовавшиеся в глубоких недрах Земли, носят название *интрузивных*. Если за-

Таблица 2.1

Классификация магматических горных пород

Группа	Интрузивные	Эффузивные	Минералы	
			главные	второстепенные
Ультраосновные	Дунит Перидотит Пироксенит	–	Оливин, пироксен, роговая обманка	Магнетит, хромит, шпинель, пирротин
Основные	Габбро	Базальт	Плагиоклаз, биотит, пироксен, оливин	Ортоклаз, кварц, магнетит, титанит
Средние	Диорит	Андезит	Плагиоклазы, роговая обманка, биотит	Кварц, апатит, титанит
	Сиенит	Трахит	Калиевый полевой шпат, роговая обманка, биотит	Кварц, циркон, титанит
Кислые	Гранит	Липарит	Кварц, калиевый полевой шпат, биотит, мусковит, плагиоклаз	Апатит, циркон, магнетит, турмалин
Щелочные	Нефелиновый сиенит	–	Нефелин, пироксены, амфиболы, биотит	Циркон, титанит

стывание магмы происходит на поверхности Земли, то образуются *эффузивные* или излившиеся горные породы. Эффузивные горные породы, образовавшиеся из магмы того же состава, что и интрузивные породы, именуются эффузивными аналогами данных пород.

Свойства пород во многом определяются входящими в их состав основными, так называемыми породообразующими, минералами. Но и первичное звено в цепи форм минерального вещества – химические элементы и их элементарные соединения – весьма заметно влияют на свойства горных пород. Разумеется, влияние химических элементов на свойства горных пород реализуется чаще всего не непосредственно, а через образуемые химическими элементами минералы. Например, кремний, кальций, алюминий, не обладая сами по себе высокой твердостью, образуют весьма твердые минералы группы гранатов, наличие которых в горной породе придает ей высокую абразивность. Более того, оказывается, что некоторые характеристики химического состава не теряют своего значения и сами по себе, не растворяются в характеристиках минералов, а сохраняют свое собственное значение главных классификационных признаков. К таким показателям, в част-

ности, относится содержание кремнекислоты SiO_2 в породе. В зависимости от содержания SiO_2 (в %) все породы делятся на следующие группы.

Ультраосновные, менее	45
Основные	45–52
Средние	52–65
Кислые	65–75

В отличие от минералов, межвидовые границы которых фиксируются весьма строго (отсутствуют переходные смешанные формы минеральных видов), четких границ, отделяющих горные породы одного вида от родственных горных пород нет – между горными породами разного вида существуют переходные смешанные формы.

Последовательный переход от одного типа горных пород к другому в зависимости от минерального состава лучше всего представить диаграммой (рис. 2.1). На этой диаграмме показано соотношение количества основных породообразующих минералов в горных породах различных типов: относительное количество того или иного минерала соответствует длине отрезка вертикальной прямой, проходящего через зону данного минерала от наименования горной породы.

Гранит, например (см. рис. 2.1), включает 35 % калиевого полевого шпата, 30 % кварца, 15 % плагиоклаза, 8 % биотита и 12 % роговой обманки. Возрастание доли калиевого полевого шпата и уменьшение доли кварца в составе горной породы постепенно приближает ее к другому типу – сиениту.

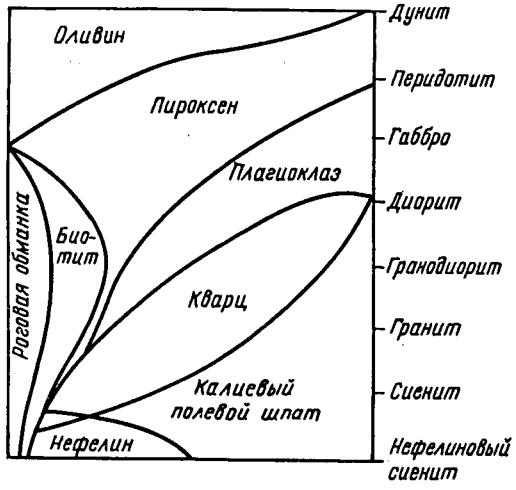


Рис. 2.1. Диаграмма изменения минерального состава изверженных горных пород

Горные породы имеют определенную генетическую связь с месторождениями полезных ископаемых. Приуроченность месторождений определенных полезных ископаемых к определенным типам горных пород имеет очень сложную природу и обусловливается, с одной стороны, геохимическими особенностями элементов, образующих минералы, а с другой – взаимодействием различных горных пород в рамках геоформаций.

Геоформация – последняя ступенька, замыкающая цепь закономерных форм организации минерального вещества: химический элемент – минерал – горная порода.

Геоформациями называются устойчивые сочетания горных пород, характеризующиеся определенными условиями происхождения. С определенными геоформациями связываются определенные месторождения полезных ископаемых. Дунит – перидотитовые формации ультраосновных пород связаны с месторождениями хрома, платины, железа, никеля. К геоформациям габброидных основных пород приурочены месторождения титаномагнетитовых и медно-никелевых руд. Большое разнообразие геоформаций, включающих в себя сочетание различных пород, требует применения специальных геологических методов раскрытия закономерностей образования и размещения месторождений – формационного и фациального анализа. Эти, а также некоторые другие специальные геологические методы изучения земной коры являются формой реализации системного подхода в геологии, когда законы минерального царства постигаются через исследование роли каждой формы организации минерального вещества, слагающего земную кору.

Изверженные горные породы, рассмотренные выше, относятся к первичным горным породам. С их образованием геологические процессы и в том числе процессы формирования месторождений не прекращаются: под действием экзогенных факторов (физических воздействий солнца, водных потоков, ветра, гравитационных сил планеты, а также химической активности воздуха и воды) продолжается образование новых минералов, горных пород и геоформаций. Разложение первичных горных пород, механическое перемещение и переотложение продуктов разрушения формирует толщи, так называемых осадочных горных пород и связанных с ними геоформаций.

Разложение первичных изверженных горных пород – сложный процесс, в котором в разной степени проявляют себя химические, физические, механические и даже биологиче-

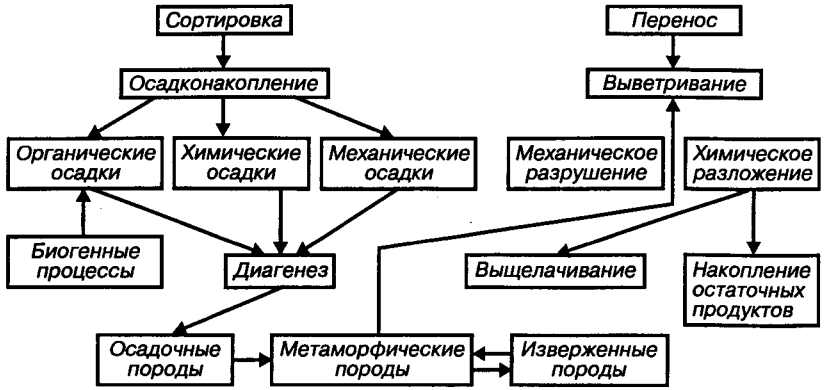


Рис. 2.2. Схема формирования осадочных горных пород

ские факторы. Собственно осадочные горные породы в связи с этим по преобладанию тех или иных факторов делятся на осадки: механические (пески, гравийно-галечниковые отложения, глины), химические (каменные соли, фосфориты, бокситы, доломиты), биогенные (некоторые виды известняков, ракушечники, каменные угли, торф). Схема формирования осадочных горных пород представлена на рис. 2.2.

Таблица 2.2

Классификация механических осадков

Размер обломков, мм	Породы				Основные структуры
	рыхлые		сцементированные		
	Обломки				
	остроугольные	окатанные	остроугольные	окатанные	
> 100	Глыбы	Крупные валуны	–	–	Псефитовые (грубообломочные)
100–1000	Мелкие	Валуны			
10–100	Щебень	Галечник	Брекчия	Конгломерат	
2–10	Дресва	Гравий			
0,1–2	Песок		Песчаник		Псаммитовые (песчаные)
0,01–0,1	Алеврит		Алевролит		Алевритовые (иловатые)
< 0,01	Глины (пелиты)		Аргиллит		Пелитовые (глинистые)

Образование вблизи интрузий (крупных тел изверженных пород) активных в физико-химическом отношении зон с повышенными температурой и давлением, наличием активных флюидов (гидротерминальный и пневматолитовый процессы), а также перемещения крупных участков земной коры (тектонические процессы), сопровождающиеся высокими температурами и давлениями, приводят к изменению осадочных и первичных изверженных горных пород. При этом наблюдаются явления метаморфизма. Метаморфизм горных пород проявляется в перекристаллизации, уплотнении, спекании, изменении химического и минерального состава. В результате образуются метаморфические горные породы: песчаники (результат метаморфизма песков), сланцы (результат метаморфизма глин и кор выветривания).

В свою очередь, метаморфические породы, так же как и изверженные, подвергаются выветриванию и служат материалом для образования осадочных пород.

В технологии бурения наибольшее значение имеют свойства механических осадков – их классификация представлена в табл. 2.2.

3 СВОЙСТВА ГОРНЫХ ПОРОД И ГЕОЛОГО-ТЕХНИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ БУРЕНИЯ СКВАЖИН

Свойства минерального вещества, слагающего земную кору, весьма и весьма разнообразны. Выделяют физические свойства, характеризующие реакцию вещества на воздействие различных физических полей: гравитационных, магнитных, электрических, тепловых. К наиболее важным физическим свойствам минералов и горных пород относятся следующие:

плотность – количество массы вещества в единице его объема;

относительная магнитная проницаемость – соотношение величин магнитной индукции и напряженности магнитного поля;

удельная электропроводность – способность проводить ток определенной величины через единицу площади поперечного сечения под действием единичной разности электрического потенциала, приложенной на единице длины тела;

удельное линейное и объемное термическое расширение – относительное увеличение длины или объема тела при увеличении температуры на одну единицу (°С или К).

Важными характеристиками физических свойств являются *температура плавления и замерзания, скорость распространения продольных и поперечных упругих волн,* в том числе акустических.

Физические свойства используются главным образом для диагностических целей – на их основе разработаны и успешно применяются специальные геофизические методы поисков и разведки полезных ископаемых, в том числе скважинные: гравиразведка (основана на различии плотности минеральных тел), сейсморазведка (основана на изучении скорости распространения упругих волн), магнито- и электроразведка. Скважинные варианты геофизических методов реализуются в виде процедуры каротажа – аппаратурного замера величин физических полей в стволе пробуренной скважины и на ее стенках.

В технологии разведочного бурения решающее значение имеет другая группа свойств горных пород – физико-механические свойства, характеризующие реакцию горных пород на элементарные механические воздействия: сжатие, разрыв, ударное и статическое внедрение индентора, истирание и т.д.

Элементарные механические воздействия в чистом виде в бурении практически не встречаются. Буровой породоразрушающий инструмент обеспечивает сложное воздействие на забой скважины, в котором сочетается резание с высоко- или низкочастотной ударной нагрузкой, истиранием и вторичным дроблением частиц горной породы. При этом и способность горной породы сопротивляться комплексному воздействию характеризуется особыми технологическими свойствами. К ним относится прежде всего буримость – комплексный показатель степени трудности бурения, возможности быстро осуществлять проходку скважины тем или иным способом.

Однако задача бурения не сводится только к проходке или углублению скважины, но и включает в себя отбор проб вещества горных пород и руд, гидрохимических проб подземных вод, выполнение комплексов гидродинамических исследований (опытных откачек), проведение скважинных геофизических исследований, а также обеспечение заданного положения трассы скважины в пространстве. Влияние горных пород на трудность технологического обеспечения различных задач разведки месторождений, решаемых средствами бурения, характеризуется следующими важными технологическими свойствами:

устойчивость – способность сохранять без разрушения стенки скважины в естественном состоянии (без специального крепления);

кернообразовательная способность – способность выбуренных проб горной породы сохранять под воздействием разрушающих факторов процесса бурения (вибрации, размыва и других) целостность своего вещественного состава и структуры;

проницаемость – способность горных пород фильтровать через стенки скважины жидкость из околоскважинного пространства в скважину и обратно.

Изучение технологических и физико-механических свойств горных пород является одним из основных составляющих предмета технологии бурения.

Целостная совокупность характеристик свойств горных пород на участке буровых работ, определяющая содержание и особенности технологического процесса бурения, именуется геолого-техническими условиями бурения. Изучение геолого-технических условий является обязательным условием правильного выбора бурового инструмента и оборудования, схемы реализации и режима процесса бурения.

На практике технологи оперируют понятием свойства горных пород. Строго говоря, это не совсем точно. Физико-механические и другие свойства в процессе бурения проявляет не горная порода (понятие горной породы в определенном смысле – научная условность), а реальное тело минерального вещества (геологическое тело), в котором так или иначе проявляются свойства и отдельных минералов, и горных пород, и даже геоформаций (в случае, например, проявления закономерностей естественного искривления скважин), В то же время свойства геологического тела существенно зависят от наличия или отсутствия трещин, рассекающих горные породы, активных в физическом и химическом отношении флюидов, природной температуры массива, величины горного давления и т.д.

Но несмотря на это, целесообразно в качестве исходной основы геолого-технических условий бурения использовать характеристики свойств горных пород – усредненные, систематизированные на основе опытных и научных данных особенности поведения различных горных пород в процессе бурения. Прежде всего это обусловлено тем, что горная порода воспринимает практически весь спектр воздействий процесса бурения – от воздействия резца буровой коронки на отдельные минеральные зерна до восприятия крупными блоками горных пород специфического воздействия колонны бурильных труб (например, образование желобов вдоль ствола скважины) и воздействий, обусловленных потерей естественного гидродинамического и механического равновесия в массиве при проходке скважины. В то же время горные породы определенного типа характеризуются большим или меньшим постоянством и определенностью свойств.

3.1. ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ФИЗИКО-МЕХАНИЧЕСКИХ СВОЙСТВ ГОРНЫХ ПОРОД

Физико-механические свойства – первичные элементарные характеристики особенностей поведения горных пород в процессе бурения. Их носителем является первичная породообразующая ячейка – агрегат минеральных зерен. В зависимости от вида минералов (твердые, мягкие, хрупкие, пластичные), входящих в первичную породообразующую ячейку, от соотношения их размеров и взаиморасположения, от способа их соединения друг с другом и прочности соединительного цемента, зависят и физико-механические свойства горной породы.

Физико-механические свойства горных пород выявил опыт – вековая практика показала технологам, что выбор инструмента, схемы реализации и параметров режима бурения определяются следующими основными физико-механическими свойствами горных пород: прочностью, абразивностью, пластичностью или хрупкостью горной породы.

Прочность – это способность сопротивляться разрушающим силовым воздействиям; измеряется удельной величиной разрушающего усилия.

В зависимости от характера нагрузки – статическая или ударная, динамическая – выделяют статическую и динамическую прочность. Практически всегда динамическая прочность горных пород значительно (в десятки раз) превышает статическую. Это противоречит распространенному мнению о том, что удар всегда эффективнее при разрушении. В данном случае это вводит человека в заблуждение, так как он не позволяет чувственно воспринять значительное (многократное) увеличение нагрузок при ударе.

Прочность, как динамическая, так и статическая, – слишком общая характеристика. На практике используются ее конкретные выражения, различаемые в зависимости от степени концентрации и направления приложения разрушающего воздействия.

Временное сопротивление пород разрушению при одноосном сжатии $\sigma_{сж}$ – важнейший показатель прочности пород, характеризующий способность выдерживать без разрушения сжимающую нагрузку.

Временное сопротивление пород разрыву $\sigma_р$ – удельная

растягивающая нагрузка, выдерживаемая стандартным образцом горной породы.

Временное сопротивление изгибу $\sigma_{из}$, *сдвигу (скалыванию)* $\sigma_{ск}$ и *кручению* $\sigma_{кр}$ – характеризуют способность горных пород сопротивляться соответствующим видам деформаций и измеряются величинами соответствующим образом ориентированных нагрузок, приводящих к разрушению стандартных образцов горных пород.

Дробимость горной породы – в технологии бурения способность горной породы сопротивляться дезинтеграции агрегатов минеральных зерен при периодической ударной нагрузке – не совсем точно называется динамической прочностью $F_Д$ и условно оценивается по специальной методике объемом порошка (пыли) определенной крупности, образовавшимся при дроблении стандартной пробы горной породы в стандартных условиях.

Твердость – способность горной породы оказывать сопротивление внедрению в ее поверхность инородного тела; при этом измеряется величина удельной нагрузки, обеспечивающей внедрение резца (индентора) на произвольную (неконтролируемую) глубину в хрупких породах или на заданную стандартную глубину в пластичных породах.

Твердость горных пород в технологии бурения имеет практическое значение как характеристика процесса конкретного взаимодействия резца породоразрушающего инструмента с поверхностью забоя скважины. Поскольку практика использует резцы различного вида, обладающие разной разрушающей способностью при различных условиях и способах воздействия на забой (при разных видах бурения), то и характеристики твердости горных пород существенно отличаются. Выделяют микротвердость – способность горной породы сопротивляться внедрению индентора, имеющего точечную поверхность контакта. Этот показатель наиболее адекватно характеризует внедрение в породу остро заточенного игольчатого резца твердосплавной коронки или кристалла алмаза мелкоалмазной буровой коронки.

Твердость по штампу $p_ш$ – величина усилия внедрения цилиндрического индентора с плоским основанием, которая наиболее адекватно воспроизводит поведение горной породы при внедрении зуба шарошечного долота. Модифицированная разновидность характеристики твердости по штампу $p_ш$ – показатель так называемой контактной прочности, фиксирующий возрастание внедряющего усилия при увеличении площади основания индентора.

Агрегатная твердость характеризует способность горной породы оказывать сопротивление внедрению клина (индентора с линейной поверхностью первичного контакта). Внедрение широкого клиновидного острозаточенного резца, воздействующего одновременно на все элементы агрегата минеральных зерен, наиболее точно отражает показатель агрегатной твердости.

Разнообразие показателей твердости вызвано различными физико-механическими свойствами горных пород, что, в свою очередь, обусловило большое разнообразие породоразрушающих элементов буровых коронок и долот.

Для одних горных пород более показательными являются характеристики микротвердости (из-за особенностей строения и состава агрегата минеральных зерен внедрение штыревых или клиновых инденторов в них неэффективно), а для других – твердость по штампу или агрегатная твердость. Все эти особенности учитываются в методиках определения твердости.

Прочность горной породы – основное физико-механическое свойство горной породы. Прочность, в общем и целом, характеризует уровень необходимого силового воздействия на забой скважины, при котором будут происходить эффективное разрушение горной породы и углубление скважины.

Пластичность и ее противоположная характеристика – *хрупкость* горной породы выражают способность к деформации без нарушения сплошности агрегатов минеральных зерен. Обычно представляется в виде безразмерного коэффициента пластичности горной породы $K_п$, фиксирующим отношение общей энергии деформации горной породы при внедрении индентора к энергии, затраченной на упругую деформацию.

Для выражения пластичности и хрупкости горных пород в специальных методиках используются также показатели модуля упругости и коэффициента Пуассона, выводимые из закона Гука. Показатели пластичности и хрупкости горных пород в технологии бурения регламентируют предпочтительный характер воздействия породоразрушающих элементов на забой: резание, дробление, скалывание.

Помимо прочностных и деформационных характеристик горных пород, регламентирующих интенсивность и характер необходимого воздействия на забой скважины, весьма большое значение в технологии вращательного механического бурения имеет показатель абразивности горных пород.

Абразивность – способность горной породы изнашивать породоразрушающий инструмент. Абразивный износ заключается прежде всего в истирании элементов породоразрушающего инструмента, контактирующего с забоем скважины и частицами разрушенной горной породы, в том числе и содержащихся в потоке очистного агента. Абразивный износ проявляется в затуплении режущих элементов буровых коронок и долот, уменьшении их наружного диаметра, разрушении (эрозионном размыве) матриц алмазных коронок и несущих лап шарошечных долот.

Абразивность горных пород, так же как и их прочность, не является простой однозначной характеристикой. Абразивная способность пород существенно зависит от наличия или отсутствия воды в скважине (в сухом и влажном состоянии, при бурении с промывкой жидкостью и при бурении с продувкой воздухом), от монолитного или измельченного состояния породы (т.е. при различных режимах промывки скважины в процессе бурения, при полном и неполном удалении шлама разрушенных пород с забоя скважины), от высокой скорости перемещения режущих элементов по забою (при высокой частоте вращения) в сочетании с небольшой осевой нагрузкой, и наоборот, – от значительной осевой нагрузки в сочетании с небольшой частотой вращения – у разных горных пород разный характер приложения к забою одного и того же количества механической энергии сопровождается различной степенью абразивного износа.

Все эти особенности в большей или меньшей степени учитываются различными методиками оценки абразивности горных пород. Для разных пород и способов бурения используются различные методы оценки абразивности и разные ее показатели.

В зависимости от абразивности горных пород выбирается вид так называемых истирающих материалов – материалов, используемых для оснащения, армирования или покрытия породоразрушающих элементов буровых коронок и долот, а также регулируется режим промывки скважины (режим очистки забоя скважины от шлама выбуренных горных пород).

Принципиальная особенность всех физико-механических характеристик горных пород заключается в том, что указанные характеристики не являются абсолютными константами, а характеризуют процесс взаимодействия породоразрушающего инструмента и горной породы на забое при бурении.

Это учитывается в методиках определения физико-механических свойств. Назначение методик состоит в том, чтобы выделить комплекс стандартных, однозначно обеспечиваемых и контролируемых в лабораторных условиях факторов, наиболее полно выражающих основные особенности реального процесса бурения.

3.2. МЕТОДЫ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ФИЗИКО-МЕХАНИЧЕСКИХ СВОЙСТВ ГОРНЫХ ПОРОД

Исследованию физико-механических свойств горных пород посвящено большое количество научных исследований. Классические труды И.С. Успенского, М.М. Протодьяконова, И.А. Остроушко, Л.А. Шрейнера, Р.М. Эйгелеса, Л.И. Барона, Н.И. Любимова, Б.И. Воздвиженского и других ученых легли в основу методик, доказавших свою эффективность при разработке нового высокопроизводительного породоразрушающего инструмента.

МЕТОДИКА ОПРЕДЕЛЕНИЯ ВРЕМЕННОГО СОПРОТИВЛЕНИЯ ГОРНЫХ ПОРОД ОДНООСНОМУ СЖАТИЮ

Испытание горных пород на одноосное сжатие – наиболее распространенный метод общей оценки прочностных свойств горных пород. Максимальная нагрузка, приходящаяся на единицу площади сжимаемого образца в момент его разрушения, является временным сопротивлением породы одноосному сжатию $\sigma_{сж}$ или пределом прочности породы на одноосное сжатие.

Сущность определения $\sigma_{сж}$ заключается в следующем. Для испытания готовят образцы правильной формы (кубической или цилиндрической), при этом плоскости образцов, к которым прикладывают нагрузку, должны быть параллельны и отшлифованы.

Нагрузку на образцы создают с помощью гидравлического пресса.

22 марта 1961 г. в Праге на Международном совещании был принят текст Основных положений по определению прочности горных пород на одноосное сжатие, ставший об-

щепринятым международным стандартом. Для определения $\sigma_{сж}$ рекомендовано использовать образцы керна диаметром и высотой 40–50 мм с отношением $d/h = 1$. Торцовые поверхности должны быть обработаны на шлифовальном круге, отклонение от параллельности и перпендикулярности к оси образца допускается не более 0,05 мм.

Испытания должны проводиться при скорости нагружения в пределах 50–100 Н/(см^2·с).

Если отношение d/h не равно единице, тогда рекомендуется сделать перерасчет предела прочности на сжатие по формуле

$$\sigma_{сж} = \frac{9\sigma_d}{7 + 2d/h}, \qquad (3.1)$$

где σ_d – показатель прочности, полученный на образце с нестандартным отношением диаметра к высоте образца.

Для коррекции показателя прочности на сжатие, полученного на образце нестандартного диаметра, может быть использована формула Л.И. Барона

$$\sigma_{сж2} = \sigma_{сж1}\sqrt[3]{d_2 / d_1}, \qquad (3.2)$$

где $\sigma_{сж2}$ – показатель прочности породы при диаметре образца d_2; $\sigma_{сж1}$ – показатель прочности породы при диаметре образца d_1.

При определении временного сопротивления горных пород одноосному сжатию большое значение имеет соблюдение стандартных условий опытов, важнейшими среди которых являются следующие.

Величина коэффициента трения между торцами образцов породы и плитами пресса. При уменьшении коэффициента трения (использование прокладок из картона, свинца, парафина) предел прочности на сжатие уменьшается в 2–3 раза. Использование прокладок стандартом не предусмотрено.

Направление приложенной нагрузки по отношению к напластованию пород. При сжатии пород перпендикулярно к напластованию $\sigma_{сж}$ в 1,5–1,7 раза больше показателя, полученного при сжатии параллельно напластованию.

Скорость нагружения образцов пород. При увеличении скорости перемещения пуансона пресса от 0,03 до 50 мм/мин значение $\sigma_{сж}$ возрастает в 1,8 раза. При увеличении скорости возрастания нагрузки на образец свыше 200 Н/(см^2·с) показатель предела прочности особенно резко возрастает.

В связи с трудоемкостью подготовки образцов горных пород к испытаниям в России в Институте горного дела

им. А.А. Скочинского был разработан метод определения сопротивления раздавливанию $\sigma_{сж}$ на образцах неправильной формы, который также был рекомендован международным совещанием в Праге. Образцы объемом примерно 100 см^3, размеры которых отличаются друг от друга не более чем в 1,5 раза, раздавливают на прессе со скоростью 5–15 мм/мин. При этом приложенная нагрузка должна быть направлена вдоль максимального размера образца и перпендикулярно к напластованию (испытывают 15–20 образцов).

Сопротивление раздавливанию (единица силы/единица площади) образцов горных пород неправильной формы вычисляют по формуле

$$\sigma'_{сж} = P(1/V_{об})^{0,67}, \qquad (3.3)$$

где P – максимальное усилие раздавливания; $V_{об}$ – объем образца.

Установлено, что в среднем

$$\sigma'_{сж} = 0,19[\sigma_{сж}]. \qquad (3.4)$$

МЕТОДИКА ОПРЕДЕЛЕНИЯ ВРЕМЕННОГО СОПРОТИВЛЕНИЯ ГОРНЫХ ПОРОД РАСТЯЖЕНИЮ

Временное сопротивление горных пород растяжению $\sigma_р$ определяется как отношение усилия разрыва образца к площади его поперечного сечения.

Важной технической проблемой при испытании горных пород на разрыв является фиксация образцов: их крепление не должно создавать в теле образца дополнительных сжимающих или изгибающих напряжений. Применяют различные образцы захватов горных пород:

1) рифлеными плашками;
2) заливкой в цемент;
3) винтовыми зажимами;
4) приклеиванием.

Для определения предела прочности на разрыв применяют также метод соосных пуансонов. Для этого в центре образца горной породы высверливают отверстие диаметром, равным диаметру применяемых пуансонов.

Отверстие заполняется вязким веществом (например, смесью, состоящей из 75 % канифоли и 25 % парафина). Нагрузку на пуансоны повышают до тех пор, пока не произойдет разрыв образца. Позже вместо этой смеси было предложено

применять резиновые цилиндры. Обусловлено это было тем, что при использовании мастики передача давления на образцы слабых по прочности или пластичных пород уменьшается с увеличением деформации образцов. Использование резиновых цилиндров устраняет этот недостаток.

Предел прочности горных пород на растяжение вычисляется по формуле

$$\sigma_p = K_n \sigma_n \frac{d}{D-d}, \qquad (3.5)$$

где σ_n – давление на пуансоны (единица силы/единица площади); D и d – внешний и внутренний диаметры испытуемого образца; K_n – поправочный коэффициент, K = 1,21 для вулканизированной резины.

Известен также метод определения σ_p, разработанный К.В. Руппенейтом, сущность которого заключается в следующем.

Круговая пластинка горной породы (спил с керна) нагружается штампом до тех пор, пока не разрушится.

Предел прочности на растяжение определяется по формуле

$$\sigma_p = K_{пр} P, \qquad (3.6)$$

где $K_{пр}$ – коэффициент приведения, определяемый опытным путем для пластинок пород и штампов различного размера; P – нагрузка на штамп.

Для определения величины сопротивления горных пород изгибу, сдвигу (срезу) используют стандартные методы, применяемые в сопротивлении материалов и строительном деле. Эти характеристики горных пород в бурении имеют вспомогательное, второстепенное значение.

МЕТОДИКА ОПРЕДЕЛЕНИЯ ДИНАМИЧЕСКОЙ ПРОЧНОСТИ ГОРНЫХ ПОРОД

В России в Центральном геологоразведочном институте (ЦНИГРИ) был разработан и нашел широкое применение на практике принципиально новый метод определения динамической прочности F_A горных пород методом объемного дробления.

Характеристика динамической прочности отражает способность горной породы к объемному дроблению при силовом

механическом воздействии. Под объемным дроблением следует понимать полное разрушение образцов горных пород вплоть до потери ими общей первоначальной формы.

Хорошо зарекомендовал себя на практике метод определения динамической прочности пород, заключающийся в следующем.

Для проведения опыта готовят пять порций образцов горных пород. Каждая порция состоит из пяти кусочков горной породы, размеры которых составляют 1,5–2,0 см.

Порция кусочков породы помещается в загрузочный стакан, в который в ходе опыта сбрасывается груз весом 24 Н с постоянной высоты 0,6 м. Число сбрасываний $Z_{уд}$ можно изменять от 5 при испытании мягких и хрупких пород до 15 при испытании крепких и пластичных горных пород. Показателем сопротивления породы объемному дроблению служит выход фракции крупностью менее 0,5 мм (средний размер бурового шлама при бурении с динамическим воздействием на забой), оцениваемый высотой столба пыли, составляющей до 0,5 м по шкале плунжера специального объемомера или мерной мензурки.

Показатель динамической прочности определяют по формуле

$$F_A = 20 Z_{уд} / l_п, \qquad (3.7)$$

где $l_п$ – высота столбика пыли в объемомере, мм.

МЕТОДЫ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ТВЕРДОСТИ ГОРНЫХ ПОРОД

Как указывалось в предыдущих разделах, горную породу нельзя однозначно охарактеризовать неким абсолютным показателем твердости – способности сопротивляться внедрению индентора. Главная методическая проблема оценки твердости горных пород состоит в следующем: универсальные предельно обобщенные характеристики твердости не учитывают специфики конкретных условий бурения и их применение малоэффективно, а частные специфические характеристики, учитывающие все нюансы реального внедрения резцов различного типа в горную породу при бурении создают немалые сложности в применимости методик (горная порода при этом характеризуется таким большим числом показателей, имеющих смысл при использовании одних видов инструмента и не имеющих смысла при использовании других, что сами характеристики твердости лишаются своего практического значения).

Используемые в металлообработке методы Бриннеля и Роквелла для оценки твердости поверхности металлических деталей непригодны для оценки твердости горных пород, так как в большинстве случаев вследствие хрупкости и сложного агрегатного строения горных пород невозможно точно замерить площадь и глубину внедрения индентора.

Многолетняя технологическая практика бурения позволила выделить несколько методов оценки твердости горных пород из большого числа методов, предложенных исследователями в разное время.

Метод Е.Ф. Эпштейна заключается в следующем. В плоскопараллельный образец (куб с размерами граней 6×6 см) с помощью гидравлического пресса вдавливают односторонний или двусторонний клин, изготовленный из твердого сплава с длиной лезвия b и углами приострения α соответственно 45 и 60°. Клин может иметь площадку затупления шириной Δx. Клин вдавливают нагрузкой P, не приводящей к разрушению образца и после ее снятия измеряют глубину канавки $h_к$ (в см), образовавшейся в образце породы. По формулам подсчитывают агрегатную твердость, измеряемую в единицах силы, отнесенных к площади:

1) при одностороннем клине

$$H = \frac{P}{bh_к \operatorname{tg}\alpha}; \qquad (3.8)$$

2) при двустороннем остром клине

$$H = \frac{P}{2bh_к \operatorname{tg}\alpha / 2}; \qquad (3.9)$$

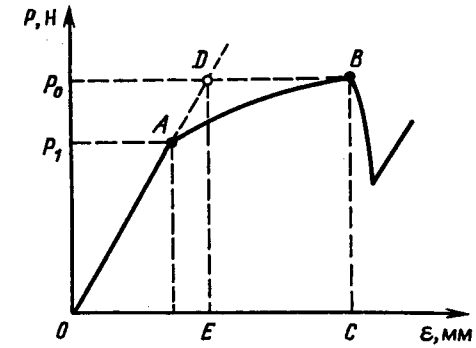
3) при двустороннем притупленном клине

$$H = \frac{P}{2bh_к \operatorname{tg}\alpha / 2 + \Delta x}. \qquad (3.10)$$

Метод Е.Ф. Эпштейна применим только для оценки твердости вязких, пластичных горных пород. Аналогичные методы были разработаны и используются в различных странах, в частности в Германии (Г. Фрасен, 1954 г.).

Метод вдавливания штампа с плоским основанием был предложен Л.А. Шрейнером еще в 1942 г. и с тех пор подтвердил свою высокую эффективность. Метод заключается в следующем. В шлифованную поверхность образца породы с плоскопараллельными гранями с помощью гидравлического пресса или специальной установки УМГП-3 вдавливается цилиндрический или конический штамп с плоским основанием.

Рис. 3.1. Диаграмма зависимости деформации от нагрузки при вдавливании штампа



Штампы изготавливают из стали с последующей закалкой до твердости HRC 10–62, а для испытания особо прочных пород применяют штампы из твердого сплава. Площадь основания штампа зависит от исследуемых горных пород. При испытании мелкозернистых и умеренно пористых пород площадь основания штампа составляет 1–2 мм^2, а для исследования мягких и сильнопористых пород применяют штампы площадью 5 мм^2.

В процессе испытаний записывается диаграмма нагрузка – деформация (рис. 3.1).

С диаграммы снимаются параметры, через которые вычисляются следующие характеристики свойств горной породы:

1) твердость (по штампу или по Шрейнеру)

$$P_ш = P_0/S_ш, \text{ ед. силы/ед. площади}, \qquad (3.11)$$

где P_0 – максимальное значение нагрузки, фиксируемой диаграммой; $S_ш$ – площадь основания штампа;

2) условный предел текучести

$$P_0 = P_1/S_ш, \text{ ед. силы/ед. площади}, \qquad (3.12)$$

где P_1 – нагрузка, соответствующая на диаграмме усилие – деформация моменту перехода от прямолинейного участка к криволинейному;

3) удельная объемная работа разрушения

$$A_V = \frac{A_{об} - A_ш}{V_л}, \text{ ед. работы/ед. объема}, \qquad (3.13)$$

где $A_{об}$ и $A_ш$ – работа, затрачиваемая соответственно на разрушение образца горной породы и деформации штампа; $V_л$ – объем лунки;

4) удельная контактная работа разрушения

$$A_к = \frac{A_{об} - A_ш}{S_ш}, \qquad (3.14)$$

а также некоторые другие характеристики деформационных свойств породы.

Модификацией метода Л.А. Шрейнера является метод Л.И. Барона и Л.Б. Глатмана (1966 г.). При этом методе образец горной породы любой конфигурации должен иметь объем не менее 250 см^3 и высоту не менее 120 мм. Штамп вдавливают в естественную не обработанную поверхность образца до момента разрушения породы. Значение контактной прочности (твердости) вычисляется по обычной формуле

$$p_к = \frac{P}{S_ш}, \text{ ед. силы/ед. площади.} \qquad (3.15)$$

Площадь основания штампа выбирается в пределах от 5 мм^2 (крепкие породы) до 10 мм^2 (мягкие породы). Для очень мягких пород ($p_к < 1$ кН/мм^2) испытания рекомендуется проводить двумя штампами с соотношением площадей оснований 3:4. В этом случае контактную прочность вычисляют по формуле

$$p_к = \frac{P_2 - P_1}{S_2 - S_1}, \text{ ед. силы/ед. площади,} \qquad (3.16)$$

где P_1 и P_2 – разрушающая нагрузка при вдавливании штампов с основаниями меньшей S_1 и большей S_2 площади.

МЕТОДЫ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ХРУПКО-ПЛАСТИЧНЫХ СВОЙСТВ ГОРНЫХ ПОРОД

Эти методы в горном деле и, в частности, в бурении весьма многообразны. Однако ввиду того, что до настоящего времени отсутствует четкое разграничение смысла понятий вязкость, ударная вязкость, пластичность, текучесть горных пород, следует строго ограничить методы, применяемые в бурении. Характер деформации и разрушения горных пород, выражаемый хрупко-пластичными свойствами, намного специфичнее в различных технологических процессах, так как деформация реализуется на макрокристаллическом уровне. В бурении оценка хрупко-пластических свойств горных пород выполняется на базе метода Л.А. Шрейнера и его модификаций.

По диаграмме нагрузка – деформация (см. рис. 3.1), графоаналитическим способом вычисляется условный коэффициент пластичности по следующей формуле

$$K = \frac{A_{об} - A_ш}{A_{уп} - A_ш}, \qquad (3.17)$$

где $A_{об}$ – общая работа, затраченная на разрушение породы и деформацию штампа (площадь $OABC$ на диаграмме рис. 3.1); $A_{уп}$ – общая работа упругой деформации породы и штампа (площадь $ОДЕ$); $A_ш$ – работа, затраченная на деформацию штампа.

Значение $A_ш$ вычисляется по показателям размеров штампа и модуля Юнга на основе закона Гука

$$\Delta l = Pl/EF, \qquad (3.18)$$

где Δl – упругое сжатие штампа; l – длина штампа; E – модуль Юнга; F – площадь поперечного сечения штампа;

$$A_ш = \Delta lP.$$

На основе данной методики оценки пластичности все горные породы были разделены на три основных класса: упругохрупкие ($K = 1$, целесообразно разрушение путем ударного воздействия и раздавливания); пластично-хрупкие ($1 < K < 6$, допустимо режущее и режуще-скалывающее воздействие); пластичные ($K > 6$, 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 вычислять условный коэффициент пластичности через отношение общей работы деформирования породы при вдавливании штампа на глубину, равную его диаметру, к работе, затрачиваемой на упругое деформирование породы тем же штампом.

МЕТОДЫ ОПРЕДЕЛЕНИЯ АБРАЗИВНОСТИ ГОРНЫХ ПОРОД

Количественная оценка абразивности горных пород необходима для создания и совершенствования породоразрушающего инструмента, предназначенного для работы в различных горно-геологических условиях, проектирования параметров режима бурения, нормирования труда и материальных затрат на буровых работах, а также для установления рациональных областей применения коронок и долот. В связи с этим практическое значение имеют лишь те методы, которые обладают достаточной степенью универсальности, с не-

обходимой полнотой и точностью фиксируют способность горной породы изнашивать породоразрушающий инструмент различных типов при разных способах воздействия на забой.

Основные методы определения абразивности пород, используемые в технологии бурения, делятся на четыре группы: 1) испытания монолитных пород; 2) испытания раздробленных порошкообразных масс; 3) расчет абразивности на основе прочностных параметров и структурных характеристик пород; 4) оценка абразивности на основе интерпретации изменения скорости проходки скважин. Методы каждой из указанных групп имеют общетехнологическое значение (применимы к любым способам бурения и пригодны для сопоставления разных способов), но весьма различаются по возможностям использования в полевых условиях, по степени оперативности реализации и точности оценки.

Определение абразивности монолитных пород впервые было выполнено Е.Ф. Эпштейном и Н.В Пичахчи. Стержень из твердого сплава, эксцентрично закрепленный в патроне шпинделя, в течение 10 мин истирали об образец горной породы. За меру абразивности принимался коэффициент износа стержня, равный отношению объема износа стержня к величине работы, затраченной на трение – износ твердосплавного стержня на единицу работы сил трения. Впоследствии неоднократно предпринимались попытки таким образом – путем прямого физического моделирования износа инструмента в процессе бурения – оценивать способность горных пород к износу инструмента. Однако кажущаяся простота метода не соответствует действительной трудоемкости его реализации: существенные сложности возникают при замере мощности, расходуемой на трение, с искажающим влиянием продуктов истирания стержней на коэффициент трения и абразивность породы. Также имеется ряд других проблем, усложняющих реализацию метода.

Наиболее полно оценка абразивности монолитной горной породы может выполняться на специальной установке, разработанной Л.А. Шрейнером. Тщательно отшлифованный образец горной породы (керн) закрепляется в строго горизонтальном положении на рабочем столе, перемещающемся в горизонтальном направлении со скоростью 4 об/мин. Образец подводят под эталонное режущее кольцо диаметром 30 мм и толщиной 2,5 мм, изготовляемое из углеродистой закаленной стали (содержание углерода 0,8 %). Кольцо вращается с фиксированной частотой (от 300 до 1400 об/мин) при усилии от

10 до 300 Н. В зону контакта кольца с породой подается охлаждающая жидкость. В процессе опыта с помощью счетчика ведется счет числа оборотов кольца.

Технические решения, положенные в основу конструкции данной установки, позволяют свести к минимуму искажающие влияния: перемещение образца горной породы относительно вращающегося кольца позволяет избежать засаливания (загрязнения продуктами износа) точки контакта, благодаря счетчику оборотов более точно фиксируется длина пути трения и работа, затрачиваемая на трение.

Изменение диаметра кольца в результате абразивного износа используется в качестве основы для расчета коэффициента абразивности:

$$K_{абр} = \Delta V_c / P, \qquad (3.19)$$

где ΔV_c – объемный износ стали на единицу пути трения, ед. объема/ед. длины; P – нагрузка на кольцо, ед. силы.

Абразивность дробленной породы может определяться несколькими методами.

Метод А.В. Кольченко заключается в следующем. Глинистый раствор (2200 мл) плотностью 1,07–1,08 г/см^3 смешивают с порошком породы фракции крупностью 0,1–0,25 мм объемом 300 см^3. Под давлением газа 1 МПа из насадки со скоростью 35 м/с смесь подают на стальной эталонный образец – диск диаметром 28 мм и толщиной 5 мм, установленный на расстоянии 25 мм от торца насадки под углом 45°. За показатель абразивности горной породы принимается объемный износ пластинки.

В ЦНИГРИ разработан метод определения коэффициента абразивности горных пород, в соответствии с которым засыпают в специальный стакан 1 см^3 раздробленной породы (размер частиц < 0,5 мм) вместе со свинцовой охотничьей дробью № 5 (16–19 шт.). В течение 20 мин стакан встряхивается на специальном вибростенде (прибор ПОАП) с частотой 1400 двойных ходов в 1 мин, в результате чего дробь теряет часть своей массы. Коэффициент абразивности рассчитывают по формуле

$$K_{абр} = \Delta Q / 100, \qquad (3.20)$$

где ΔQ – потеря массы дроби, мг.

Определение абразивности на основе анализа прочностных характеристик горных пород базируется на использовании, во-первых, многолетнего технологического опыта и, во-вторых, на раскрытии физической сущности явления износа,

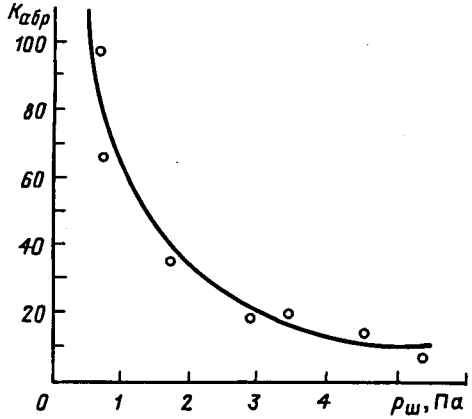


Рис. 3.2. Зависимость абразивного износа стали от твердости по штампу песчаников

определяемого прочностными характеристиками взаимодействующих тел (горной породы и породоразрушающего инструмента).

На рис. 3.2. представлена полученная экспериментальным путем (И.П. Мельничук, 1973 г.) кривая зависимости показателя абразивности (коэффициента абразивного износа) песчаников от их твердости по штампу. Нелинейный характер зависимости свидетельствует о побочном влиянии на абразивность горной породы некоторых других факторов. В случае песчаников таким побочным фактором является зернистость (крупность) минеральных зерен, слагающих песчаники, которая сама по себе, независимо от прочности породообразующих минералов, влияет как на твердость по штампу, так и на абразивность горной породы.

С увеличением твердости минералов в общем случае абразивность возрастает – это соответствует природе абразивного износа, когда баланс взаиморазрушения горной породы на забое и породоразрушающего инструмента в конечном счете определяется соотношением значений их прочности.

Но с уменьшением крупности зерен минеральных агрегатов происходит существенное относительное уменьшение способности горной породы изнашивать инструмент. В первом приближении это можно объяснить рассредоточением разрушающей инструмент реакции забоя за счет большого количества частиц породы и уменьшением величины элементарных разрушающих воздействий. В то же время независимо от твердости породообразующих минералов с уменьшением зернистости возрастает твердость горных пород по штампу, агрегатная твердость и контактная прочность. Это

связано с относительным увеличением количества межкристаллических связей (цементных прослоек), попадающих под торец индентора, усилие разрушения которых фиксирует величину $p_ш$.

Кривая, представленная на рис. 3.2, показывает, что для песчаников, слагаемых агрегатами минеральных зерен постоянного состава, зернистость является определяющим показателем. Поэтому с возрастанием $p_ш$ абразивность падает. Однако приведенный на рис. 3.2 график не применим к породам других типов. Для каждой группы пород механизм влияния на абразивность твердости породообразующих минералов и зернистости минеральных агрегатов имеет свой особенный характер. В горных породах, прочность которых определяется прочностью межкристаллических связей (прочностью цемента), зернистость сказывается в большей степени, а в горных породах с весьма высокой твердостью породообразующих минералов (корунд и гранатсодержащие сланцы, кварцевые песчаники, скарны, роговики, джеспиллиты, кварциты), а также в горных породах, твердость по штампу $p_ш$ которых определяется соотношением количества различных минералов, зернистость имеет подчиненное второстепенное значение. В каждом конкретном случае для горных пород различного типа (на каждом крупном месторождении) прогноз абразивности пород по сравнительно легко определяемым физико-механическим характеристикам должен иметь экспериментальное лабораторное подтверждение.

Из практического опыта бурения выведен универсальный параметр, усредняющий влияние зернистости на твердость и абразивность горной породы – коэффициент трения $f_{тр}$.

Коэффициент абразивности при этом в одних случаях определяют как

$$K_{абр} = f_{тр} p_ш, \qquad (3.21)$$

а в других – более сложными зависимостями, учитывающими влияние многих факторов.

Определение абразивности пород по результатам бурения скважин до настоящего времени является наиболее эффективным экспресс-методом, применяемым в полевых условиях. Эффективность этого метода обусловлена еще и характером недр, как объекта с ограниченными возможностями непосредственного контроля. Сколь точными и полными не были бы данные о свойствах горных пород, полученные в лаборатории, их практическое использование весьма затруднительно, потому что бурильщик не может знать, какая именно гор-

ная порода находится в данный момент на забое под режущими элементами долота или коронки.

Для целей нормирования (определения категории буримости пород) определение абразивности может выполняться по итогам каждого рейса бурения. При использовании кольцевых буровых коронок коэффициент абразивности горных пород определяется

$$K_{абр} = \frac{m_1 - m_2}{h_р}, \qquad (3.22)$$

где m_1 и m_2 – масса коронки до бурения и после него; $h_р$ – проходка (углубление скважины за время работы коронки).

Для лопастных долот при заданных параметрах режима бурения степень абразивности пород оценивается через размеры площадки затупления режущих кромок

$$K_F = \frac{F_к - F_н}{t}, \qquad (3.23)$$

где $F_к$ и $F_н$ – соответственно конечная (по окончании бурения) и начальная (до начала бурения) площадь площадки затупления; t – время работы долота на забое.

При произвольных параметрах режима бурения аналогичный показатель определяется по формуле

$$K_F = K_р \frac{D_2 n_2 P_2}{D_1 n_1 P_1}, \qquad (3.24)$$

где D_2 и D_1 – диаметр долота соответственно произвольный и приведения, по которому определялся показатель абразивности K_F; n_2 и n_1 – частота вращения соответственно произвольная и при расчете показателя K_F; P_2 и P_1 – осевая нагрузка на долото соответственно произвольная и при определении K_F.

Оперативный прогноз абразивности по данным бурения можно выполнить по графику затухания механической скорости бурения v_N в ходе бурения. Для этого на график изменения $v_м$ (рис. 3.3) накладывают прямоугольный треугольник произвольной величины таким образом, чтобы один катет проходил через начало координат, а другой – представлял собой касательную к кривой зависимости механической скорости бурения $v_м$ от времени t. Тангенс угла α (угла наклона касательной в точке M) принимается за показатель абразивности горной породы (коэффициент абразивности).

Комплекс физико-механических характеристик – временное сопротивление сжатию и разрыву, твердость по штампу

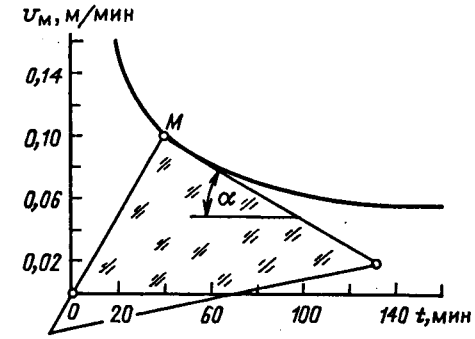


Рис. 3.3. Определение абразивности пород по графику затухания механической скорости $v_м$

агрегатная твердость, контактная и динамическая прочность и абразивность – имеет самостоятельное технологическое значение и рассматривается в последующих разделах (при описании породоразрушающего инструмента и методики выбора параметров режима бурения различными способами). Кроме того, комплекс физико-механических свойств горных пород составляет основу более сложных специфических технологических характеристик объектов разведки – устойчивости, проницаемости, буримости, кернообразовательной способности горных пород и некоторых других.

3.3. ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ ГОРНЫХ ПОРОД И ГЕОЛОГО-ТЕХНИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ БУРЕНИЯ СКВАЖИН

КЛАССИФИКАЦИЯ ГОРНЫХ ПОРОД ПО БУРИМОСТИ

Буримость горных пород – важнейший показатель, характеризующий общую степень трудности бурения скважин и определяемый величиной механической скорости углубки скважины при стандартных режимах бурения. Буримость – комплексный показатель, зависящий от сочетания всех технологически значимых физико-механических свойств пород.

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

Таблица 3.1

Категории пород по буримости для вращательного механического бурения скважин

Категория буримости	Номинальная механическая скорость бурения, м/ч	Твердость пород по штампу, МПа	Категория буримости	Номинальная механическая скорость бурения, м/ч	Твердость пород по штампу, МПа
I	23,0	1,0	VII	1,89	20,0–30,0
II	11,0	1,0–2,5	VIII	1,28	30,0–40,0
III	5,7	2,5–3,0	IX	0,76	40,0–50,0
IV	3,35	5,0–10,0	X	0,48	50,0–60,0
V	2,25	10,0–15,0	XI	0,32	60,0–70,0
VI	1,5	15,0–20,0	XII	0,15	70,0

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

1) для вращательного механического бурения с двенадцатью категориями буримости пород (табл. 3.1);

2) для вращательного бурения шнеками с шестью категориями буримости;

3) для ударного механического бурения с семью категориями буримости;

4) для ударного механического бурения при разведке россыпных месторождений с шестью категориями буримости;

5) для ручного ударно-вращательного бурения с шестью категориями буримости.

В Центральном научно-исследовательском геологоразведочном институте (Россия) разработана методика определения категории буримости расчетным путем с использованием основных показателей физико-механических свойств пород и эталонная классификация пород по буримости.

На основе зависимости механической скорости бурения $v_м$ от динамической прочности $F_д$ и абразивности горных пород $K_{абр}$ выведена эмпирическая формула, отражающая влияние объединенного показателя буримости $\rho_м$ этих величин на буримость:

$$\rho_м = 3F_д^{0,8}K_{абр}. \qquad (3.25)$$

Для оперативного вычисления $\rho_м$ графоаналитическим методом используется стандартная номограмма (рис. 3.4).

Механическая скорость бурения выражается формулой

$$v_{мех} = lF_д^{-\alpha}K_{абр}^{-\beta}. \qquad (3.26)$$

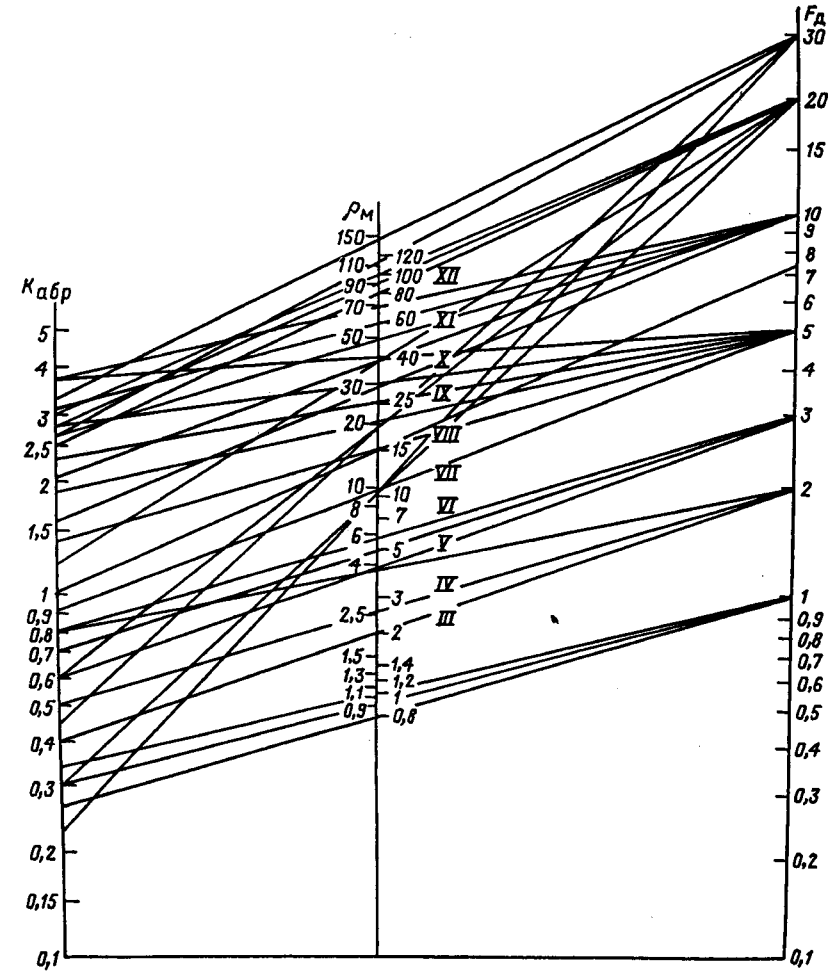


Рис. 3.4. Номограмма для определения объединенного показателя буримости

Значения коэффициентов l, α, β для различных типов породоразрушающего инструмента (коронок) приведены в табл. 3.2.

В табл. 3.3 приведена шкала категорий пород по буримости для разных значений объединенного показателя $\rho_м$.

На рис. 3.4 показан пример определения категории буримости пород: значения $F_д = 7,5$ и $K_{абр} = 1$ откладываются на соответствующих осях номограммы и соединяются линией, точка пересечения которой с осью $\rho_м$ дает значение $\rho_м = 15$, что соответствует VIII категории буримости горных пород

Таблица 3.2

Значения коэффициентов l, α, β

Коронки	l	α	β	α/β
Однослойные алмазные	5,899	0,3578	0,5040	0,71
Импрегнированные алмазные	0,135	0,2042	0,1983	1,03
Твердосплавные мелкорезцовые	0,233	2,6222	4,1622	0,63

Таблица 3.3

Давление горных пород по буримости для механического вращательного бурения в зависимости от значения $\rho_м$

Категория	$\rho_м$	Категория	$\rho_м$
I–II	1,0–2,0	VIII	15,2–22,7
III	2,0–3,0	IX	22,8–34,1
IV	3,1–4,5	X	34,2–51,2
V	4,6–6,7	XI	51,3–76,8
VI	6,8–10,1	XII	76,9–115,2
VII	10,2–15,1		

(см. табл. 3.3). Для практического использования номограмму рекомендуется перенести на твердую основу (пластик, картон и т.п.).

При отсутствии приборов для определения $F_А$ и $K_{абр}$ для предварительного суждения о свойствах пород можно воспользоваться табл. 3.4, в которой приведены характеристики основных типов горных пород, полученные на основе обобщения технологического опыта и используемые на практике в качестве отраслевого стандарта.

Таблица 3.4

Технологические свойства горных пород и руд

Генетический тип пород	Кислотно-щелочная группировка пород	Наименование пород	Средние значения показателей основных физико-механических свойств			Категория буримости
			$F_А$	$K_{абр}$	$\rho_м$	
1. Интрузивные						
1.1. Абиссальные	Ультраосновные	Перидотиты, пироксениты	14,0	1,1	27,2	VIII–IX
	Основные	Габбро-диориты	13,0	1,6	37,2	IX

Продолжение табл. 3.4

Генетический тип пород	Кислотно-щелочная группировка пород	Наименование пород	Средние значения показателей основных физико-механических свойств			Категория буримости
			$F_А$	$K_{абр}$	$\rho_м$	
	Средние	Кварцевые диориты	12,0	1,7	37,2	IX
	Кислые	Гранодиориты, граниты, сиениты	10,0	2,3	43,5	X
	С повышенной щелочностью	Сиенит-диориты	12,0	1,3	28,4	IX
	Щелочные	Файялиты-ийолиты	7,5	2,2	33,0	IX
1.2. Гипабиссальные	Основные	Габбро-диабазы	17,0	1,2	34,7	X
	Кислые	Микрограниты	12,0	1,4	30,6	IX
		Пегматиты	4,5	2,5	30,0	IX
		Гранит-порфиры	13,0	1,5	34,9	IX–X
	Щелочные	Мончаниты	15,0	1,4	36,6	X
		Луявриты	6,0	2,3	28,9	IX
		Сиенит-порфиры	14,0	1,3	30,3	IX
1.3. Эффузивные	Основные	Базальты и диабазы	19,4	1,1	35,3	IX
	Средние	Андезиты	16,6	0,8	22,7	VIII–IX
		Порфириты	17,5	0,8	23,6	VIII–IX
	Кислые	Дациты	11,4	1,2	25,2	IX
		Фельзиты	14,7	1,3	33,5	IX–X
		Липариты	13,9	1,8	44,3	X
		Кварцевые порфиры	14,8	1,7	44,0	X
		Туфы кислых эффузивов	9,4	1,2	21,6	VIII
	С повышенной щелочностью	Кварцевые альбитофиры	9,8	1,3	24,2	IX
2. Осадочные						
2.1. Обломочные		Аргиллиты	10,0	0,6	12,3	VII
		Алевролиты	12,0	0,5	10,9	VI–VII
		Сланцы песчаные	8,9	6,9	15,5	VII–VIII
		Песчаники	12,1	1,3	28,6	IX
		Конгломераты	13,2	1,3	30,7	IX
2.2. Глинистые		Сланцы глинистые	6,4	0,6	6,6	V–VI
2.3. Карбонатные		Мергели	4,6	0,1	1,2	III
		Известняки	8,5	0,4	1,6	V–VI
		Доломиты	11,3	0,4	8,3	VI
		Известняки кремнистые	11,6	1,1	23,5	VIII–IX

Продолжение табл. 3.4

Генетический тип пород	Кислотно-щелочная группировка пород	Наименование пород	Средние значения показателей основных физико-механических свойств			Категория буримости
			F_A	$K_{абр}$	$\rho_м$	
		Доломиты кремнистые	20,3	1,2	40,0	X
3. Метаморфические						
3.1. Контактово-метаморфические		Филлиты	8,2	0,9	14,5	VII
		Роговики	14,3	2,3	58,0	X
		Мрамор	6,5	0,4	5,4	VI
		Скарны гранит-пироксеновые	17,2	1,5	43,8	X
		Скарны рудные	15,3	1,4	37,2	IX
		Кварциты	11,5	2,2	46,6	X
		Кварциты вторичные	24,6	2,3	89,7	XII
3.2. Регионально метаморфические		Гнейсы	8,2	1,8	29,1	VIII–IX
		Сланцы кристаллические	7,5	1,1	16,5	VII–VIII
		Амфиболиты	30,0	0,9	41,0	IX–X
		Железистые кварциты	26,6	1,9	75,8	XI
		Джеспилиты	25,0	2,6	102,2	XII

ОЦЕНКА СТЕПЕНИ ТРЕЩИНОВАТОСТИ, УСТОЙЧИВОСТИ, КЕРНООБРАЗОВАТЕЛЬНОЙ СПОСОБНОСТИ И ПРОНИЦАЕМОСТИ ГОРНЫХ ПОРОД

Физико-механические свойства и определяемая ими буримость характеризуют реакцию минерального агрегата горной породы на технологическое воздействие при бурении – интенсивность и характер сопротивления, оказываемого буровому инструменту непосредственно забоем скважины. Однако геологический разрез или разбуриваемый массив обладает рядом существенных технологических свойств, которыми не обладают агрегаты минеральных зерен или их локальные (точечные) скопления и которые проявляются лишь в относительно крупных объемах пород, на более или менее значительных отрезках геологического разреза. С этими свойствами связана возможность развития геолого-технических осложнений, затрудняющих нормальный процесс бурения, необходимость специального крепления или гидроизоляции стенок скважин, необходимость применения специальных средств обеспечения полноты вещественного опробования.

Указанные свойства взаимосвязаны между собой и имеют общую природу в нарушении естественной монолитности пород горного массива – характер нарушения монолитности (рассечение массива трещинами, наличие пустот карстовых каналов и каверн, а также отсутствие механической связи между частицами породы) определяет технологические задачи и специальные технологические меры.

Совокупность трещин, разбивающих массив горных пород, именуется трещиноватостью. Степень трещиноватости вместе с другими тектоническими и горно-геологическими нарушениями характеризует структуру массива пород, его пространственную неоднородность, анизотропность свойств, влияет на прочность и устойчивость, водопроницаемость, влагоемкость отдельных интервалов разреза.

Количественной мерой степени трещиноватости выбирают показатели, выражающие густоту расположения и размеры отдельных трещин:

линейные (число и суммарная длина пересечения трещин на единицу длины скважины);

распределения по площади (число, размеры и раскрытость трещин на единицу площади стенки скважины);

объемные (число, площадь стенок и объем трещин на единицу объема околоскважинного пространства).

По исследованиям, выполненным во Всесоюзном научно-исследовательском институте методики и техники разведки (ВИТР, Россия), наиболее полно трещиноватость проявляется в бурении через степень раздробленности керна на столбики и обломки.

Поэтому трещиноватость пород целесообразно рассматривать не абстрактно, как таковую, а через способность горных пород образовывать в процессе бурения керн. Показателем раздробленности керна может служить величина удельной кусковатости $K_у$: число кусков, обломков или столбиков керна на 1 м углубления скважины или на 1 м керна. Чем выше выход керна, тем достовернее оценка трещиноватости пород по удельной кусковатости керна.

Для более точной оценки степени трещиноватости используют еще один критерий, определяемый числом трещин, встречаемых коронкой за один оборот и углом встречи плоскости трещин с осью скважины (W). Однако такая оценка тре-

Таблица 3.5

Классификация горных пород по трещиноватости и трудности получения керна при вращательном колонковом бурении

Группы пород по трещиноватости	Степень трещиноватости	Показатели		
		Выход керна при бурении одинарной колонковой трубой с прямой промывкой, %	Удельная кусковатость керна, $K_у$, шт/м	Трещиноватость W, ед/объем
1	Монолитные	100–70	1–5	до 0,50
2	Слаботрещиноватые	90–60	6–10	0,51–1,00
3	Трещиноватые	80–50	11–30	1,01–2,00
4	Сильнотрещиноватые	70–40	31–50	2,01–3,00
5	Весьма и исключительно трещиноватые	≤ 60–30	≥ 51	≥ 3,01

бует сложных аппаратурных исследований и в повседневной технологической практике не применяется. На основании указанных критериев, производственного опыта и опытно-методических исследований составлена единая классификация горных пород по степени трещиноватости и трудности получения керна (табл. 3.5).

Со степенью трещиноватости и трудностью отбора керна связано такое важное свойство горных пород в геологическом разрезе, как устойчивость – способность сохранять целостными стенки скважины при воздействии горного давления и разрушающих факторов процесса бурения. Оценка устойчивости необходима при проектировании конструкций скважин и выборе способов крепления их стенок, а также при разработке мер профилактики и устранения осложнений и аварий. ВИТРом предложена технологическая классификация горных пород по устойчивости, увязанная с характеристиками трещиноватости, буримости и типом сцепления частиц (табл. 3.6).

Породы I группы не требуют специальных мер по креплению стенок скважин. Породы II группы сохраняют устойчивость при соблюдении определенных технологических мер: применение специальных промывочных жидкостей, смазывающих добавок, ограничения скорости спуска и подъема снаряда и некоторых других.

Таблица 3.6

Классификация горных пород по степени устойчивости

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

Породы третьей группы требуют специального крепления обсадными трубами и цементирования стенок скважин по окончании проходки интервала пород данной группы.

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

Тесно связано с устойчивостью и трещиноватостью пород в массиве такое важное свойство, как проницаемость или поглощающая способность горных пород, характеризующая их способность пропускать через толщу массива жидкости, включая подземные воды и очистные агенты. Поглощающая способность пород часто обусловливает развитие различных осложнений процесса бурения и возможность применения той или иной технологии.

Проницаемость или поглощающая способность горных пород в основном связана с наличием в горных породах пор, трещин, каверн и карстовых пустот. В зависимости от величины раскрытия δ различают поры сверхкапиллярные ($\delta > 0{,}5$ мм), капиллярные (0,5–0,002 мм), субкапиллярные ($\delta < 0{,}002$ мм). По происхождению поры делятся на первичные (образующиеся при формировании породы) и вторичные

(возникшие в результате изменений). Поры в породе могут быть замкнутые и сообщающиеся. Изверженные горные породы с высокой степенью метаморфизма имеют пористость в пределах 0,4–1,8 % (гранит, кристаллические сланцы, гнейсы); величина пористости определяется, главным образом, глубиной залегания и степенью метаморфизма. Осадочные и слабометаморфизованные породы имеют пористость от 1,5 до 30 %.

Если пористые породы разбиты по всей массе трещинами, то горная порода приобретает дополнительную проницаемость.

Длина трещин в горных породах варьирует от нескольких сантиметров до сотен метров. Раскрытие трещин изменяется от долей миллиметра до нескольких сантиметров. По величине раскрытия трещины делятся на пять групп: тонкие – до 1 мм; мелкие – от 1 до 5 мм; средние – от 5 до 20 мм, крупные – от 20 до 100 мм; очень крупные – свыше 100 мм. Выделяются три группы трещин, влияющих на проницаемость горных пород: открытые, закрытые и скрытые. У открытых трещин явно наблюдается полость, у закрытых – разрыв заметен невооруженным взглядом, но увидеть полость по разрыву невозможно. С глубиной раскрытие трещин уменьшается и сеть их становится реже, что объясняется горным давлением.

Таблица 3.7

Классификация комплексов горных пород по проницаемости (по И.И. Рафиенко)

Группа пород по проницаемости	Характер поглощения	Количество поглощаемой жидкости Q, м^3/ч	Характеристика пород	Необходимые технологические мероприятия
I	Частичное	5	Пористые песчаники, мелко- и среднезернистые пески, слабопористые известняки	Применение глинистых растворов
II	Сильное	5–10	Среднезернистые песчаники, крупнозернистые пески, трещиноватые известняки, доломиты и изверженные породы	Применение глинистых растворов с наполнителями
III	Полное	10–15	Крупнозернистые песчаники, сильнотрещиноватые известняки и доломиты	Применение быстросхватывающихся смесей
IV	Катастрофическое	> 15	Кавернозные известняки, доломиты, залежи солей	Обсадка трубами

При выщелачивании или растворении известняков, доломитов, ангидрита, мела, гипса, мрамора, каменной и калийной соли при движении жидкости по крупным тектоническим трещинам образуются карстовые каверны и пустоты, достигающие нередко десятков кубических метров по объему и простирающихся в глубину на многие километры. В табл. 3.7 представлена классификация комплексов горных пород по проницаемости и поглощающей способности, применяемая в бурении.

В комплексе геолого-технические условия бурения, включая характеристики физико-механических свойств горных пород, их буримость, трещиноватость, устойчивость, проницаемость, являются основанием для выбора способов и средств бурения – проектирования технологии проходки скважин. Придерживаясь этой принятой на практике схемы мы будем рассматривать вопросы технологии разведочного бурения скважин.

4 СОВРЕМЕННЫЕ ПРЕДСТАВЛЕНИЯ О ТЕОРИИ РАЗРУШЕНИЯ ГОРНЫХ ПОРОД ПРИ РАЗЛИЧНЫХ СПОСОБАХ БУРЕНИЯ

Разрушение породы является основной операцией при бурении скважин. В результате силового воздействия породоразрушающего инструмента в породе возникает упругое напряженное состояние. С увеличением нагрузки напряжения в горной породе возрастают и в итоге достигают предельного значения. Дальнейшее повышение нагрузки приведет к разрушению породы либо к пластической деформации. Однако изменение напряжений во времени и характер протекания деформации во многом зависит 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, упругопластичные, высокопластичные.

Распределение напряжений в горной породе также зависит от геометрической формы резца, которая может быть представлена 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 очень сложен. 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 индентора (штампа) той или иной формы в образец породы, именуемой упругим полупространством.

Согласно теории упругости под действием сосредоточенной силы в упругом полупространстве возникают напряжения, значения которых определяются в задаче Буссинеска. С помощью этой задачи можно найти положение поверхностей,

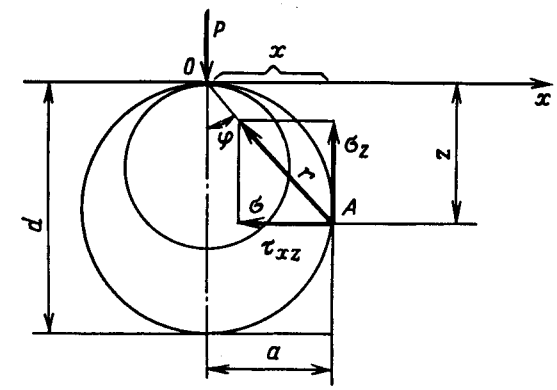


Рис. 4.1. Схема формирования напряжений в образце горной породы под действием силы *P*:
a – радиус сферы; *x* – расстояние от оси симметрии, на котором действует сила *P*; *r* – расстояние от точки *A* до точки приложения силы *P*; *d* – диаметр сферы

по которым будет происходить разрушение породы, когда напряжения достигнут критического значения.

Если к упругому полупространству приложить сосредоточенную силу *P* в точке *O* перпендикулярно к поверхности, то в твердом теле возникает напряженное состояние в объеме сферы (рис. 4.1).

Рассмотрим величины напряжений в произвольной точке *A*, лежащей на эпюре сферы.

Нормальное напряжение, параллельное оси *Oz*, будет иметь следующее значение:

$$\sigma_z = -\frac{3P}{2\pi} z^3 \left(a^2 + z^2\right)^{-\frac{5}{2}}. \qquad (4.1)$$

Касательное напряжение

$$\tau_{xz} = -\frac{3P}{2\pi} a z^2 \left(a^2 + z^2\right)^{-\frac{5}{2}}. \qquad (4.2)$$

Полное напряжение, действующее в точке *A* и направленное к месту приложения силы *P*, будет составлять

$$\sigma = \sqrt{\sigma_z^2 + \tau_{xz}^2} = \frac{3P}{2\pi} \frac{\cos^2\varphi}{r^2}. \qquad (4.3)$$

На оси симметрии *Oz* (при $\varphi = 0$) будут действовать нормальные напряжения σ_z, σ_x, σ_y; которые определяют из следующих выражений:

$$\sigma_z = \frac{3}{2}\frac{P}{\pi r^2}; \qquad (4.4)$$

$$\sigma_y = \sigma_x = \frac{1}{4}\frac{P}{\pi r^2}(1-2\mu), \qquad (4.5)$$

где μ – коэффициент Пуассона.

Из последнего выражения следует, что на оси симметрии все напряжения сжимающие, что соответствует всестороннему сжатию.

На поверхности образца, т.е. при $\varphi = -\frac{\pi}{2}$, имеем

$$\sigma_z = 0;\ \sigma_y = (1-2\mu)\frac{P}{2\pi r^2};$$

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

Из равенства $\sigma_y = -\sigma_x$ следует, что на поверхности полупространства имеет место чистый сдвиг.

При вдавливании в горную породу цилиндрического штампа с плоским основанием вертикальное давление P, действующее на штамп и заменяющее сосредоточенную P в задаче Буссинеска, распределяется по кругу (рис. 4.2).

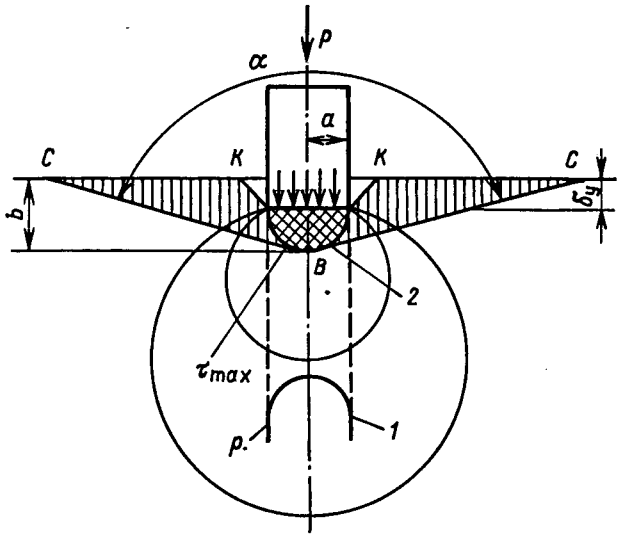


Рис. 4.2. Деформация хрупкой горной породы при вдавливании цилиндрического штампа с плоским основанием (по Л.А. Шрейнеру):
1 – распределение давления под штампом; *2* – распределение максимальных касательных напряжений (по изохроме). Разрушение горной породы при достижении конечной упругой деформации показано конусом *CBC*

В этом случае давление под штампом распределяется неравномерно и определяется следующей формулой:

$$p(x) = \frac{P}{2\pi a\sqrt{a^2 - x^2}}. \qquad (4.6)$$

В центре штампа ($x = 0$) давление

$$p_x = -\frac{P}{2\pi a^2}.$$

Здесь $p(x)$ – функция распределения давления по плоскости контура штампа; P – сила, действующая на штамп; a – радиус штампа; x – расстояние от оси симметрии, на котором действует сила P.

При вдавливании абсолютно жесткого цилиндрического штампа значение абсолютной упругой деформации породы определяется выражением:

$$\delta_y = \frac{P(1-\mu^2)}{2a\varepsilon}. \qquad (4.7)$$

При вдавливании штампа максимальные касательные напряжения τ_{max}, имеющие одни и те же значения, расположены на окружностях (изохромах), проходящие через края штампа (см. рис. 4.2).

Наибольшее максимальное касательное напряжение находится на направлении оси штампа, на глубине $z = b = 0{,}637a$. Численное значение этого напряжения $\tau_{0max} = 0{,}33$; для коэффициента Пуассона $\mu = 0{,}3$. При $z = 0$, $\tau_{0max} = 0{,}1\rho$.

Глубина b, на которой возникает τ_{0max}, получила название критической, так как на этой глубине напряжения превышают предел прочности породы и вызывают появление трещин, которые выходят на поверхность. Этот процесс сопровождается крупным выколом породы по плоскости, расположенный под углом α, несколько большим 120°. В зависимости от геометрической формы соприкасающихся упругих тел, меняются значения критической глубины и величины τ_{0max}.

Разрушение горной породы под индентором при достижении конечной упругой деформации будет происходить по конусу, который имеет вертикальное сечение в виде треугольника *CBC*.

Герц установил, что при контакте двух цилиндров по площадке с шириной $2a$ критическая точка b находится на глубине $0{,}78a$, причем

$$\tau_{0max} = -\frac{2P}{\pi a},$$

где P – нагрузка на единицу длины полоски.

При контакте шара с плоской поверхностью, по данным А.П. Динника, наибольшее касательное напряжение $\tau_{0max} = 0{,}31\ p_{max}$ возникает на глубине $b = 0{,}47a$. В данном случае a – радиус круга контакта, а p_{max} – максимальное давление. При внедрении штампа большей длины в горную породу (М. Садовский, Л. Надин и др.) максимальное касательное напряжение $\tau_{0max} = p/\pi$ возникает на глубине $b = a$, где p – равномерно распределенное давление; a – половина ширины штампа.

Таким образом, процесс разрушения горных пород под действием штампа или резца протекает очень сложно и зависит от механических свойств пород, величины прилагаемой нагрузки и геометрической формы индентора.

4.1. ТВЕРДОСПЛАВНОЕ БУРЕНИЕ

При твердосплавном бурении резец твердосплавной коронки под действием осевой нагрузки совершает поступательное движение вниз на некоторую глубину h и при приложении крутящего момента перемещается по кругу, вызывая скалывание или резание породы. В результате наложения двух перемещений резец будет совершать движение по винтовой линии. Поскольку глубина внедрения резца небольшая (несколько миллиметров) по сравнению с диаметром скважины, можно принять, что угол наклона плоскости забоя равен нулю. В связи с тем, что на резец действуют две силы (осевая нагрузка P и сила резания F_p, создаваемая крутящим моментом), результирующая (равнодействующая) этих сил R при клиновидной форме резца будет действовать по наклонной плоскости I–I, 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 эллипсоидную форму (рис. 4.3).

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 будет оказывать давление на породу и сминать ее. Позади перемещающегося резца возникает зона растяжения, вызывающая ослабление связей в породе и образование микротрещин (*1*).

Рис. 4.3. Схема внедрения резца в упругопластичную породу осевой нагрузкой P:
1, 2 – зона соответственно сжатия и растяжения

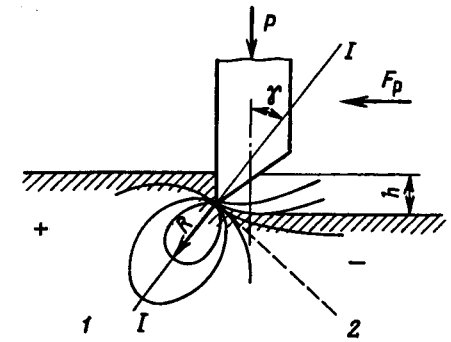
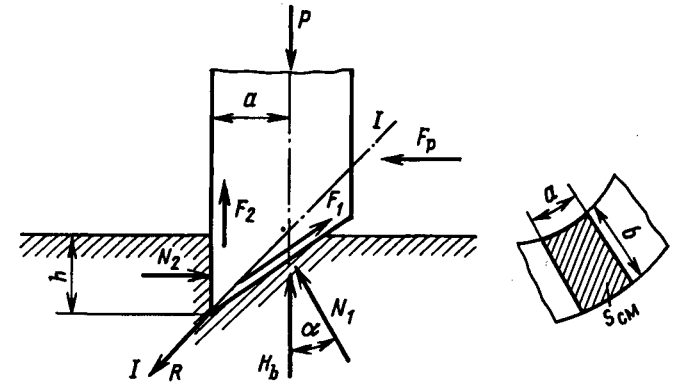


Рис. 4.4. Схема разрушения горной породы твердосплавным резцом



Внедрению резца в породу (рис. 4.4) будет препятствовать сопротивление породы в виде двух реакций: N_1 и N_2.

Сила N_1 определяется сопротивлением породы разрушению на площадке $S_{см}$, т.е. площадь задней грани, находящейся в контакте с породой, и пределом твердости породы на вдавливание H_b:

$$N_1 = S_{см} H_b \sin\alpha. \qquad (4.8)$$

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

$$N_2 = \sigma S_{ск}. \qquad (4.9)$$

Перемещение резца под действием равнодействующей силы R по плоскости I–I вызовет появление сил трения на передней грани $F = fN_1$ и на задней грани $F_2 = fN_2$; коэффици-

ент трения породы о резец $f = \operatorname{tg}\varphi$. Проекции сил, действующих на резец, на горизонтальную и вертикальную плоскости, выражаются следующими уравнениями:

$$N_2 - N_1\cos\alpha + N_1\operatorname{tg}\alpha\sin\alpha = 0; \tag{4.10}$$

$$-P + N_2\operatorname{tg}\varphi + N_1\sin\alpha + N_1\operatorname{tg}\varphi\cos\alpha. \tag{4.11}$$

Определяя из уравнения (4.10)

$$N_2 = N_1\left(\cos\alpha - \operatorname{tg}\varphi\sin\alpha\right) = N_1\frac{\cos\alpha\cos\varphi - \sin\alpha\sin\varphi}{\cos\varphi} = \frac{N_1\cos\left(\alpha+\varphi\right)}{\cos\varphi}$$

и подставляя это выражение в уравнение (4.11), найдем значение N_1:

$$N_1 = \frac{P\cos^2\varphi}{\sin\left(\alpha+2\varphi\right)}. \tag{4.12}$$

Величину N_1 можно также определить из выражения

$$N_1 = H_b\sin\alpha\ b\ h/\cos\alpha = h\ b\ H_b\operatorname{tg}\alpha, \tag{4.13}$$

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

Из выражений (4.12) и (4.13) определим

$$h = \frac{\eta P}{bH_b\operatorname{tg}\alpha}, \tag{4.14}$$

где $\eta = \dfrac{\cos^2\varphi}{\sin\left(\alpha+2\varphi\right)}$.

В существующих коронках угол $\alpha = 72°$, поэтому $\operatorname{tg}\alpha = 3{,}08$. Для угла $\alpha = 72°$ имеем $\eta = 0{,}94$. Так как в современной конструкции коронок $b = 8{,}5$ мм, формула (4.14) упрощается:

$$h = 3{,}5\cdot10^{-2}PH_b^{-1}. \tag{4.15}$$

За время t коронка внедряется в породу на величину

$$l = hnmt = 3{,}5\cdot10^{-2}PH_b^{-1}nmt, \tag{4.16}$$

где P – нагрузка на резец; n – частота вращения коронки; m – число резцов в коронке; H_b – твердость породы.

Произведение $Pm = G$ представляет собой осевую нагрузку на коронку.

Механическая скорость бурения определяется из выражения

$$v_м = 1/t = 3{,}5\cdot10^{-2}GnH_b^{-1}. \tag{4.17}$$

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 значение G необходимо увеличивать.

4.2. АЛМАЗНОЕ БУРЕНИЕ

Алмазное бурение – наиболее эффективный способ проходки разведочных скважин благодаря его особым физико-механическим свойствам. Алмаз является наиболее твердым минералом, поэтому его используют при бурении пород средней твердости и весьма крепких различной абразивности. 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 является достаточно сложным, зависящим от большого числа факторов. В зависимости от механических свойств горных пород и геометрической формы алмаза процессы разрушения протекают по-разному. При бурении твердых, хрупких пород разрушение будет происходить за счет их скалывания, смятия и раздавливания, в пластичных породах будут преобладать процессы резания.

Если рассматривать упругохрупкие породы, то процесс разрушения алмазным зерном можно представить в следующем виде (рис. 4.5).

На алмазную коронку действует осевая нагрузка P, обеспечивающая внедрение алмаза в породу на глубину h, и тангенциальная составляющая P_τ, обеспечивающая перемещение алмаза по забою. Эти нагрузки распределяются между алмазами, разрушающими породу. Отсюда средние значения осевой P_a и тангенциальной составляющих нагрузки $P_{\tau a}$ на один

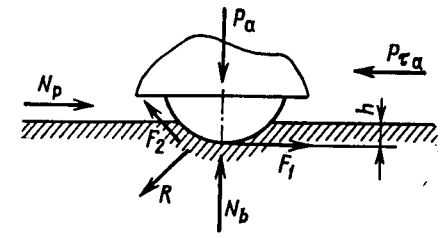


Рис. 4.5. Схема разрушения горной породы алмазным микрорезцом

работающий алмаз зависят от их общего числа на торце коронки:

$$P_a = P/m; \tag{4.18}$$

$$P_{\tau a} = P_\tau/m. \tag{4.19}$$

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

$$h = \frac{kv_м}{nm}, \tag{4.20}$$

где k – коэффициент, учитывающий число алмазов, находящихся в контакте с породой; $v_м$ – механическая скорость бурения, мм/мин; n – частота вращения коронки, об/мин; m – число торцевых алмазов; h – углубление за один оборот, мм.

Внедрению алмаза в породу будут препятствовать силы сопротивления внедрению алмаза в породу N_b и силы лобового сопротивления перемещения резца $N_р$.

Сопротивление породы внедрению резца будет определяться выражением:

$$N_b = S_{см}H_b, \tag{4.21}$$

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

Сопротивление породы перемещению резца будет равно:

$$N_р = S_{ск}\sigma_р, \tag{4.22}$$

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

Внедрение алмаза в породу будет происходить под действием равнодействующей силы

$$R = N_b + N_р. \tag{4.23}$$

Подставив вместо N_b и $N_р$ их значения, получим:

$$R = \pi\, d\, h\, H_b + \pi\, d\, h\, \sigma_{ск},$$

или

$$R = \pi\, d\, h(H_b + \sigma_{ск}). \tag{4.24}$$

Обозначим $H_b + \sigma_{ск} = \sigma_{пр}$, где $\sigma_{пр}$ – предел прочности горной породы.

Тогда получим

$$h = \frac{R}{\pi d\sigma_{пр}}. \tag{4.25}$$

Подставим вместо h его значение из формулы (4.20):

$$\frac{kv_м}{mn} = \frac{R}{\pi d\sigma_{пр}}.$$

Отсюда

$$v_м = \frac{Rmn}{k\pi d\sigma_{пр}}. \tag{4.26}$$

Ввиду малых размеров алмазного зерна можно принять, что $Rm = P$, где P – осевая нагрузка на коронку.

Тогда

$$v_м = \frac{Pn}{k\pi d\sigma_{пр}}. \tag{4.27}$$

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

4.3. БУРЕНИЕ ШАРОШЕЧНЫМИ ДОЛОТАМИ

Бурение шарошечными долотами при проходке разведочных скважин применяется по вмещающим породам при детальной разведке месторождений, когда геологический разрез достаточно хорошо изучен. Также этим способом проходятся гидрогеологические скважины, скважины технического назначения и др.

Характер разрушения горных пород шарошечным долотом во многом зависит от его конструктивных особенностей, что определяет кинематику его работы на забое.

Особенность кинематики работы шарошки долота состоит в том, что каждая шарошка участвует в сложном вращательном движении: относительном движении вокруг собственной оси и переносном вращательном движении вокруг оси долота. В результате сложения двух вращательных движений в каждый момент времени шарошка совершает вращение вокруг некоторой мгновенной оси. Долото, вращаясь вокруг своей оси, вызывает перекатывание шарошки по забою, которая может опираться либо на один, либо на два зуба, изменяя положение оси шарошки в пространстве. Высота перемещения оси шарошки зависит от многих факторов, и в частности, от высоты зубьев и расстояния между ними (шаг), а также от свойств породы, которая деформируется под зубом долота.

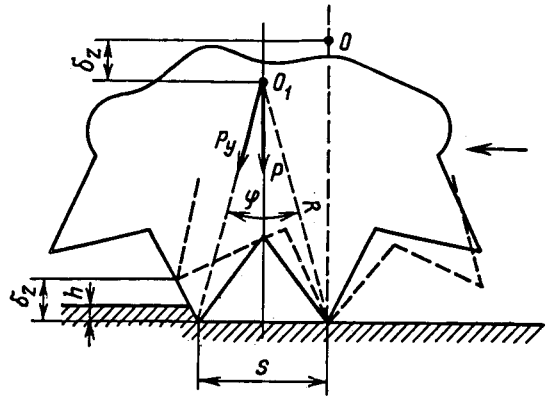


Рис. 4.6. Схема работы шарошечного долота:
δ_z – амплитуда возвратно-поступательного движения долота или высота падения зуба; h – глубина внедрения зуба в породу; R – радиус шарошки; s – шаг зубьев шарошки

Благодаря колебательному движению зубья шарошки оказывают на породу не только статическое воздействие, определяемое нагрузкой на долото, но и динамическое, зависящее от скорости вращения долота и конструкции его рабочей части.

Если мгновенная ось вращения шарошки не проходит через линию контакта шарошки с забоем, то шарошка только перекатывается по забою, нанося удары зубьями по породе. В таком режиме работают долота дробящего действия.

Если мгновенная ось вращения шарошки пересекается с линией контакта шарошки с поверхностью забоя, то при вращении шарошки зубцы будут проскальзывать по забою, производя скол породы при одновременном нанесении ударов по забою. Такой режим работы соответствует долотам дробяще-скалывающего действия.

Рассмотрим схему работы шарошечного долота (рис. 4.6).

При числе зубьев шарошки m в одном ряду

$$\varphi = -2\pi/m \qquad (4.28)$$

или

$$\delta_z = 2R\sin^2\pi/2m. \qquad (4.29)$$

Энергия удара, наносимого зубом шарошки по забою, определяется выражением:

$$w_з = P_у\delta_z, \qquad (4.30)$$

где $P_у$ – удельная нагрузка на один зуб.

Подставив в формулу (4.29) значение δ_z, получим

$$w_з = P_у 2R\sin^2\pi/2m. \qquad (4.31)$$

Отсюда видно, что эффективность разрушения пород шарошечным долотом зависит от величины удельной осевой нагрузки, радиуса и числа зубьев одного венца шарошки.

Большое влияние на разрушение горных пород будет оказывать осевая нагрузка на долото. Очевидно, ее величина должна быть такой, чтобы удельная нагрузка, приходящаяся на зуб шарошки, превышала прочность горной породы.

Величину осевой нагрузки, обеспечивающей объемное разрушение породы, определяют из выражения

$$P = \alpha H_ш F_к, \qquad (4.32)$$

где α – опытный коэффициент, зависящий от типа породы; $H_ш$ – твердость горной породы по штампу; $F_к$ – площадь контакта долота с забоем.

Площадь контакта долота с забоем, по данным В.С. Федорова, рассчитывается по формуле:

$$F_к = D\eta\delta/2, \qquad (4.33)$$

где D – диаметр долота, мм; η – коэффициент перекрытия забоя; δ – притупление зубцов, мм.

Коэффициент перекрытия забоя представляет собой отношение суммы длин зубцов, выделенных по одной образующей на каждой шарошке, к радиусу долота.

Разрушение горной породы долотом дробяще-скалывающего действия происходит в основном за счет ударов, наносимых зубьями шарошки по породе. Энергия удара будет зависеть от величины осевой нагрузки P и высоты зуба δ_z.

В процессе бурения долото вращается с некоторой скоростью n. За счет вращения происходит частичное скалывание породы в результате проскальзывания шарошки.

Однако эффективное разрушение породы возможно только при достаточном времени контакта каждого зуба с породой. При определенных значениях конечной скорости удара и осевой нагрузки время контакта должно быть таким, чтобы обеспечить полную передачу статических и динамических нагрузок на породу и процесс ее объемного разрушения. Время контакта зубьев шарошечного долота с породой можно изменить главным образом за счет их шага и частоты вращения соответственно долота.

Согласно исследованиям В.С. Федорова, рациональную частоту вращения долота для обеспечения минимально необходимой продолжительности контакта $t_{к.з}$ зубьев с породой можно определить из выражения

$$n = 0{,}6 \cdot 10^5 \frac{d}{t_{к.з} m D}, \qquad (4.34)$$

где d – диаметр шарошки; D – диаметр долота; $t_{к.з}$ – время контакта; m – число зубцов на периферийном венце шарошки.

Таким образом, формирование энергии, необходимой для эффективного разрушения породы инструментом дробяще-скалывающего действия можно осуществить за счет осевой нагрузки P и частоты вращения инструмента n.

5 ПРОЕКТИРОВАНИЕ КОНСТРУКЦИИ СКВАЖИНЫ

В комплексе геолого-технические условия бурения, включая характеристики физико-механических свойств горных пород, их буримости, трещиноватости, устойчивости, проницаемости, являются основанием для выбора способов и средств бурения – проектирования технологии проходки скважин, схема последовательности которого приведена на рис. 5.1. Придерживаясь этой принятой на практике схемы, мы будем рассматривать вопросы технологии разведочного бурения скважин.

Одним из важнейших технико-технологических решений является выбор конструкции (проектирование) скважины.

Проектирование конструкции скважины на основе анализа геологических условий и ее целевого назначения включает в себя определение конечного диаметра бурения, диаметров скважины на каждом из интервалов, их длины, а также диаметра длины, глубины посадки, способа заделки башмака обсадных колонн, участков тампонирования, цементации зон осложнений, что является первым шагом в проектировании технологии бурения, поскольку определяет все последующие элементы технологии.

Конструкция скважины определяется целевым назначением буровых работ, геологическим заданием, видом полезного ископаемого, сложностью горно-геологических условий залегания полезного ископаемого, способом бурения.

Рациональная конструкция должна иметь следующие характеристики:

конечный диаметр является минимально возможным с учетом получения достоверной геологической информации по керну различных полезных ископаемых, проведения скважинных исследований и применения соответствующих технических средств (пробоотборников, геофизических зондов, оборудования для проведения опытных откачек воды);

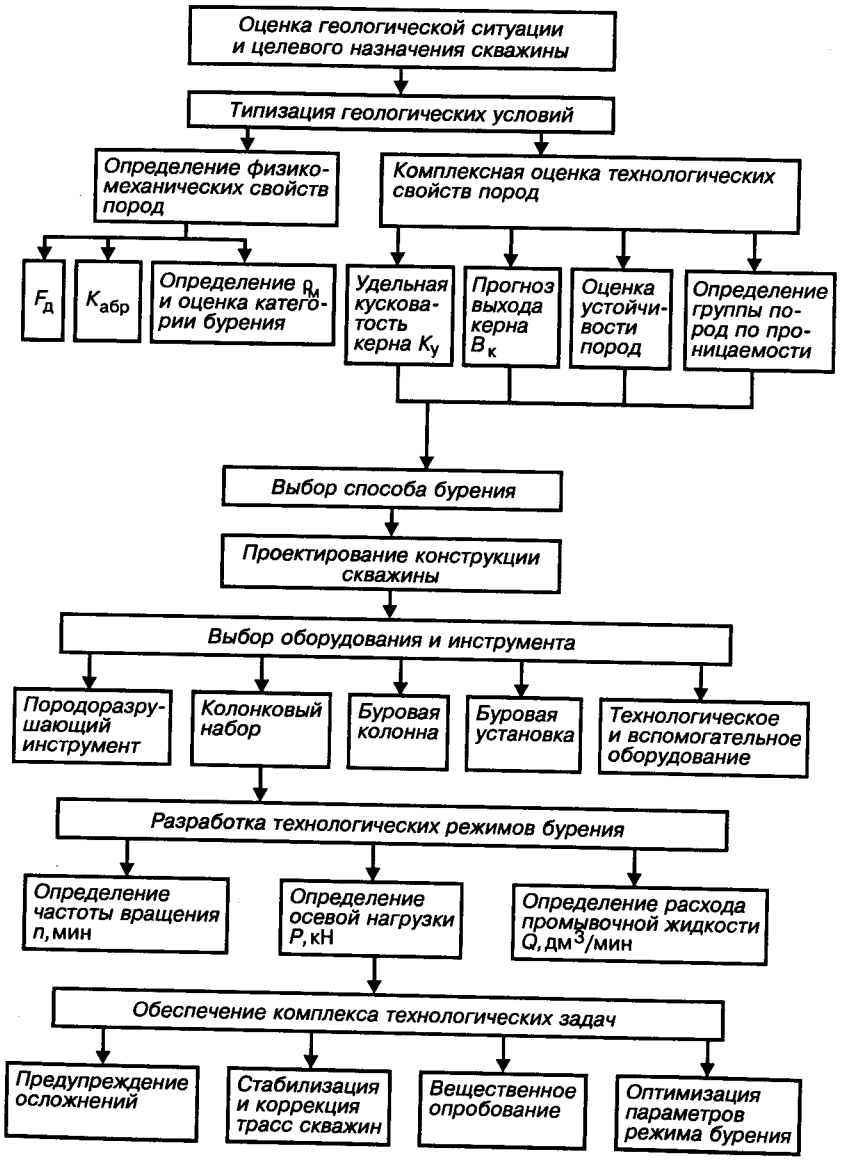


Рис. 5.1. Схема проектирования технологии бурения

минимальное количество обсадных колонн и минимальные глубины их спуска в соответствии с возможными геолого-техническими осложнениями, включая потерю промывочной жидкости, интервалы неустойчивых горных пород и т.д.;

типоразмеры породоразрушающего инструмента, бурильных, колонковых и обсадных труб соответствуют рациональным соотношениям между ними при данном способе бурения.

Производственный опыт и проведенные исследования показали, что наилучшие результаты бурения обеспечиваются малыми диаметрами породоразрушающего инструмента (46–59 мм). Однако не всегда скважины такого диаметра позволяют выполнить геологическую задачу. Прежде всего это связано с необходимостью получения керновых проб, геометрический эквивалент которых (минимальный размер, позволяющий получить достоверные среднестатистические характеристики оруденения) в поперечном направлении был бы не меньше диаметра керна. В табл. 5.1 приведены минимально допустимые диаметры керна при разведке различных видов полезных ископаемых.

Помимо этого, необходимо учитывать возможность применения геофизической и другой скважинной аппаратуры. При этом имеет значение не только диаметр скважины, но и характер покрытия стенок скважины: металлическое экранирование стенок обсадными трубами, наличие цементного кольца или глинистой корки. Диаметры геофизических зондов, как правило, составляют 30–40 мм, а керногазонаборников – 73–89 мм. Типоразмеры устройств для отбора ориентированного керна и снаряды направленного бурения – в пределах 59 мм. Аппаратура визуального обзора стенок скважин (скважинные фотокамеры) предназначена для использования в скважинах диаметром 76–93 мм. Минимальные размеры временных пакеров и устройств для гидрогеологических исследований скважин составляют 73 мм.

Минимально допустимые диаметры скважин в зависимости от габаритных размеров применяемой аппаратуры приведены в табл. 5.2.

Возможность применения того или иного скважинного прибора в условиях металлического и безметаллического крепления стенок определяется принципами работы прибора и регламентируется его паспортными характеристиками.

При проектировании конструкций скважин необходимо стремиться к наиболее простым одноколонным конструкциям.

Таблица 5.1

Минимально допустимые диаметры керна и скважин

Промышленные типы руд	Допустимые диаметры керна, мм			Диаметр скважины, мм
	по формально статистическим показателям	по данным мировой практики	рекомендуемые	
Магматические месторождения				
Хромитовые	22	20,6	22	36
Титаномагнетитовые	14–22	38	32	46
Медно-никелевые	32–42	22–32	32–42	46–59
Редкометальные	32	32	32	59–76
Пегматитовые месторождения				
Редкометальные	42–60	28,6–41,3	42–60	59–76
Скарновые месторождения				
Железные	14–22	28,6	32	46
Молибденвольфрамовые	32–60	60	32–60	46–76
Медные	32	28,6	32	46
Полиметаллические	32	28,6	32	46
Гидротермальные месторождения				
Колчеданные	14–32	22,2	32	46
Медистые песчаники	22	28,6	22	36
Вольфрам-молибденовые	32–42	28,6–54	32–60	46–76
Оловянные	32–42	23,8–33,3	32–42	46–59
Золотоносные	32–60	19,0–28,3	22–32	36–46
Осадочные месторождения				
Силикатно-никелевые	–	–	22–42	36–59
Бокситы	32–42	28,6	22–42	46–59
Метаморфогенные месторождения				
Железистые кварциты	32–42	20,6	32	46
Золотоносные конгломераты	–	31,4	32	46

Таблица 5.2

Виды исследований	Наружный диаметр скважинного прибора, мм	Номинальный диаметр скважины, мм
Радиометрические (ГК, ГГК, ННК, НГК и др.)	28–60	36–76
Магнитометрия	36–40	46
Термокаротаж	36	46
Резистивиметрия	60	76
Инклинометрия	28–70	36–76
Кавернометрия	60–70	76
Радиопросвечивание	36–48	46–59
Амплитудно-фазовые измерения	36–48	46–59
Кернометрия	57–73	59–76

При выборе конструкции следует избегать применения обсадных колонн, устанавливаемых «впотай» (без выведения верхнего конца на поверхность). Применение потайных колонн и бурение в ступенчатом открытом стволе недопустимо при использовании снарядов со съемным керноприемником.

Ступенчатость ствола скважины при алмазном бурении допускается только в аварийных ситуациях или в глубоких (более 1000 м) скважинах, когда на нижних интервалах бурение ведется при сравнительно небольших (400–500 мин$^{-1}$) частотах вращения.

В практике разведочного бурения на рудные полезные ископаемые получение представительных проб обеспечивается при использовании следующих минимальных размеров породоразрушающих инструментов:

46–59 мм при бурении алмазными коронками;

59–76 мм при бурении твердосплавными коронками.

Коронки большого диаметра рекомендуется применять в случае бурения трещиноватых пород. При бурении по нерудным полезным ископаемым минимальный диаметр скважины составляет 93 мм.

При разведке угольных месторождений в зависимости от типа углей рекомендуют следующие диаметры бурения: по мягким углям – 93 мм, по средним – 76 мм, по плотным – 59 и 76 мм с учетом применения специальных снарядов для получения представительного керна.

После определения конечного диаметра скважины необходимо выполнить следующее: наметить участки, требующие закрепления стенок скважины обсадными трубами; выбрать размеры и наметить глубину спуска обсадных колонн; предусмотреть необходимость тампонирования обсадных труб или отдельных участков ствола скважины.

Во всех случаях необходимо стремиться к выбору наиболее простой конструкции скважин с использованием минимального количества колонн обсадных труб. Это облегчает бурение скважин, сокращает набор инструментов, расход обсадных труб и снижает стоимость работ. Простая конструкция скважины обеспечивает возможность применения высоких частот вращения бурового инструмента при высокой эффективности средств, снижающих вибрации бурильного вала.

Обсадные трубы применяют для обеспечения направления ствола скважины, закрепления устья скважины, предохранения его от размывания, отвода промывочной жидкости в желоба (такая обсадная труба называется направляющей); а так-

Таблица 5.3

Параметр	Показатели по ГОСТ 6238-77							
Наружный диаметр труб, мм	33,5	44	57	73	89	108	127	146
Толщина стенки трубы, мм	3,0	3,5	4,5	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0
Внутренний диаметр труб, мм	27,5	37	48	63	79	98	117	136
Внутренний диаметр ниппеля, мм	24,5	34	46	62	78	95,5	114,5	134
Длина труб, м	1,5–3,0		1,5–4,5		1,5–6,0			
Масса 1 м гладкой трубы	2,26	3,50	5,83	8,38	10,36	12,7	15,04	17,39

же для закрепления неустойчивых, обводненных и водопоглощающих интервалов.

Обсадные трубы в колонну могут соединяться посредством ниппелей или труба в трубу. Безниппельное соединение труб является менее прочным, поэтому применяется для соединения труб диаметром не более 89 мм. Краткая техническая характеристика обсадных труб приведена в табл. 5.3.

При креплении скальных пород зазор между стенкой скважины и обсадной трубой может составлять 1–3 мм. При наличии в геологическом разрезе песчано-глинистых пород, склонных к вспучиванию или обрушению, этот зазор должен составлять не менее 10 мм.

Пример. Разработать проектную конструкцию скважин для следующих условий бурения, приведенных в табл. 5.4. Рудная зона представлена радиоактивными элементами. В интервале 180–500 м предусматривается взятие ориентировочного керна для изучения элементов залегания пород, а также проведение геофизических исследований и инклинометрии по всей глубине скважины.

Бурение в интервале 0–600 м предполагается вести с применением твердосплавных коронок, а в интервале 600–700 м – с применением алмазных коронок, что обусловлено буримостью горных пород на этих интервалах. В связи с тем, что угол падения пласта полезного ископаемого составляет более 30°, скважины должны быть наклонными.

Конечный диаметр скважины для обеспечения необходимой представительности керна по данным табл. 5.1 можно принять равным 36 мм. Так как рудная зона представлена раздробленными породами, при бурении по которым для повышения выхода керна потребуется применение специальных технических средств, диаметр бурения должен быть увеличен.

С учетом трещиноватости горных пород рудной зоны диаметр скважины должен быть не менее 59 мм, что обеспечит необходимое количество кернового материала для проведения опробования. Для взятия ориентировочного керна (кернометрия) применяем приборы, называемые керноскопами, диаметр которых составляет 57 мм (см. табл. 5.2), что соответствует выбранному конечному диаметру.

Диаметр приборов, применяемых для проведения инклинометрии и других геофизических исследований в буровых скважинах, не превышает 50 мм (см. табл. 5.2). Таким образом, принимаем конечный диаметр скважины равным 59 мм.

Интервалы скважины от 0 до 62 м, представленные глинистыми породами, необходимо перекрывать обсадными трубами. Для закрепления устья скважины, предохранения ее от размыва, отвода промывочной жидкости в желоба и обеспечения направления скважины в интервале 0–4 м необходимо установить и зацементировать направляющую.

Глубина бурения под следующую обсадную колонну должна превышать 62 м с таким расчетом, чтобы обсадные трубы были установлены в твердые монолитные породы. Принимаем глубину бурения равной 65 м.

Нижняя часть обсадной колонны должна быть зацементирована.

Диаметр выбранных обсадочных колонн определяем в направлении снизу вверх. Для прохождения коронки диаметром 59 мм минимальный наружный и внутренний диаметры обсадных труб должны составлять 73 и 65,5 мм соответственно. Принимаем трубы этого размера. Для гарантированного спуска таких труб в набухающих породах проектируем бурение породоразрушающим инструментом диаметром 93 мм. Тогда наружный и внутренний диаметры направляющей трубы будут иметь размер 108 и 99,5 мм соответственно, что обеспечивает прохождение коронок диаметром 93 мм. Бурение под указанную трубу необходимо вести породоразрушающим инструментом диаметром 112 мм на глубину не менее 4 м.

При бурении поисково-разведочных скважин в неизученных геологических условиях необходимо предусмотреть резервный диаметр 76 мм. Породоразрушающим инструментом этого диаметра можно разбуривать ствол в случае осложнений. Тогда диаметры (внутренний и наружный) обсадных колонн будут соответственно 89/81 мм и 127/118 мм. Диаметры скважин под эти колонны соответственно 112 и 132 мм.

Типовая конструкция скважины для данных условий приведена в табл. 5.4.

Таблица 5.4

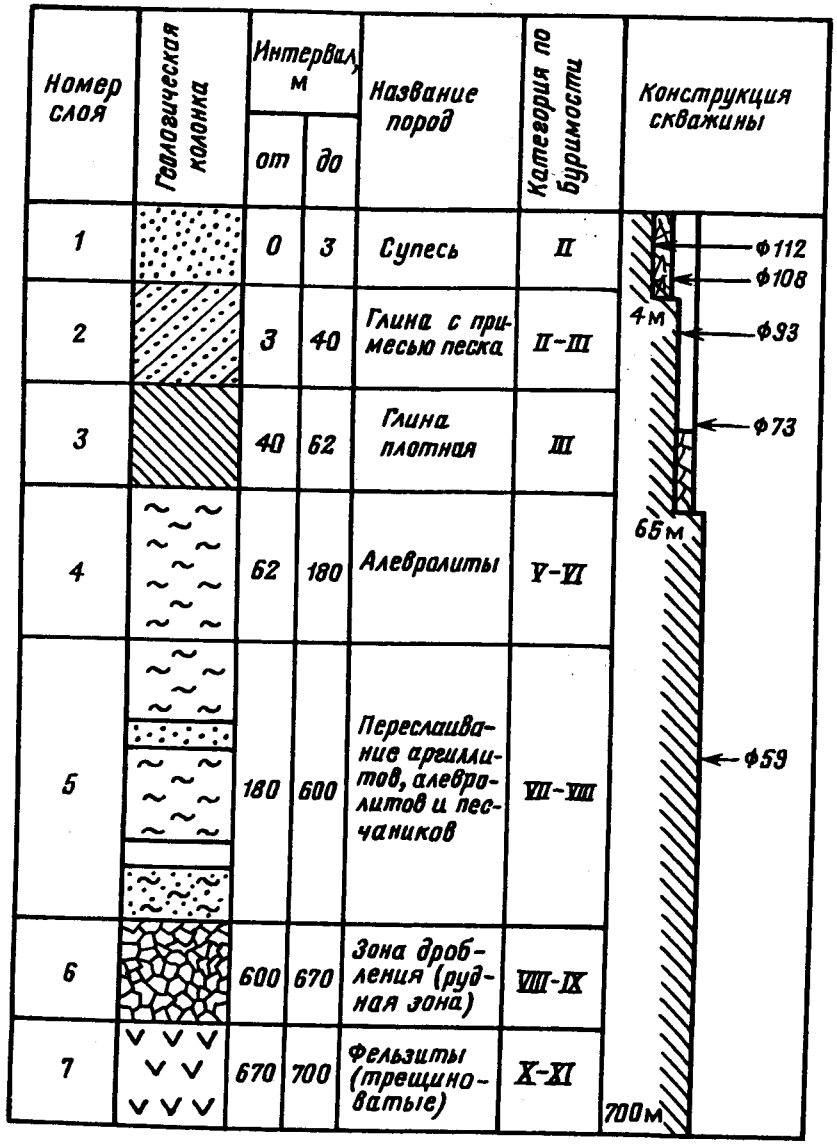


Таблица 5.5

Рекомендуемые конструкции скважин для основных видов полезных ископаемых

Вид полезного ископаемого	Глубина скважины, м	Шифр конструкции скважины
Уголь	0–300	300А(Т) 59 I l_1(73Н)
	0–700	700А(Т) 59 I l_1(73Н)
	0–1000	1000А(АС) 59 II l_1(108Н) l_2(89Н3)
		1000А59 I l_1(89Н3) А76 600(700)
	0–1500	1500(АС) 59 II l_1(108Н) l_2(89Н3)
		1500 А59 I l_1(89Н3) А 76 800(1000)
	0–2000	2000 А 159 II l_1(127Н) l_2(89Н)А76 1000(1200)
		2000АI 76 III l_1(146Н) l_2(127Н) l_3 (89Н3)
		Т93(800)
Железо	0–300	300 А 59 I l_1(73Н)
		300 А 46 I l_1(57Н)
	0–500	500 А 59 I l_1(73Н)
		500 А 59 II l_1(89Н) l_2(73Н)
		500 А 46 II l_1(73Н) l_2(57)
	0–700	700 А 59 I l_1(89Н3)
		700 А 46 II l_1(89Н) l_2(73Н3)
	0–1000	1000А 46 II l_1(89Н) l_2(73Н3) А 59 700(800)
	0–2000	2000А 59 II l_1(89Н) l_2(73Н3) А 76 1100(1200)
Бокситы	0–700	700 А (Т) 59 II l_1(89Н) l_2(73Н3)
	0–1000	1000А 59 II l_1(127Н) l_2(108Н3) А 76 500(700)
	0–1500	1500А 59 II l_1(127Н) l_2(108Н3) А 76 800(1000)
Медь	0–300	300 А (АС, г) 59 I l_1(73Н)
	0–1000	1000А (Г) 59 I l_1(89Н3)
	0–1500	1000 АС 46 I l_1(57×5)
		1500 АС 59 I l_1(73×5)
Никель	0–700	700 А (АС) 59 I l_1(73Н)
		700 АС 46 I l_1(57×4,5)
	0–1500	1500 А 59 I l_1(73Н3)
		1500 АС 59 I l_1(73×5)
		1500А 59 II l_1(89Н) l_2(73Н3)

Профессором Е.А. Козловским предложена система кодирования конструкций скважин.

Выделено четыре основных типа конструкций скважин – А, Б, В и Г, конечный диаметр которых равен соответственно 59, 76, 93 и 112 мм. Каждый тип конструкции в зависимости от количества колонн обсадных труб, опускаемых в скважину, подразделяется на подтипы I, II, III, IV и т.д., порядковый номер которых соответствует числу колонн.

В скобках указывается глубина спуска обсадных колонн. Число изменений диаметра скважины фиксируется индексами «а», «б», «в», «г», и т.д., соответствующими одному, двум, трем, четырем и т.д. ступеням изменения диаметра. Глубина бурения каждым типоразмером инструмента указывается в скобках после буквенного индекса: «а» (l_1), «б» (l_1, l_2), «в» (l_1, l_2, l_3).

В качестве примера запишем шифр скважины с конечным диаметром 76 мм, двумя колоннами обсадных труб (первая спускается на 40 м, вторая – на 1700 м), ступенчатым стволом с изменением диаметра на глубине 170 и 300 м: Б П (40, 170) б (170, 300).

В табл. 5.5 приведены рекомендуемые типовые конструкции скважин для различных видов полезных ископаемых.

6 АЛМАЗНЫЙ ПОРОДОРАЗРУШАЮЩИЙ ИНСТРУМЕНТ

Алмазный породоразрушающий инструмент для бурения разведочных скважин подразделяется на породоразрушающий инструмент для колонкового бурения с отбором керна и алмазные долота для бескернового бурения.

Комплект алмазного породоразрушающего 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 скважины и стабилизации работы алмазной коронки.

Для армирования алмазного породоразрушающего инструмента применяются природные и синтетические алмазы.

6.1. СВОЙСТВА АЛМАЗОВ, ПРИМЕНЯЕМЫХ ДЛЯ АРМИРОВАНИЯ КОРОНОК, ДОЛОТ И РАСШИРИТЕЛЕЙ

Алмазы встречаются в природе в виде кристаллов или их обломков и сростков различных кристаллических форм. Размеры природных кристаллов различны и колеблются от десятых долей миллиметра до 6 мм. Редко встречаются крупные алмазы в виде кристаллов, достигающих размеров нескольких сантиметров.

Кристаллы алмаза имеют различную форму: куба, октаэдра, ромбододекаэдра или переходных между ними форм.

Форма кристалла алмаза определяется строением его кристаллической решетки. Пространственная решетка алмаза представляет собой систему одинаковых плотно уложенных параллелепипедов, вершины которых называются узлами. Плоскости, проходящие через три узла, составляют плоскую сетку. В природных алмазах вершины кристаллов соответствуют узлам, грани – плоским сеткам, а ребра – рядам узлов. Поскольку межплоскостные расстояния в алмазах разных форм различны, то алмаз легче раскалывается по плоскостям или его граням. По другим направлениям алмаз колется труднее. Свойство алмаза раскалываться по определенным направлениям называется спайностью.

Алмаз – самый твердый минерал, является кристаллическим углеродом с очень плотной атомной решеткой. При высокой температуре алмаз превращается в графит – минерал с резко отличающимися от алмаза механическими свойствами.

Алмаз имеет твердость по шкале Маоса, равную 10; его микротвердость находится в пределах 95 000–100 600 МПа, т.е. алмаз является наиболее твердым минералом, что определяет его применение для бурения хрупких абразивных и твердых пород. Твердость алмаза на разных гранях кристалла различна – наименьшую твердость имеет грань куба. Несколько большей твердостью обладает грань ромбододэкаэдра и самой высокой твердостью – грань октаэдра. Это свойство алмаза объясняется неравномерным расположением атомов в плоских сетках алмазов различных форм и называется анизотропией. Анизотропия твердости учитывается при изготовлении алмазного породоразрушающего инструмента с ориентированной установкой алмазов в буровых коронках.

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 значение λ, тем меньше нагрев алмаза, тем менее интенсивно проходят окислительные процессы на поверхности его режущих кромок. Коэффициент теплопроводности алмаза $\lambda = 1{,}465 \cdot 10^2$ Вт/(м·°С), или в 2,5 раза больше, чем у твердого сплава ВК8. Поэтому при соответствующем охлаждении алмазами можно вести бурение с очень высокими окружными скоростями без их графитизации.

Графитизация алмаза в обычной атмосфере начинается при 900–1000 °С. В кислороде алмаз сгорает полностью; в среде водорода, азота и глубоком вакууме алмазы можно нагревать до 1300–1500 °С. Алмаз имеет высокий показатель преломления, который придает ему алмазный блеск. Показатель преломления алмаза зависит от цвета лучей. Для красного цвета его значение составляет 2,402, для желтого – 2,417, для зеленого – 2,427 и для фиолетового – 2,465. Показатель преломления воздуха равен 1, воды – 1,33, топаза – 1,62, корунда – 1,77, фианита – 2,2. Отсюда видно, что алмаз обладает наиболее высоким показателем преломления среди прозрачных тел.

При действии катодных, рентгеновских и ультрафиолетовых лучей прозрачные алмазы начинают светиться различным цветом. Это свойство называется люминесценцией. Цвет люминесцирующих алмазов колеблется от зеленого и желтого до голубого или синего и несветящегося. Исследования показали, что алмазы с различным свечением имеют разные физико-механические свойства. Наиболее высокая статическая прочность на сжатие у несветящихся алмазов, затем у голубых, зеленых, желтых и розовых. Наибольшая динамическая прочность у кристаллов с розовым, затем с зеленым, желтым и голубым свечением. Наименьшую прочность на удар имеют несветящиеся алмазы. Исследования алмазов с различным свечением на истирание установили, что алмазы, светящиеся зеленым цветом, имеют наибольшую износостойкость.

Механические свойства алмазов и других твердых материалов приведены в табл. 6.1.

Таблица 6.1

Сравнительная характеристика механических свойств некоторых твердых материалов в Па

Материал	Предел прочности, Па		Модуль упругости, Па
	на изгиб	на сжатие	
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 требуется хорошая защита алмазов в матрицах буровых коронок. 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 кристаллографи-

ческим направлениям колеблется в широких пределах; средняя 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, эмульсий улучшает смачиваемость алмаза и предохраняет его от абразивного износа. Кислоты, даже самые сильные, не действуют на алмаз.

По назначению алмазы делятся на ювелирные и технические. К ювелирным относятся алмазы кристаллической формы, прозрачные, без трещин и включений, пятен и других изъянов. К техническим алмазам относятся остальные камни кристаллической формы, а также агрегатные разновидности.

Технические алмазы высокого качества (XV группа) применяют в коронках без предварительной обработки. Технические алмазы низкого качества (XX группа) обязательно предварительно обрабатывают с целью разделения по форме и размерам, а также для выделения алмазов 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: карбонадо, балласы и борты.

Карбонадо – минералы светло-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, мутнобелого, серого и коричневого цвета, отличающиеся лучистым крупнокристаллическим ядром и мелкозернистой твердой оболочкой. Вследствие высокой твердости оболочки балласы широко применяют в расширителях и однослойных коронках.

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

ПРЕДВАРИТЕЛЬНАЯ ОБРАБОТКА НИЗКОСОРТНЫХ АЛМАЗОВ

Для устранения различных дефектов в технических алмазах и для улучшения их качества производится предварительная обработка алмазов.

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 специальных установках, в камере которых алмазам придается вращательное движение. В процессе вращения алмазы ударяются друг о друга и стенки камеры, истираются, раскалываются и приобретают овальную форму. Прочность овализованных алмазов намного больше прочности необработанных алмазов.

Полирование алмазов производится с целью обеспечения визуального просмотра кристаллов алмазов для отбраковки дефектных зерен, а также для уменьшения сил трения алмазов в коронке о разрушаемую породу. Уменьшение силы трения повышает механическую скорость бурения и снижает износ алмазов.

Полирование алмазов осуществляется двумя способами: механическим и химическим.

Механический способ полирования алмазов заключается в обработке овализованных зерен водной суспензией микропорошков алмаза с размером зерен от 1 до 40 мкм. При обработке алмазам придается сложное планетарное движение для ускорения процесса полирования. Их помещают в металлические стаканы с суспензией. Алмазные зерна в стакане прижимаются центробежной силой к стенкам стаканов и за счет трения друг о друга и о стенки стаканов, а также в результате взаимодействия с суспензией истираются и полируются Время обработки алмазов – около 10 ч. Безвозвратные потери составляют примерно 2 %, а выход полированного сырья – 83 %.

При химическом способе алмазы обрабатываются в расплаве щелочей с бурой при воздействии высокой температу-

ры. При этом в первую очередь растворяются тонкие, выступающие части алмаза, в результате чего образуется гладкая поверхность зерен. Величина безвозвратных потерь при химической полировке может достигать 20–30 % и более.

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 °С с последующим медленным охлаждением.

Металлизация алмазного сырья применяется с целью покрытия поверхности кристаллов тонким (в несколько микронов) слоем тугоплавкого металла, имеющего высокую адгезию к алмазу. В этом случае повышается связь зерен алмазов с материалом матрицы и увеличивается прочность алмазных коронок. Металлизация позволяет также заполнить трещины и микротрещины в алмазах металлом, что также повышает их механические свойства. Опытные работы показали, что прочность при статическом одноосном сжатии металлизованных алмазов с толщиной пленки металла от 5 до 10 мкм повышается на 15 %. При этом стойкость коронок армированных металлизованными алмазами, возрастает на 15–20 %.

ТЕХНИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ НА АЛМАЗЫ, ПРИМЕНЯЕМЫЕ ДЛЯ АРМИРОВАНИЯ БУРОВЫХ КОРОНОК

Алмазы классифицируют в соответствии с техническими условиями. Все алмазное сырье делится на девять категорий. Алмазы первой и второй категорий предназначаются для ювелирных изделий; алмазы третьей категории (технические) – для однокристального инструмента; четвертой – для многокристального инструмента (алмазных коронок, долот и карандашей для правки абразивных материалов); пятой – для предварительной обработки. Алмазы шестой категории представляют собой алмазный концентрат; седьмой – алмазы для специальных целей; восьмой и девятой – предварительно обработанные алмазы (восьмой – для однокристального инструмента, девятой – для алмазных коронок и долот – овализованные и дробленные алмазы).

Каждая категория делится на группы и подгруппы (табл. 6.2). Для ювелирных алмазов группа определяет размер камней, а подгруппа – форму. Для остальных категорий группа определяет область применения, а подгруппа – конкретную цель. Так, алмазы XV группы предназначены для бурового инструмента, подгруппа а – для буровых коронок, подгруппа б – для буровых долот.

Размерность алмазов в соответствии с техническими условиями может быть представлена массой в каратах – 1 кар равен 200 мг, или 0,2 г; числом зерен алмазов, приходящихся на 1 кар; в шт/кар; для порошков – в мкм; ситовыми клетками – в мм.

Таблица 6.2

Алмазы, применяемые для армирования бурового инструмента

Характеристика по форме, цвету и дефектам	Группа	Подгруппа	Размерность, шт/кар
Для буровых коронок			
Целые округлые кристаллы с незначительными искажениями: ромбододекаэдры, октаэдры, октаэдры с округлыми ребрами; целые кристаллы различной формы с небольшим искажением, кроме кубов и незакономерных сростков, в третьем качестве допускаются обломки кристаллов. Цвет алмазов различный, кристаллы прозрачные и непрозрачные. Характер дефектов – от незначительных до больших	VI	а	150–120; 120–90; 90–60; 60–40; 50–30; 30–20
Для долот			
Целые кристаллы различных форм, кроме кубов с небольшим искажением, в третьем качестве допускаются кристаллы искаженной формы и их обломки. Цвет алмазов различный. По степени прозрачности допускаются кристаллы от прозрачных до полупрозрачных. Характер дефектов от незначительных до больших	XV	б	20–12; 12–8; 8–5; 5–4; 4–3; 3–2; 2–1
Для бурового и строительного инструмента			
Целые кристаллы различной формы и их обломки до небольшого искажения. Различные сростки кристаллов. Дефекты различные. Цвет алмазов различный. Степень прозрачности от прозрачных до полупрозрачных	XV	в	0,5*; 0,7*; 0,8*; 150–120; 120–90; 90–60; 60–40; 50–30; 30–20; 20–12; 12–8
Обработанные алмазы округлой формы. Степень овализации высокая. Площадь обработки поверхности не менее 80 %. Дефекты от незначительных до небольших, цвет различный	XXXIV	а	600–400; 400–200; 200–150; 150–120; 120–90; 90–60

Продолжение табл. 6.2

Характеристика по форме, цвету и дефектам	Группа	Подгруппа	Размерность, шт/кар
Обработанные алмазы округлой формы, обработаны вершины и ребра. Степень овализации средняя, площадь обработанной поверхности 50–80 %. Дефекты от незначительных до небольших, цвет различный	XXXIV	б	60–40; 50–30; 30–20; 20–12; 12–8; 8–5
Обработанные алмазы с округленными ребрами и вершинами. Степень овализации низкая, площадь обработанной поверхности 20–50 %. Дефекты от незначительных до небольших, цвет различный	XXXIV	в	5–4; 4–3; 3–2; 2–1
Дробленные алмазы для бурового и строительного инструмента**			
Изометричные обломки алмазов, допускаются сростки и шпинелевые двойники. Дефекты от незначительных до небольших, цвет различный. Допускаются (без ограничений) алмазы, слегка овализованные с площадью обработанной поверхности от 20 %, а также до 5 % алмазов низкой степени овализации. Допускается содержание алмазов искаженной формы: до 30 % для алмазов крупностью 800–150 шт/кар, до 10 % для алмазов крупностью 150–90 шт/кар и до 3 % для остальных фракций	XXXV	а	800–600; 600–400; 400–200; 200–150; 150–120; 120–90; 90–60; 60–50; 50–30; 30–20; 20–12; 12–8; 8–5; 5–4; 4–3; 3–2; 2–1

*Размерность алмазов определяется ситовым классом (в мм).
**Содержание основной фракции должно составлять не менее 70 %, допустимое измельчение – не более 15 %, укрупнение – не более 15 %.

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 АРС3 и АРК4 размером 500–2500 мкм (7–400 шт/кар), получаемые путем дробления синтетических алмазов типа «спеки», спеки цилиндрической формы марки СВСП (0,4–0,8 кар).

Синтетические поликристаллические алмазы АРК4 и АРВ1 (ГОСТ 9206-80) или АСПК и АСБ соответственно с плотными

поликристаллическими образованиями с однородной мелкозернистой структурой, получаемыми из графита путем синтеза в присутствии металлорастворителей. Выпускаются под названием карбонадо в виде цилиндров диаметром 2,3 и 4 мм, длиной до 4 мм, или под названием баллас. По динамической прочности алмазы АРК4 превосходят природные монокристаллические алмазы.

Синтетические поликристаллические алмазы АРС3 (ГОСТ 9206–80) или СВСП представлены цилиндрами размером 4×4 мм и массой 0,6–6,8 кар, имеют светло-серый цвет. Могут поставляться в дробленом виде.

Наибольшее распространение для изготовления алмазных коронок получили синтетические поликристаллические алмазы марки АРК4 (дробленые карбонадо АСПК) и АРС3 (спеки СВСП). Зернистость дробленых синтетических поликристаллических характеризует их размер и измеряется в микрометрах для основной фракции, преобладающей по массе. Размер зерен каждой фракции алмазных зерен определяют по размерам ячеек в свету двух контрольных сит, причем через верхнее сито зерна должны проходить, а на нижнем – задерживаться. Поэтому зернистость алмазов обозначается дробью, числитель которой соответствует размеру стороны ячейки верхнего сита, а знаменатель – размеру стороны ячейки нижнего сита. Зернистость выпускаемых поликристаллических алмазов (в мкм) и соответствующие ей значения прочности алмазных зерен (в Н) марок АРК4 и АРС3 приведены в табл. 6.3.

Таблица 6.3

Зернистость	Прочность, Н, алмазов	
	АРК4	АРС3
2500/2000	980,0	1176,0
2000/1600	784,0	931,0
1600/1250	510,0	588,0
1250/1000	451,0	392,0
1000/800	367,0	274,0
800/630	245,0	152,0
630/500	157,0	113,0

Благодаря повышенной термостойкости алмазы АРС3 могут применяться для оснащения буровых коронок при обычной технологии спекания матрицы. По износостойкости АРС3 не уступают природным алмазам.

Синтетические монокристаллические алмазы выпускаются

(ГОСТ 0206–80) следующих марок: АСО (обычной прочности), АСР (повышенной прочности), АСВ (высокой прочности) и АСС (сверхпрочные). Эти алмазы имеют размер зерен 0,04–1 мм, а также выпускаются микропорошки из этих алмазов с размерами зерен от 1 до 60 мкм. Твердость алмазов АСС составляет 80–100 кН/мм^2.

В институте сверхтвердых материалов Национальной Академии наук Украины им. В.Н. Бакуля (ИСМ НАНУ) разработаны и выпускаются для оснащения бурового инструмента монокристаллические синтетические алмазы (СА), сверхтвердые композиционные алмазосодержащие материалы типа твесал и алмазно-твердосплавные пластины (АТП).

Для оснащения бурового инструмента используются монокристаллические СА с размерами зерен от 650/500 до 250/200 мкм. Цифровой индекс марки алмазов обозначает среднюю арифметическую величину показателей прочности на сжатие всех зернистостей определенной марки. Например, АС100 – алмаз синтетический со средней прочностью зерен 100 Н.

Поскольку при синтезе образуются зерна СА различного качества, большое значение приобретает использование методов их сортировки (по форме, характеру поверхности, магнитным свойствам и др.), обеспечивающих отбор алмазов необходимого качества.

В данном разделе приведены сведения только о тех свойствах СА, которые оказывают существенное влияние на работоспособность алмаза в буровом инструменте.

Значения прочности СА и области применения в буровом инструменте представлены в табл. 6.4 и 6.5.

Таблица 6.4

Зернистость СА, мкм	Прочность, Н				
	АС65	АС80	АС100	АС125	АС160
630/500	120 / 16	153 / 18	190 / 22	238 / 27	298 / 50
500/400	103 / 23	130 / 29	155 / 37	194 / 47	242 / 55
400/315	88 / 37	112 / 48	133 / 60	166 / 72	207 / 86
315/250	73 / 59	94 / 73	109 / 87	136 / 102	170 / 112
250/200	63 / 83	78 / 95	92 / 116	115 / 130	144 / 140

Примечание. В числителе приведены значения прочности при статическом сжатии, в знаменателе – при динамическом нагружении.

Таблица 6.5

Марка	Характеристика	Коэффициент формы зерен	Область применения
АС65	Совершенных кристаллов не менее 20 %, обломков кристаллов, сростков и агрегатов не более 10 %	–	Изготовление породоразрушающего инструмента для бурения скважин в мягких породах VII–VIII категории по буримости
АС80	Совершенных кристаллов – не менее 45 %, обломков кристаллов и сростков не более 12 %	< 1,2	То же в породах средней твердости IX–X категорий по буримости
АС100	Совершенных кристаллов не менее 55 %, обломков кристаллов и сростков – не более 8 %	< 1,18	То же в крепких породах X–XI категорий по буримости
АС125	Совершенных кристаллов не менее 70 %, обломков кристаллов и сростков не более 6 %	< 1,15	То же
АС160	Совершенных кристаллов не менее 85 %, обломков кристаллов и сростков не более 4 %	< 1,15	«»

Обычно кристаллы СА окрашены в желтый цвет, и их размер не превышает 1 мм. От природных синтетические алмазы отличаются только тем, что они имеют включения металлов-растворителей.

У кристаллов СА отмечено резкое снижение прочности после нагрева свыше 800 °С, что объясняется растрескиванием зерен, возникающим вследствие возрастания внутренних напряжений вокруг включений металлов-растворителей. Это обусловлено различием коэффициентов температурного расширения и сжимаемостей алмазов и металла растворителя, плавлением включений и графитизацией алмаза вокруг них. Объем включений при этом увеличивается на 15–20 %.

Величина снижения прочности СА после термообработки выражается коэффициентом термопрочности, показывающим, во сколько раз уменьшается прочность зерен после нагрева до 1200 °С в водородной среде, и зависит от содержания включений и их состава, которые определяются условиями роста кристаллов.

Для повышения термопрочности алмазов в Институте сверхтвердых материалов (ИСМ) разработан способ синтеза алмазов, позволяющий получить кристаллы с массовой долей включений в пределах от 0,2 до 0,5 %. Эти алмазы, обозначаются индексом Т. В табл. 6.6 и 6.7 приводятся значения коэф-

Таблица 6.6

Зернистость алмазов, мкм	Коэффициент термопрочности синтетических алмазов марок				
	АС65Т	АС80Т	АС100Т	АС125Т	АС160Т
630/500	3,2 4,8	3,2 5,5	3,3 6,0	3,5 7,0	3,7 8,0
500/400	2,4 4,5	2,5 4,5	2,6 5,8	2,8 6,7	3,0 7,0
400/315	1,7 3,5	1,8 4,0	2,0 4,3	2,4 4,5	2,6 5,0
315/250	1,5 3,0	1,6 3,5	1,7 3,8	1,8 4,0	2,2 4,5
250/200	1,4 2,9	1,5 3,2	1,6 3,6	1,7 3,8	2,0 4,0

Примечание. В числителе приведены значения коэффициента прочности при статическом сжатии, в знаменателе – при динамическом нагружении.

Таблица 6.7

Марка алмазов	Характеристика	Коэффициент формы зерен	Рекомендуемая область применения
АС80Т	Монокристаллы кубооктаэдрической формы с ориентированными включениями	< 1,2	Изготовление породоразрушающего инструмента для бурения скважин в абразивных породах VIII–X категорий по буримости
АС100Т, АС125Т	То же	< 1,1	То же в абразивных породах X–XI категорий по буримости

фициентов термопрочности алмазов марки АСТ, их характеристика, область применения.

Применение термопрочных алмазов весьма эффективно при бурении скважин в сложных геологических условиях, связанных с абразивностью, трещиноватостью, перемежаемостью и т.д. Показатели прочности алмазов марки АСТ, синтетических алмазов зарубежных фирм и природных алмазов приведены в табл. 6.8.

Таблица 6.8

Марка алмазов	Зернистость, мкм	Показатель прочности, Н		Коэффициент снижения прочности
		исходного	после нагрева	
АСТ	500/400	207,0	69,3	2,99
SDA-100	500/400	239,0	49,0	4,78
MBS-70	500/400	238,0	104,0	1,67
Природные	250/200	339,0	324,0	1,03
	630/500	1499,0	1460,0	1,02

Наряду с влиянием на прочность наличие в СА металловрастворителей придает им ферромагнитные свойства. Ферромагнитные примеси в СА можно обнаружить непосредственно по поведению отдельных зерен в магнитном поле. Алмазы с большим количеством примесей реагируют на меньшую напряженность магнитного поля, и наоборот, – алмазы с меньшим количеством примесей отсортировываются при более высокой напряженности поля. Изучение этих свойств и разделение СА в соответствии с ними производится на электромагнитном сепараторе типа 138-СЭМ, который позволяет регулировать напряженность магнитного поля до 875 кА/м и таким образом выделять практически немагнитные кристаллы.

Сравнение ферромагнитных свойств и прочности СА после отжига при различных температурах показывает, что, повидимому, в исходных СА часть металлических включений переходит в ферромагнитное состояние и такой переход влияет на прочность алмазов.

Исследования показывают, что оптимальное значение напряженности сепаратора при разделении монокристаллических СА составляет 44,6 кА/м. Отобранные при этом алмазы обладают наиболее высокой прочностью. Такой режим работы позволяет выделить около 60 % зерен немагнитной фракции и 40 % – магнитной.

Кристаллографический анализ показывает, что алмазы магнитной и немагнитной фракций одной партии практически не отличаются по агрегатности (содержание монокристаллов и сростков) и окраске (магнитная фракция при визуальном сравнении лишь несколько темнее, что связано с количеством включений), но зато значительно отличаются по дефектам поверхности, крупным сторонним включениям, а также трещинам и сколам.

Таким образом, можно сделать вывод, что монокристаллические СА обладают различными свойствами.

Выполненный комплекс исследований позволил разработать композиционный материал твесал на основе твердых сплавов с включениями синтетических алмазов. Физико-механические свойства твесалов в зависимости от зернистости и концентрации СА приведены в табл. 6.9.

Изделия из твесала изготовляются различной формы и размеров. Так, в буровых коронках для оснащения подрезного слоя применяется твесал цилиндрической формы, а объемного слоя – трапецеидальной.

Для повышения эффективности использования поликристаллических алмазов в буровом инструменте разработан ряд

Таблица 6.9

Характеристика твесалов

Материал матрицы	Марка алмазов	Концентрация алмазов, %	Зернистость алмазов, мкм	Плотность, г/см^3	Модуль упругости, ГПа	Ударная вязкость, 10^{-4} Дж/м^2	Прочность при изгибе, МПа	Износостойкость, см^3/мм
ВК6	–	–	–	14,94	623	1,60	1497±61	–
ВК6	АС80Т	150	315/250	10,76	580	0,73	286±18	5,7
ВК6	АС80Т	125	315/250	11,73	622	0,80	388±18	3,6
ВК6	АС80Т	100	315/250	12,23	626	0,94	395±24	2,0
ВК6	АС80Т	100	200/160	12,35	614	0,90	380±32	1,8
ВК6	АС80Т	100	500/400	12,08	631	0,62	290±48	–
ВК6	АС50	100	315/250	12,30	616	0,95	387±23	0,7
ВК6	АС12Т	100	315/250	12,25	630	1,15	482±17	4,8±

Примечание. За 100%-ную концентрацию принимается содержание алмазов массой 4,4 кар в 1 см^3 алмазоносного слоя.

способов спекания при высоких давлениях и температурах алмазно-твердосплавных пластин (АТП), обладающих повышенной прочностью, термостойкостью и ударной вязкостью.

Большинство изделий – двухслойные, в которых поликристаллический алмазный слой изготавливают на подложке из твердого сплава (карбида вольфрама, цементированного кобальтовой смазкой), что сводит к минимуму напряжения, возникающие между слоями при спекании АТП вследствие различия коэффициентов термического расширения алмаза и подложки.

При спекании сложных сверхтвердых материалов происходит пропитка алмазного слоя металлом-связкой подложки. Осуществляется активация спекания поликристаллического алмазного слоя, и иногда происходит рост алмазных зерен из раствора углерода в металле связки.

Фирмой «General Electric» (США) выпускаются многослойные пластины на основе алмаза марок Compax, Simpax, Megapax, Stratopax. В бурении наибольшее распространение получил материал Stratopax, представленный пластинами диаметром 13,5 мм и толщиной 3,5 мм с поликристаллическим покрытием алмазов 0,5 мм. Из цилиндрических пластин изготавливаются пластины треугольной, квадратной, ромбической форм и сегменты.

Алмазный слой состоит из спеченных между собой кристаллов, 60 % которых имеют размеры 100–150 мкм, остальные – от 5 до 60 мкм. Твердость пластин Stratopax при ее измерении алмазной пирамидой с ромбическим основанием

(индентором Кнупа) на приборе ПМТ-3 при нагрузке 9,8 Н составляет от 50 до 81 ГПа.

Фирма «De Beers» (ЮАР) выпускает материал Sindit в виде двухслойных пластин, состоящих из алмазного слоя толщиной 1,0–1,5 мм и твердосплавной подложки. Заготовки Sindit выпускаются в виде дисков (90 типоразмеров), пластин (11 типоразмеров) и круговых сегментов (60 типоразмеров). Размер кристаллов в алмазном слое – более 80 мкм с мелкими частицами 20–30 мкм в промежутках. Между алмазным слоем и подложкой имеется промежуточный слой толщиной 50 мкм, состоящий из очень мелких (1–5 мкм) спеченных алмазных зерен. Твердость Sindit по Кнупу составляет 49,8 ГПа, предел прочности на растяжение 1,29 ГПа, при поперечном изгибе – 1,10 ГПа.

Изготовленный материал Sindit не имеет поверхности раздела между твердосплавной подложкой и поликристаллическим алмазным слоем, что исключает разрушение пластин при нагреве в процессе бурения.

Фирмой «Sumitomo Electric» (Япония) выпущены поликристаллические алмазы на твердосплавной подложке под маркой Sumi DJADA трех разновидностей DA-200, DA-150, DA-100. Алмазы DA-150 обладают высоким сопротивлением абразивному износу; из них изготавливают неперетачиваемые пластины треугольной, квадратной и ромбической форм с размерами по ребрам 3–16 мм и толщиной 1,5–5,0 мм.

В СНГ разработано несколько марок поликристаллических алмазов на подложке ДАП, СВБН, БПА, АТП, АЛВ. Материал АТП (совместная разработка ИСМ и ВНИИалмаз) применяется в основном для оснащения породоразрушающего инструмента.

Цилиндрические пластины АТП изготовляются двух типоразмеров: диаметром и 8,0 и 13,5 мм и толщиной соответственно 3,0 и 3,5 мм при толщине алмазного слоя 0,7–0,8 мм. При строгании блока кварцевого песчаника с углубкой 0,5 мм пластиной АТП при износе по высоте 0,8 мм было пробурено более 700 м, что превышает проходку пластины Stratopax аналогичных размеров.

Остальные показатели пластины АТП близки соответствующим показателям природных алмазов.

Наличие в алмазном слое металлов – растворителей углерода может привести к снижению эксплуатационных свойств пластин при нагреве выше 1000 °С. В слое появляются радиальные трещины, а иногда происходит отделение слоя от твердосплавной подложки. Поскольку АТП не меняют своих

свойств при нагреве до 900–950 °С, их закрепляют в корпусе бурового инструмента с помощью пайки низкотемпературным припоем на основе серебра (ПСР-40), обеспечивающим прочность на сдвиг от 250 до 380 МПа.

6.2. АЛМАЗНЫЕ БУРОВЫЕ КОРОНКИ

Алмазный породоразрушающий инструмент характеризуется следующими конструктивными элементами: конструкцией корпуса коронки, формой торца коронки, размерами по внутреннему и наружному диаметрам, свойствами матрицы, размерами объемных и подрезных алмазов, их качеством, схемой расположения алмазов, насыщенностью ими матрицы, характером и геометрическими параметрами промывочной системы.

Корпус алмазной коронки изготавливают из углеродистой стали марки 20 или 30 по ГОСТ 1050–74. Длина корпуса коронки зависит от типа колонковых труб, применяемых для бурения. Для одинарных колонковых труб выпускаются алмазные коронки со стандартным корпусом. Алмазные коронки с удлиненным корпусом применяют в некоторых конструкциях двойных колонковых труб и комплексах ССК и КССК.

Конструкция стандартного корпуса коронки показана на рис. 6.1, *а*.

В табл. 6.10 приведены основные размеры коронок, применяемых с одинарными колонковыми трубами.

Таблица 6.10

Основные размеры (в мм) алмазных коронок для одинарных колонковых труб

D	d	D_0	D_1	D_2	d_0	d_1	H
$26^{+0,2}_{-0,1}$	$14^{+0,2}_{-0,1}$	24,5–0,6	21,5	19,8–0,3	15+0,5	18,5+0,5	65
$36^{+0,2}_{-0,1}$	$22^{+0,2}_{-0,1}$	34,0–0,6	29,0	27,3–0,3	23+0,5	26,0+0,5	65
$46^{+0,2}_{-0,1}$	$31^{+0,2}_{-0,1}$	44,0–0,6	39,0	37,3–0,3	33+0,6	36,0+0,6	65
$59^{+0,2}_{-0,1}$	$42^{+0,2}_{-0,1}$	57,0–0,7	52,0	50,3–0,4	44+0,6	48,0+0,6	65
$76^{+0,2}_{-0,1}$	$59^{+0,2}_{-0,1}$	73,0–0,7	68,0	66,3–0,4	60+0,7	64,0+0,7	65
$93^{+0,2}_{-0,1}$	$73^{+0,2}_{-0,1}$	90,0–0,9	84,0	82,3–0,5	76+0,7	80,0+0,7	75
$112^{+0,2}_{-0,1}$	$92^{+0,2}_{-0,1}$	109,0–0,9	103	101,3–0,5	95+0,9	98,0+0,9	75

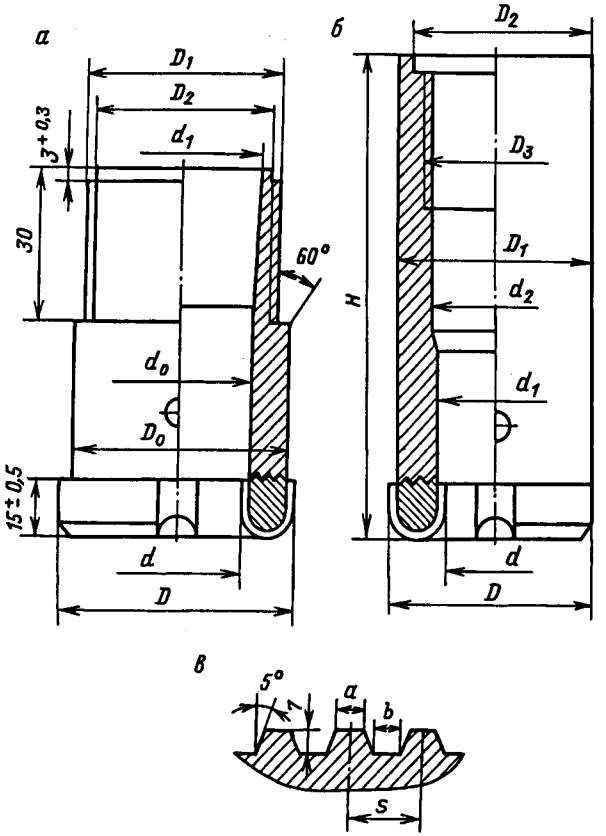


Рис. 6.1. Конструкция корпуса алмазной коронки
а, б – корпус коронки соответственно для одинарных и двойных колонковых труб; *в* – профиль резьбы

Конструкция корпуса коронок для двойных колонковых труб показана на рис. 6,1, *б*. В табл. 6.11 приведены основные размеры этих коронок.

Коронки для одинарных колонковых труб снабжены наружной присоединительной резьбой, длина резьбы 30 мм. Коронки для двойных колонковых труб имеют внутреннюю присоединительную резьбу, длина резьбы 40 мм. Основные требования к резьбе при производстве коронок следующие:

соосность резьбы с корпусом коронки и матрицей;

полная концентричность резьбовой и режущей части коронки;

Таблица 6.11

Основные размеры (в мм) коронок для двойных колонковых труб

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	$76_{-0,1}$	$58_{-0,1}$	73,0	69,5	65,5	165
Для труб ТДН-2						
10АЗ,	$59^{+0,2}$	$38^{+0,2}$	57,0	52,0	41,0	170
11ИЗ	$76_{-0,1}$	$52_{-0,1}$	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

на конце резьбы должна быть коническая выточка;

шаг резьбы $s = 4$ мм, угол наклона сторон профиля 5°, рабочая высота витка $t = 0,75$ мм, ширина витка $a = 1,922$ мм, ширина впадины $b = 1,934$ мм, допустимые отклонения ширины витка –0,12 мм, а впадины +0,12 мм (рис. 6.1, *в*).

ГЕОМЕТРИЯ РЕЖУЩЕЙ ЧАСТИ КОРОНКИ

Геометрия режущей части позволяет наиболее рационально разместить алмазы в матрице алмазной коронки и оказывает значительное влияние на эффективность разрушения горной породы. Мелкоалмазные коронки имеют пять стандартных профилей форм торца матрицы.

Круглый торец (рис. 6.2, *а*) имеет радиус закругления R, равный половине толщины ($a/2$) алмазосодержащей матрицы. Такой профиль позволяет наиболее равномерно разместить алмазы по режущей части поверхности матрицы и лучше закрепить их в ней. Указанная форма профиля применяется в коронках зубчатого типа.

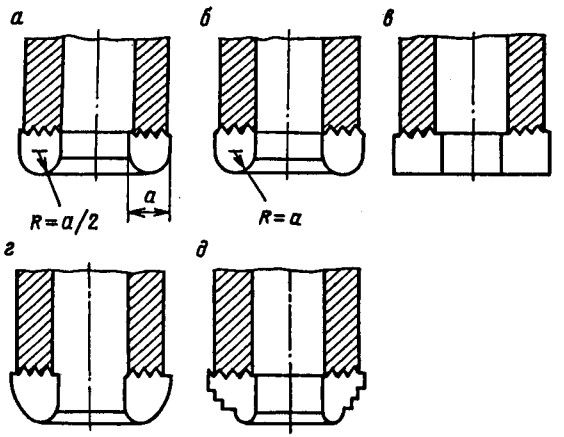


Рис. 6.2. Профили торца алмазных коронок

Полузакругленный торец (рис. 6.2, *б*) имеет радиус закругления R; равный толщине a 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. 6.2, *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. 6.2, *г*) имеет большой радиус закругления по наружной стороне матрицы и малый радиус закругления 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. 6.2, *д*) имеет большую площадь поверхности матрицы по наружному диаметру, что позволяет разместить на ней большее количество алмазов и увеличить стойкость коронок. В данном случае формируются дополни-

тельные плоскости обнажения, что ускоряет процесс разрушения породы, и стабилизируется работа коронки. С таким профилем выпускаются коронки для комплексов ССК, где требуется повышенная работоспособность породоразрушающего инструмента.

ТВЕРДОСТЬ МАТРИЦЫ

Матрица 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 обладает меньшей твердостью, чем алмаз и изнашивается частицами разбуренной породы быстрее, обнажая алмазы. Сильнообнаженные алмазы могут выпасть из матрицы, сколоться и не выполнить работы по разрушению породы. При недостаточном обнажении алмазы слабо внедряются в породу и коронка не разрушает породу. Необходимая степень обнажения алмазов регулируется износостойкостью матрицы. В твердых абразивных породах применяются коронки с более твердой матрицей, чтобы предотвратить преждевременное обнажение алмазов. В малоабразивных породах матрица изнашивается медленнее, поэтому в таких породах применяют коронки с более мягкими матрицами, меньшей износостойкости.

По твердости матрицы делятся на стандартные, твердые и сверхтвердые. Матрицы этих типов отличаются друг от друга твердостью, измеряемой по прибору Роквелла (отсчет по шкале С в единицах HRC). В табл. 6.12 приведена классификация алмазосодержащих матриц.

Таблица 6.12

Классификация матриц алмазных коронок

Номер матрицы	Тип матрицы	Твердость HRC	Область применения
3	Стандартная (нормальная)	20–25	Для бурения в плотных монолитных породах малой и средней абразивности
4	Твердая	30–35	Для бурения в плотных, монолитных, а также трещиноватых породах средней абразивности и абразивных
5	Сверхтвердая	50–55	Для бурения в весьма абразивных горных породах, разрушенных, трещиноватых

Таблица 6.13

Материалы, применяемые при изготовлении матриц

Тип коронки	Компоненты матрицы	Пропиточный сплав или металл
01А3, 02И3, 07А3, А4ДП, 11И3, 10А3, 08А3, 09А3	Вольфрамокобальтовая смесь ВК6	Медь марки М0 или М1
02И4, 01А4	Карбид вольфрама	Медь марки М0 или М1
01А3	Твердосплавные гранулы ВК8 или ВК10	Никель марки Н0 или Н1
03И5	Вольфрамокобальтовая смесь ВК15	Порошок медный ПМА или ММ
	Порошок кобальта	Порошок никелевый ПНЭ1 или ПНЭ2

Перечисленные выше матрицы применяются в серийных коронках. Опытные партии коронок имеют твердость матрицы менее HRC 20, мягкие и очень мягкие матрицы имеют твердость соответственно HRC 15–20 и HRC 10–15.

Износостойкость матрицы имеет особое значение в импрегнированных коронках, в которых алмазы располагаются в 10–15 слоев. В этом случае коронка работает по принципу самозатачивания, по мере износа матрицы в работу вступает новый обнаженный слой. Износостойкость и твердость матрицы зависит от компонентов, составляющих матрицу. В табл. 6.13 приведены состав компонентов матриц и пропиточного сплава матриц для коронок. Компонентами матриц для долот типа 16А3 и всех типов расширителей являются твердосплавные гранулы ВК6 или ВК10.

ПРОМЫВОЧНАЯ СИСТЕМА КОРОНКИ

Промывочная система состоит из промывочных каналов, расположенных в матрице алмазной коронки. Размер и число промывочных каналов должны обеспечивать своевременное удаление шлама выбуренной породы с забоя скважины и охлаждение матрицы коронки. В зависимости от характера проходимых пород коронки выпускаются с обычной промывочной системой (01А3, 01А4, 02И3, 02И4, 03И5 и др.) и развитой промывочной системой (07А3, 15А3, 16А3). Коронки с обычной промывочной системой имеют от 2 до 10 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 число каналов увеличено до 18–36 в зависимости от

диаметра коронки; ширина 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.

КРУПНОСТЬ АЛМАЗОВ

Алмазы, расположенные в матрице, по своему назначению разделяются на объемные и подрезные. Объемные алмазы располагаются как на торце матрицы, так и внутри нее и выполняют роль породоразрушающих резцов. Они разрушают горную породу на забое и обеспечивают его углубку. Подрезные алмазы размещаются на боковых поверхностях матрицы с внутренней и наружной сторон. Внутренние подрезные алмазы обрабатывают керн и обеспечивают его свободный проход в керноприемную трубу. Наружные подрезные алмазы калибруют стенки скважины. Размер алмазов, установленных в матрице, определяет эффективность работы алмазной коронки. Обычно подбирают величину алмазов в зависимости от физико-механических свойств горных пород и прежде всего от ее твердости, а также от зернистости породообразующих минералов. Более крупные алмазы применяют в плотных, менее крепких породах. Мелкие алмазы используют для армирования импрегнированных коронок, которые применяют в абразивных, крепких и трещиноватых породах. Для армирования алмазных коронок используют в основном мелкие алмазы, поэтому их зернистость оценивают в штуках, приходящихся на один карат массы. В породах средней твердости (VI–VIII категорий по буримости) наилучшие результаты показывают коронки, армированные алмазами с зернистостью от 2–5 до 10–20 шт/кар; в твердых породах (VIII–X категорий по 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 объемных. Места перехода от торцовой части коронки к боковой армируются более крупными алмазами.

Ниже приведены данные о зернистости алмазов для армирования коронок.

Взаимосвязь зернистости и размеров алмазных зерен

Зернистость алмазов, шт/кар	2–5	5–10	10–20	20–30	30–40	40–60
Средний линейный размер, мм	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	60–90	90–120	120–200	200–300	300–400	400–600
Средний линейный размер, мм	1,0–1,1	0,9–1,0	0,8–0,9	0,7–0,8	0,6–0,7	0,5–0,6

Насыщенность коронки алмазами определяется числом камней на 1 $см^2$ рабочей площади торца в рабочем слое. С увеличением насыщенности повышается число, алмазов, одновременно разрушающих породу, а следовательно, увеличиваются механическая скорость бурения и проходка на коронку. При недостаточной насыщенности алмазы перегружаются, а матрица слабо защищена алмазами от изнашивания. Это влияет на эффективность разрушения горных пород. При высокой насыщенности матрицы алмазами ее механическая прочность ослаблена алмазами, и алмазы могут преждевременно выпасть из матрицы. При определении насыщенности учитывают допустимую нагрузку на алмазы, исходя из их прочности. Насыщенность возрастает с увеличением зернистости алмазов.

ИНДЕКСАЦИЯ АЛМАЗНЫХ КОРОНОК

Выпускается много различных марок алмазных коронок, поэтому для определения типа коронки, свойств матрицы и характеристики алмазов каждая коронка имеет свой индекс, который наносится на корпус коронки. Ниже приводятся сведения об отдельных индексах и их значениях.

Первые две цифры 01; 02; 03 и т.д. обозначают порядковый номер конструкции коронки.

Буква после первых цифр обозначает тип коронки: А – однослойная, И – импрегнированная.

Цифра после буквы: 3, 4, 5 – твердость матрицы: 3 – стандартная, 4 – твердая, 5 – сверхтвердая.

Буква после цифры, обозначающей твердость матрицы, – сорт и качество объемных алмазов: Б, В, Г, У, Н, Т, Е, К, Л, Д, Ц, Х, Ш, П, Р (табл. 6.14).

Таблица 6.14

Обозначение	Группа	Подгруппа	Качество	Обозначение	Группа	Подгруппа	Качество
Б	XV	А	1	Л	XXXIV	В	–
В	XV	А	2	Д	XXXV	А	–
Г	XV	А	3	Ц	XVI	А	1
У	XV	Б	1	Х	XVI	А	2
Н	XV	Б	2	Ш	XVI	А	3
Т	XV	В	–	П*	Полированные		
Е	XXXIV	А	–	Р**	Рекуперированные		
К	XXXIV	Б	–				

Цифра после буквы, обозначающей качество и сорт алмазного сырья – 2, 5, 8, 10, 20, 30, 40, 50, 60, 90, 120, 200, 300, 400, 600, – нижний предел зернистости объемных алмазов, применяемых в коронке, шт/кар.

Буквы после цифр обозначают сорт и качество подрезных алмазов.

Цифра после буквы – зернистость подрезных алмазов, шт/кар.

Потом обозначается номер коронки. Буквы после номера – товарный знак завода-изготовителя. Цифры после букв товарного знака указывают квартал, в котором выпущена коронка.

Пример расшифровки индексации коронки: 01А3Д60К40 № 7282-60 АИ.1.

01 – конструкция коронки, А – однослойная; З – нормальная матрица HRC 20–25, Д – объемные алмазы дробления, 60 – зернистость объемных алмазов, шт/кар, К – подрезные алмазы овализованные, 40 – зернистость подрезных алмазов, шт/кар, № 7282–60 – заводской номер коронки, АИ – изготовлена на Кабардино-Балкарском заводе алмазных инструментов, 1 – I квартал.

По способу размещения алмазов в матрице алмазные коронки делятся на однослойные и импрегнированные. В однослойных коронках алмазы уложены в один слой по определенной схеме. В импрегнированных коронках алмазы достаточно равномерно распределены в объеме матрицы за счет процесса гранулирования алмазов, покрытых глицерином или касторовым маслом с последующей засыпкой порошка шихты. Порошок шихты прилипает к зернам алмаза и образует вокруг каждого зерна порошковый слой, обеспечивающий равномерное распределение алмазов в матрице.

ОДНОСЛОЙНЫЕ КОРОНКИ

Для армирования однослойных коронок применяются алмазы с зернистостью от 5–10 до 150–200 шт/кар. Однослойные коронки применяются в плотных, малоабразивных, слаботрещиноватых породах от V до X категорий по буримости.

Схема раскладки алмазов выбирается с учетом их зернистости, формы профиля торца коронки, системы промывочных каналов, механических свойств пород, для которых предназначены коронки.

Типовые схемы раскладки алмазов изображены на рис. 6.3.

В настоящее время изготавливаются однослойные коронки

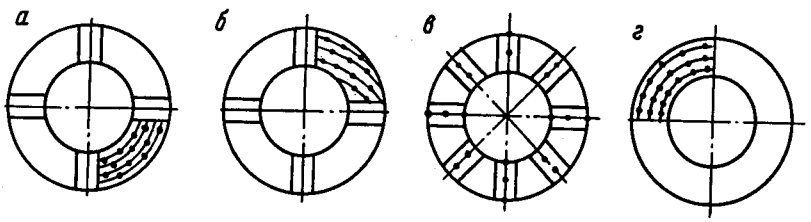


Рис. 6.3. Типовые схемы раскладки алмазов в коронке:
а – радиальная; *б* – спиральная; *в* – концентрическая; *г* – с неполным перекрытием радиальной ширины забоя

с алмазами, имеющими заданную величину выпуска из матрицы, и с развитой промывочной системой, а также алмазные коронки без заданного выпуска алмазов или с обычной промывочной системой. Величина выпуска алмазов на торце коронки влияет на глубину их внедрения в породу и степень очистки забоя от шлама. Обычно коронки с заданной величиной выпуска применяются в породах средней твердости (VI–VIII категорий по буримости). 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 породах, слаботрещиноватых (IX–X категории по буримости).

ОДНОСЛОЙНЫЕ КОРОНКИ С ВЫСТУПАЮЩИМИ АЛМАЗАМИ

Техническая характеристика однослойных коронок с выступающими алмазами приведена в табл. 6.15.

Коронка 04А3 предназначена для бурения в малоабразивных плотных монолитных породах VII–VIII категорий по буримости. Коронка имеет нормальную матрицу HRC 20–25. В качестве объемных алмазов используются алмазы с зернистостью от 20–12 до 40–30 шт/кар. Зернистость подрезных алмазов 20–12 шт/кар.

Коронки с синтетическими алмазами 01КС, 02КС, КСК предназначены для бурения пород VI–VII и частично VIII категорий по буримости. Коронки имеют твердую матрицу HRC 31–40. По торцу они армируются зубцами из синтетических поликристаллов СВСП (в коронках КСК алмазами АРС4), а в качестве подрезных используются дробленые спеки АРС и АРС4.

Таблица 6.15

Техническая характеристика коронок с выступающими алмазами

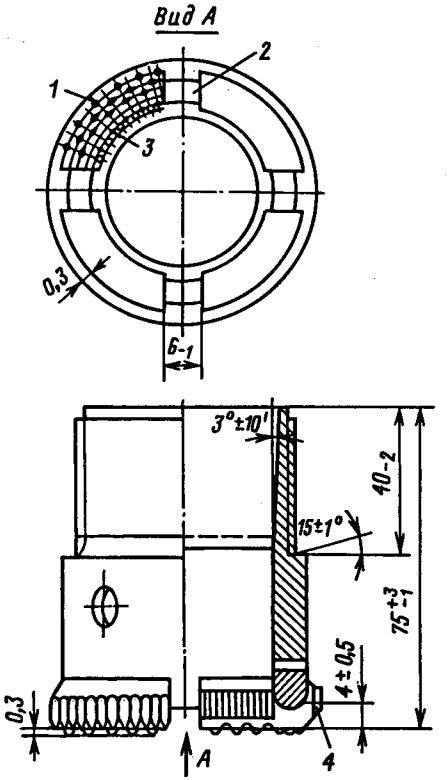
Тип коронки	Диаметр коронки, мм		Зернистость алмазов, шт/кар		Масса алмазов, кар
	наружный	внутренний	объемных	подрезных	
16А3-СВ	59	42	12–8; 20–12; 400–150	20–12	12–17
	76	58			15–18
	93	73			19–24
01КС	76	58	20–7*		20
	93	73			25
02КС	112	92	20–7	20–7	30
04А3	59	42	20–12; 30–20; 40–30	20–12	16
	76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

*Поликристаллы АРС3, 4-мм зубки.

Коронка 07 А3 (рис. 6.4) предназначена для бурения малоабразивных и абразивных плотных, монолитных, среднезернистых горных пород, преимущественно VII–IX, реже X категории по буримости. Износостойкость матрицы составляет 20–25 HRC. Способ изготовления коронок – холодное прессование в стальных пресс-формах, которые имеют лунки под алмазы, с последующей пропиткой в графитовых формах. Зернистость объемных алмазов 60–20 шт/кар, а подрезных – 30–20 и 40–30 шт/кар.

Объемные алмазы имеют заданную величину выпуска в пределах 25 % от линейного размера зерен. Боковая сторона матрицы ребристая. В ребрах установлены подрезные алмазы. Конструктивная особенность коронки – наличие на торце с тыльной стороны алмазов каплевидного выступа, предохраняющего алмаз от преждевременного скалывания. Коронка А4ДП имеет закругленный профиль и твердую матрицу с повышенной адгезией к алмазам. Выпуск резцов на торце составляет 30 % от среднего диаметра алмазов, что обеспечивает высокую скорость бурения и улучшает очистку забоя от шлама. Применение полированных алмазов повышает стойкость коронки на 40–50 % и механическую скорость бурения

Рис. 6.4. Конструкция коронки 07А3:
1 – объемные алмазы; *2* – промывочный канал; *3, 4* – внутренний и наружный подрезные алмазы



на 20–30 % по сравнению с коронками 05А3 и 07А3. Зернистость объемных алмазов составляет 10–60 шт/кар, подрезных – 20–40 шт/кар. Подрезные алмазы расположены в продольных ребрах. Коронка применяется в горных породах малой и средней абразивности, а также в абразивных, плотных, монолитных средней и крупной зернистости VII–X категорий по буримости.

Коронки КАТ по конструкции и способу изготовления аналогичны коронкам А4ДП и отличаются от них только шириной матрицы, которая уменьшена до 7 мм. Эти коронки применяются в горных породах малой и средней абразивности, плотных, монолитных VIII–X категории по буримости.

Коронки зубчатого типа 16А3-СВ (рис. 6.5) предназначены для бурения в породах V–VII категорий по буримости. В этих коронках матрица представлена в виде зубцов. Каждый зуб образован конусообразной поверхностью и в плане имеет трапецеидальную форму. Большое основание – это режущая

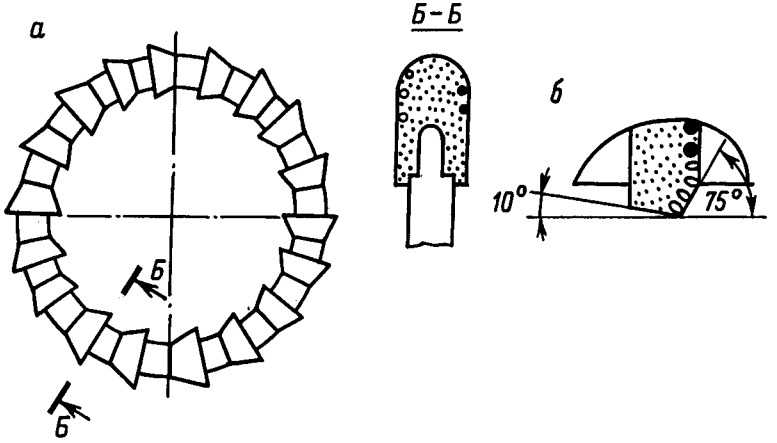


Рис. 6.5. Конструкция коронки 16А3-СВ (*а*) и профиль зуба (*б*)

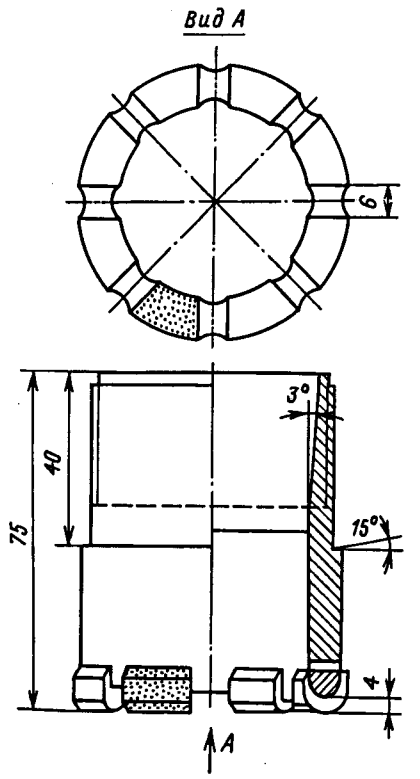
кромка, армированная по поверхности крупными алмазами. Профиль зуба образует с забоем передний угол 75° и задний 10°. Вершина каждого зуба армирована по всему объему импрегнированными алмазами зернистостью 200–120 шт/кар. Они предохраняют крупные алмазы от преждевременного износа, сколов и выпадения, а при встрече более твердых пропластков горных пород эффективнее их разрушают.

Внутри каждого зуба имеется пикообразный стальной выступ, являющийся продолжением корпуса коронки. Коронка 16А3-СВ насчитывает от 18 до 36 зубцов. Наличие большого числа породоразрушающих зубцов, имеющих большую величину выпуска, создает благоприятные условия для очистки забоя от шлама при бурении в породах невысоких категорий по буримости. В этих породах коронка обеспечивает более высокие механические скорости бурения, чем твердосплавные. Для армирования коронок применяются дробленые природные или синтетические алмазы XXXIV группы, подгруппы б, зернистостью 20–10 и 12–8 шт/кар. Техническая характеристика коронок 16А3-СВ приведена в табл. 6.14.

ОДНОСЛОЙНЫЕ КОРОНКИ С АЛМАЗАМИ БЕЗ ЗАДАННОГО ВЫПУСКА

Коронки типа 01А3 и 01А4 предназначены для бурения горных пород VIII–IX категорий по буримости. Коронки 01А3 имеют нормальную матрицу твердостью HRC 20–25.

Рис. 6.6. Конструкция коронок 01А3 и 01А4



Они применяются для бурения нетрещиноватых, плотных, монолитных пород малой и средней абразивности. Коронки 01А4 имеют твердую матрицу (HRC 30–35) и используются для бурения плотных монолитных и слабо трещиноватых абразивных пород. Коронки изготавливают методом холодного прессования в стальных пресс-формах с последующей пропиткой цветным металлом.

Для армирования коронок в качестве объемных алмазов используются алмазы XV группы, подгруппы а, и XXXV группы, подгруппы а, зернистостью 90–20 шт/кар. В качестве подрезных алмазов применяются кристаллы XV группы, подгруппы а, и алмазы XXXIV группы, подгрупп а, б, в зернистостью 60–10 шт/кар. В этих коронках также может быть использовано дробленое зерно синтетических алмазов АРСЗ. В этом случае к индексу коронки добавляются буквы СВ. Конструкция этих коронок приведена на рис. 6.6, а их техническая характеристика в табл. 6.16.

Таблица 6.16

Техническая характеристика коронок без заданного выпуска алмазов

Тип коронки	Диаметр коронки, мм		Зернистость алмазов, шт/кар		Масса алмазов, кар
	наружный	внутренний	объемных	подрезных	
01А3	36	22	30–20	20–12	3,5–6,5
01А4	46	31	50–30	30–20	4,5–7,5
01А3СВ	59	42	60–40	50–30	5,5–10
01А4СВ	76	58			10–16
01А30СВ	93	73			12–18
01А40СВ	112	92			14–20
АКС	46	33	50–30	50–30	3,5–5,5
	59	46	60–40		5–6–5
	76	61			8,5–10
01А3Г	59	42	120–90	60–40	4,5–6,5
01А4Г	76	58			5,5–7,5
14А3	59	38	20–12	20–12	5,9–9,3
	76	54	30–20	30–20	9,6–14,4
	93	69	60–40	50–30	9,8–19,6

Коронки 01А3Г и 01А4Г по конструкции и области применения аналогичны коронкам 01А3 и 01А4. Отличительной особенностью этих коронок является качество объемных алмазов. Объемные алмазы гранулированы с зернистостью 120–90 шт/кар. Техническая характеристика коронок приведена в табл. 6.15.

Коронки 14А3 предназначены для бурения малоабразивных трещиноватых пород VIII–IX категорий по буримости. Эти коронки имеют утолщенную матрицу нормальной износостойкости. Коронки изготавливаются методом холодного прессования в стальных пресс-формах с последующей пропиткой цветным металлом. Для армирования коронок используются в качестве объемных алмазы XV группы, подгруппы а или XXXV группы, подгруппы а, зернистостью 30–20 или 40–30 шт/кар.

Подрезные алмазы имеют кристаллы XV группы, подгруппы а или XXXIV группы, подгрупп а, б, в, зернистостью 30–20 шт/кар. Техническая характеристика коронок 14А3 приведена в табл. 6.15.

Коронки АКС предназначены для бурения горных пород VIII–IX категорий по буримости, плотных, монолитных малой и средней абразивности. Ширина матрицы уменьшена, матрица имеет нормальную износостойкость (HRC 20–25). Для армирования используются алмазы XV группы, подгруппы а, а также XXXV группы, подгруппы а. Для подрезных алмазов используются овализованные природные и синтетические алмазы. Зернистость алмазов 50–30 или 60–40 шт/кар. Техническая характеристика коронок АКС приведена в табл. 6.15.

КОРОНКИ ДЛЯ ДВОЙНЫХ КОЛОНКОВЫХ ТРУБ

Коронки 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 используются природные и синтетические алмазы.

Алмазные коронки типа КУТ, КУТВ, 18А3, КУТИ и 19ИЗГ применяются с двойными колонковыми трубами ТПН-УТ. Коронки 10А3, 11И3 используются с трубами типа ТДН-2 коронки КДТО – с трубами ТДН-0. Для комплектации эжекторных снарядов выпускаются коронки ДЭИ и ДЭА. Техническая характеристика коронок для двойных колонковых труб приведена в табл. 6.17.

Таблица 6.17

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

ИМПРЕГНИРОВАННЫЕ КОРОНКИ

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

Для армирования коронок в качестве объемных алмазов используются 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 АРС3, АРС4 и монокристаллические алмазы АС50, АС65, АС80.

В импрегнированных коронках объемные алмазы укладываются слоями, количество которых достигает 8–15, взаимно перекрывающих друг друга. В результате этого достигается самозатачиваемость коронки и равномерность механической скорости бурения. Высота алмазного слоя обычно не превышает 6 мм. Для армирования импрегнированных коронок применяются мелкие объемные алмазы, выпуск которых из матрицы составляет около 0,04–0,07 мм. Поэтому такие алмазы чувствительны к абразивному износу. Чтобы повысить эффективность разрушения горных пород импрегнированными коронками ведутся работы по созданию коронок с мягкими матрицами (HRC 15–20 и 10–15).

Коронка 02И3 предназначена для бурения малоабразивных плотных горных пород IX–XII категорий по буримости. Для бурения абразивных плотных, слаботрещиноватых пород IX–XII категорий по буримости рекомендуются коронки И4ДП. В качестве объемных алмазов используются полированные алмазы.

Коронки 02И3Г и 02И4Г выпускаются с гранулированными алмазами. В основу технологии гранулирования алмазов положен метод покрытия алмазных зерен порошком шихты. Вначале зерно алмазов покрывают слоем клея, а затем пересыпают порошком шихты до тех пор, пока не будет достигнута нужная толщина слоя. Грануляция позволяет равномерно распределять алмазы в матрице. Металлическая пленка предохраняет алмазы от графитизации при нагреве во время пропитки.

Коронки БС-03 и БС-04 выпускаются с гранулированными алмазами (синтетическими монокристаллами), а в качестве подрезных используются вставки из сверхтвердого материала славутича или твесала. Коронки предназначены для бурения твердых, слаботрещиноватых горных пород IX–XII категорий по буримости.

Коронки КИТ и ИКС предназначены для бурения плотных, монолитных, однородных по составу горных пород X–XI категорий по буримости. Коронки имеют матрицу с повышенной адгезией к алмазам. В коронках ИКС применяются утонченные матрицы нормальной твердости со специальным керноргательным устройством. Коронки оснащены дробленными алмазами XXXV группы, подгруппы а, зернистостью 400–200 шт/кар, в качестве подрезных используются алмазы зернистостью 40–9 шт/кар.

Техническая характеристика импрегнированных коронок приведена в табл. 6.18.

Таблица 6.18

Техническая характеристика импрегнированных коронок

Тип коронки	Диаметр коронки, мм		Зернистость алмазов, шт/кар		Масса алмазов, кар
	наружный	внутренний	объемных	подрезных	
02И3	36	22	400–120	50–30	5,3
02И4	46	31		60–40	7,5
02И3Г	59	42			12
02И4Г	76	58			16
	93	73			20
И4ДП	59	42	400–120	20–12	12
	76	58		30–20	16
КИТ	59	45	400–120	50–30	10
	46	33		60–40	7
БС-03	46	31	800–400	Твесал	9,3
	59	42			14,5
	76	58			18
БС-04	59	42	800–400	»	15
	76	58			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 порошки, армированные синтетическими поликристаллическими алмазами высокой изно-

состойкости типов АРС3 и АРК4. Развитая промывочная система коронок дает возможность вести бурение с промывкой как водой, так и вязкопластичными промывочными жидкостями. Конструкция подрезной части коронок обеспечивает надежную калибровку стенок скважин и исключает необходимость разбуривания или применения расширителей.

Коронки типа 01КС (рис. 6.7, *а*) предназначены для бурения малоабразивных монолитных и слаботрещиноватых перемежающихся по твердости горных пород. В качестве объемных используются поликристаллические алмазы СВСП, а в качестве подрезных АРС3. Коронки типа 02КС и КСК03 (рис. 6.7, *б* и *в*) предназначены для бурения абразивных, монолитных и трещиноватых, перемежающихся по твердости и абразивности горных пород. Объемные и подрезные алмазы в коронках типа 02КС представлены АРС3. У коронок типа КСК03 объемный и подрезной слои армируются алмазами АРК4.

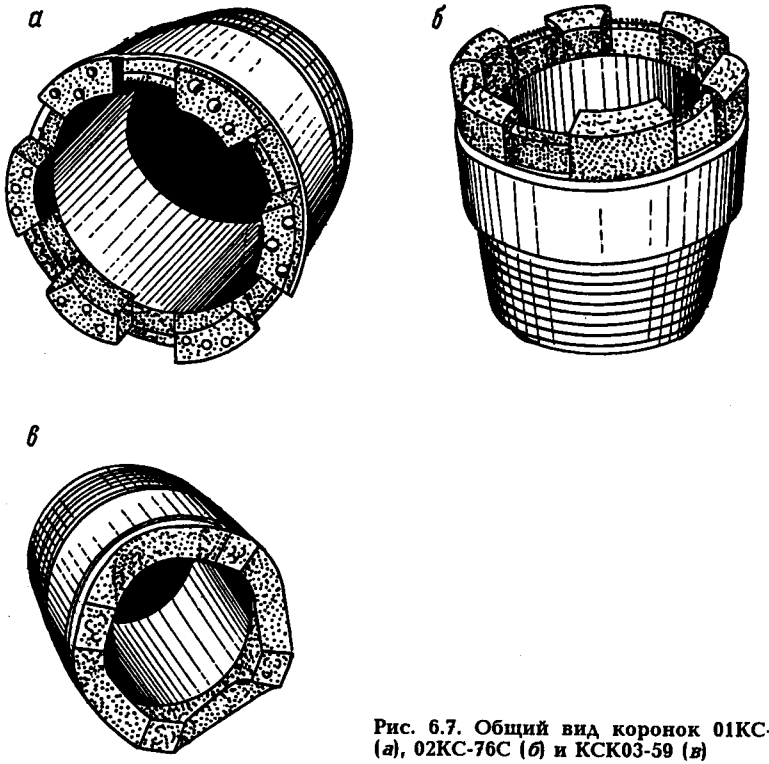


Рис. 6.7. Общий вид коронок 01КС-93С (*а*), 02КС-76С (*б*) и КСК03-59 (*в*)

6.3. ТЕХНОЛОГИЯ БУРЕНИЯ АЛМАЗНЫМИ КОРОНКАМИ

Под технологией бурения подразумевается комплекс операций, выполнение которых в определенной последовательности обеспечивает высокую производительность и соответствующее качество работ. К таким технологическим операциям следует отнести выбор породоразрушающего инструмента, рациональных параметров режима бурения и технических средств для отбора керна.

Выбор породоразрушающего инструмента должен производиться с учетом анализа физико-механических свойств горных пород, конструктивных особенностей алмазных коронок и рекомендаций, изложенных в разделе 6.2

К параметрам режима бурения относятся осевая нагрузка на коронку, частота ее вращения и расход промывочной жидкости. Сочетание этих параметров обеспечивает эффективное разрушение горных пород. Выбор параметров должен осуществляться таким образом, чтобы достигалась высокая скорость бурения и обеспечивались хорошие экономические показатели: низкий расход алмазов и стоимость 1 м бурения. В зависимости от характеристик этих параметров выделяют три режима бурения:

1) оптимальный – технологический режим, обеспечивающий получение наилучших технико-экономических показателей;

2) рациональный – технологический режим, устанавливаемый с учетом технических возможностей бурового инструмента и оборудования;

3) специальный – режим бурения, который применяют для решения специальных задач.

Влияние режимных параметров на процесс алмазного бурения весьма неоднозначно. Исследованиями и практикой подтверждено, что скорость алмазного бурения находится в прямой зависимости от частоты вращения коронки. Единственными ограничителями высоких частот вращения являются мощность двигателя буровой установки и прочность бурильной колонны. С глубиной скважины затраты мощности и нагрузки на бурильную колонну возрастают. Поэтому с ростом глубины скважины, абразивности горных пород и их трещиноватости частоту вращения алмазных коронок снижают. На небольших глубинах (до 500 м) при наличии плотных, монолитных пород частоту вращения импрегнированных коронок можно доводить до 2000 об/мин.

Обычно при расчетах для выбора рациональной частоты вращения пользуются практическими рекомендациями. Рекомендуется следующая окружная скорость v алмазной коронки: для импрегнированных коронок 2–4 м/с; для однослойных – 1–3 м/с. Верхний предел принимают для коронок меньшего диаметра, а нижний – для больших диаметров коронок.

Частоту вращения (об/мин) рассчитывают по формуле

$$n = 60v/\pi D, \tag{6.1}$$

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

$$D = (D_1 + D_2)/2; \tag{6.2}$$

D_1, D_2 – наружный и внутренний диаметры коронки, м.

Осевая нагрузка оказывает влияние на скорость алмазного бурения в более сложной зависимости. С увеличением осевой нагрузки механическая скорость растет до ее определенного максимального значения. Потом наблюдается снижение механической скорости бурения. 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, коронка плохо охлаждается и механическая скорость бурения снижается. При малой осевой нагрузке (ниже критической) алмазы слабо внедряются в породу матрицы, почти не изнашиваются, а происходит поверхностный износ алмазов и их заполирование. Разрушение породы весьма неэффективно, механическая скорость бурения низкая. Поэтому удельную осевую нагрузку (H) на алмаз для объемного разрушения породы следует принимать из расчета:

$$P_0 = \sigma_п S_а, \tag{6.3}$$

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

Общая осевая нагрузка на коронку будет равна:

$$P = p_0 S, \tag{6.4}$$

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

$$S = \pi/4\left(D_1^2 - D_2^2\right) - mba, \tag{6.5}$$

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 600–1200 Н/см^2, для импрегнированных коронок – 700–1300 Н/см^2.

При определении осевой нагрузки необходимо учитывать ее снижение за счет сил трения колонны бурильных труб о стенки скважины и подпора промывочной жидкости в коронке. По данным забойных датчиков, фактическая осевая нагрузка почти в 2 раза ниже расчетной, регистрируемой поверхностными контрольными приборами. Бурение новой алмазной коронкой в течение первых 5–10 мин после постановки на забой проводят с малой осевой нагрузкой, составляющей 2–3 кН и частотой вращения 150–200 об/мин. После приработки коронки к забою постепенно параметры режима бурения доводят до оптимальных значений.

Расход промывочной жидкости оказывает 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 небольшое скопление шлама на забое снижает глубину внедрения алмазов и приводит к возрастанию их удельного расхода и снижению скорости бурения. Однако 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. Исследованиями установлено, что при увеличении расхода жидкости в 2 раза давление повышается в 4 раза, а мощность на привод насоса – в 8 раз. Одновременно возрастают пульсации давления жидкости в бурильной колонне, что вызывает дополнительные вибрации. Увеличение давления приводит к отрыву коронки от забоя и ее удару о забой; кроме того, это может вызвать эрозию матрицы, а также размыв керна.

Вместе с тем недостаточный расход промывочной жидкости может быть причиной ряда осложнений: зашламливания забоя, повышенного расхода алмазов, преждевременной подклинки и прижога коронки.

Рациональный расход промывочной жидкости (л/мин) определяют по формуле

$$Q = qD, \tag{6.6}$$

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

Удельный расход жидкости рекомендуется в следующих пределах: q = 4–8 л/мин на 1 см диаметра коронки. В мягких породах с увеличением механической скорости бурения количество шлама увеличивается, поэтому удельный расход про-

мывочной жидкости повышают, а при бурении плотных твердых пород – уменьшают.

Лучшая охлаждающая жидкость при алмазном бурении – вода, а также эмульсионные и полимерные растворы. Применение глинистых растворов необходимо ограничивать, и использовать их только при бурении неустойчивых, выветрелых, сильно перемятых пород.

Отрицательное влияние на алмазное бурение оказывает трещиноватость пород. С увеличением трещиноватости и твердости пород повышается расход алмазов, что связано с ударным характером процесса разрушения. Чтобы снизить энергию ударов алмазов о кусочки породы уменьшают частоту вращения коронки и осевую нагрузку. Для снижения расхода алмазов в трещиноватых породах рекомендуется применять алмазные коронки с повышенной прочностью матрицы при меньшей насыщенности алмазами и повышенном их качестве (овализованные и полированные). Алмазы не должны выступать из матрицы более чем на 10 % от среднего диаметра.

При бурении трещиноватых пород часто наблюдается самозаклинивание керна, которое приводит к преждевременному подъему бурового снаряда. Самозаклинивание керна является результатом воздействия на керн потока промывочной жидкости и вибрации бурового снаряда. Для борьбы с самозаклиниванием керна рекомендуется применять двойные колонковые снаряды с невращающейся кернприемной трубой или перейти на бурение с обратной промывкой.

При высоких частотах вращения в процессе алмазного бурения возникают вибрации бурильной колонны. Под действием крутящего момента и осевой нагрузки бурильная колонна приобретает форму спирали с определенным шагом. Величина шага при вращении меняется, в связи с чем меняется амплитуда колебаний. Вибрация активно проявляется при резонансных явлениях, когда частота вынужденных колебаний совпадает с частотой собственных колебаний бурильной колонны. Вибрация нарушает нормальный процесс бурения, вызывая большой расход алмазов, снижение механической скорости бурения, износ бурильных труб и поверхностного оборудования, резкое возрастание затрат мощности на бурение.

Причины, вызывающие вибрацию, зависят от геологических, технических и технологических факторов. К геологическим факторам относятся трещиноватость, кавернозность горных пород, неравномерная зернистость и перемежаемость горных пород по твердости. Технические факторы, повышающие вибрацию, вызваны большими зазорами между бурильными трубами и стенками скважины, искривлением бурильных труб, нарушением их соосности в соединениях, а также рабочей трубы и шпинделя, низкой жесткостью фундамента и наличием люфтов в изношенных узлах буровых станков.

Вибрации могут возникнуть и по технологическим причинам, к которым относятся бурение на высоких частотах вращения при недостаточно сбалансированной бурильной колонне, применение алмазных коронок без учета физико-механических свойств горных пород, бурение при самозаклинивании керна и др.

Для борьбы с вибрациями необходимо установить и устранить причины их возникновения. Большое внимание нужно уделить выбору бурильной колонны, типу ее соединений. Для алмазного бурения необходимо выбирать гладкоствольную, сбалансированную колонну бурильных труб с небольшими зазорами между трубами и стенками скважины (1,5–2 мм). Рекомендуется использовать легкосплавные бурильные трубы, точно соблюдать оптимальные технологические параметры режима бурения. Перечисленные выше средства борьбы с вибрациями являются пассивными. К активным средствам борьбы с вибрациями относятся специальные смазывающие добавки: консистентные и эмульсионные.

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 устраняет поглощения промывочной жидкости.

Для этих целей применяется смазка КАВС – канифольная антивибрационная смазка, состоящая из смеси канифоли, нигрола или автола и битума в определенной пропорции.

Эмульсионные промывочные жидкости обладают хорошими смазочными и антивибрационными свойствами. 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 проникая в трещины горных пород, ослабляют их и облегчают разрушение породы. Эмульсионные жидкости готовят на основе воды с добавлением к ней серийно выпускаемых эмульсолов: ЭЛ-4, СТП-10, ленол 10, ленол 2611, ленол 32, морозол 2 и др. Кон-

центрация эмульсолов в эмульсионной промывочной жидкости составляет 0,5–2,5 %.

Эмульсии приготовляют путем тщательного перемешивания водных растворов эмульсолов в специальных вихревых или ультразвуковых механизмах. Применение эмульсионных жидкостей снижает затраты мощности на бурение на 30–40 %, повышает механическую скорость алмазного бурения до 35 %, проходку на коронку до 40 % и уменьшает расход алмазов на 1 м бурения до 30 %.

За последние годы широкое применение при алмазном бурении получили полимерные жидкости на основе гидролизованного полиакриламида (ГПАА). Эти жидкости также обладают хорошими смазочными свойствами. Благодаря свойствам длинноцепочных молекул ГПАА ориентироваться в потоке снижаются гидравлические сопротивления в скважине. Особенно эффективно их использование при бурении снарядами ССК и КССК.

Другое важное направление в повышении эффективности алмазного бурения – использование снарядов со съемными керноприемниками (ССК и КССК). Они представляют собой двойные колонковые снаряды со съемной керноприемной трубой, которая по мере заполнения керном поднимается на канате с помощью специальной лебедки на поверхность, что позволяет значительно сократить время на спускоподъемные операции и увеличить проходку на коронку.

РАЦИОНАЛЬНАЯ ОТРАБОТКА АЛМАЗНЫХ КОРОНОК

Важным мероприятием, способствующим повышению эффективности алмазного бурения, является соблюдение принципов рациональной отработки породоразрушающего инструмента.

Рациональная отработка алмазных коронок включает в себя:

выбор и применение алмазных коронок в горных породах, соответствующих их конструктивным особенностям;

строгое соблюдение правил эксплуатации алмазного породоразрушающего инструмента и технических приемов работы с ним;

применение технологически обоснованных режимов бурения, обеспечивающих высокую производительность и расход алмазов, не превышающих его нормативных значений для данных условий бурения;

своевременное снятие коронок с работы по достижении ими оптимально допустимого уровня отработки.

В процессе эксплуатации коронок нужно помнить, что алмаз является довольно хрупким минералом и восприимчив даже к слабым ударам. Поэтому все операции с алмазным породоразрушающим 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 спускать в скважину, когда в ней нет сорванного керна. Спуск снаряда производят осторожно, особенно в местах изменения диаметра скважин и на подходе к забою. Постановка на забой ведется без усилия, с минимальной частотой вращения и 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 диаметры коронки и расширителя, а также 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 наружных диаметров предыдущего и последующего расширителей не должна превышать 0,1–0,2 мм.

При бурении без расширителей алмазные коронки подбираются по наружному и внутреннему диаметрам и 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 0,1–0,15 мм его следует расширить специальным снарядом, состоящим из импрегнированной коронки и расширителя. При разбуривании значительного интервала скважины рекомендуется применять снаряд, который включает импрегнированную коронку и два расширителя, установленных в нижней части колонковой трубы. При компоновке снаряда необходимо соблюдать последовательное увеличение на 0,1–0,2 мм 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 коронки из-за попадания осколков керна на забой.

В процессе бурения изменение осевой нагрузки необходимо осуществлять плавно, не допуская резкого увеличения или уменьшения нагрузки, так как это может вызвать аварийную ситуацию в скважине. Не допускается применение осевых нагрузок, превышающих критическое значение. Для однослойных коронок оно составляет 14–16 даН на алмаз, а для импрегнированных 120–130 даН/см^2. Высокие нагрузки приводят к интенсивному раскалыванию алмазов и значительному увеличению их расхода. Малые удельные нагрузки (4–6 даН/алмаз в однослойных коронках и 30–50 даН/см^2 в импрегнированных) также недопустимы, так как они могут вызвать заполирование алмазов в монолитных малоабразивных породах и привести к прекращению углубки.

При выборе частоты вращения коронки необходимо учитывать твердость, абразивность и трещиноватость горных пород.

Анализ изменения механической скорости бурения также позволяет определить рациональный уровень отработки алмазных коронок. Темп изменения механической скорости бурения у разных типов коронок различен. У импрегнированных коронок механическая скорость бурения изменяется незначительно при правильно выбранном сочетании режимных параметров. У однослойных коронок механическая скорость вначале возрастает, достигает определенного максимума, а потом наблюдается ее снижение. Однако установить четкую границу снятия коронки с работы по данному критерию бывает затруднительно. Обычно сочетают визуальные наблюдения износа с характером изменения механической скорости бурения. Визуальные методы оценки рационального уровня отработки однослойных алмазных коронок широко распространены согласно исследованиям ВИТРа (Всесоюзный институт техники разведки). Рекомендуется снимать коронки с работы в следующих случаях:

1) большой износ матрицы по наружному и внутреннему диаметрам и высоте. Предельный износ матрицы по наружной и внутренней поверхностям может составлять 0,5–0,7 мм в зависимости от зернистости подрезных алмазов. Допустимый износ матрицы по высоте зависит от зернистости объемных алмазов и составляет 0,5; 0,7 и 0,9 мм для алмазов зернистостью 90–60, 60–40 и 30–20 шт/кар соответственно;

2) изменение нормального профиля матрицы, появление конусности по наружной и внутренней поверхностям, а также борозд и фасок по периферии торца матрицы или в средней ее части, глубина которых превышает 0,5 мм;

3) чрезмерное обнажение алмазов (более чем на 1/3 их линейного размера), что может привести к их выпадению и разрушению;

4) сильная эрозия (размыв) матрицы, что может вызвать снижение ее прочности, скол отдельных участков или всего алмазосодержащего слоя;

5) наличие механических повреждений матрицы и корпуса коронки (раздув и овальность матрицы, трещины, износ резьбы или корпуса короночного кольца и др.);

6) заполирование алмазов в коронке, что является следствием несоответствия твердости матрицы абразивным свойствам горной породы или параметров режима бурения характеру разбуриваемых пород.

Импрегнированные коронки эксплуатируются до полного износа объемных алмазов. Исключение составляют случаи появления фасок на наружной и внутренней боковой поверхности матрицы, глубина которых превышает толщину алмазосодержащего слоя. Не рекомендуется использовать импрегнированные коронки с дефектами матрицы, корпуса или резьбы, а также при заполировании объемных алмазов.

6.4. АЛМАЗНЫЕ ДОЛОТА

Алмазные долота применяют для бескернового бурения, а также как вспомогательный инструмент при направленном и многозабойном бурении. Выпускаются алмазные долота шести типов 08И3, 08А3, 09А3, АДН-22, ИДН-12 и АДН-08 (табл. 6.19).

Все они имеют вогнутую форму торца с центральным промывочным отверстием для промывки. Долота изготовляются с нормальной матрицей твердостью HRC 20–25.

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.

Таблица 6.19

Техническая характеристика алмазных долот

Тип долота	Наружный диаметр, мм	Зернистость алмазов, шт/кар		Масса алмазов, кар
		объемных	подрезных	
08АЗ	46	30–20	–	10,4–12,2
08ИЗ	46	150–120	30–20	17–20
09АЗ	59	30–20	–	14–26
АДН-22	59	50–30	–	11–13
ИДН-12	59	150–120	50–30	18
АДН-08	76	50–30	30–20	25–30

Подрезные алмазы расположены в боковых ребрах, объемные алмазы имеют заданный выпуск до 20 % диаметра зерен.

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. 6.8.

Импрегнированные долота 08ИЗ, 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.

6.5. АЛМАЗНЫЕ РАСШИРИТЕЛИ

Алмазные расширители (калибраторы) предназначены для калибрования диаметра скважины, что предотвращает преждевременный износ коронок по наружному диаметру в процессе бурения. Одновременно расширитель стабилизирует положение нижней части бурильных труб и колонковой трубы, при этом значительно снижаются вибрации и уменьшается искривление скважины.

При бурении с одинарными, двойными колонковыми трубами и со 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 (рис. 6.9). Рабочая поверхность штабиков армирована алмазами с выпуском 0,35–0,45 мм. Расширитель с двух сторон снабжен резьбовыми час-

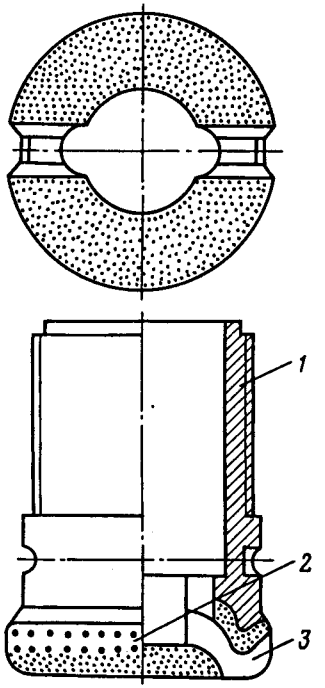


Рис. 6.8. Конструкция мелкоалмазного долота:
1 – корпус; *2* – матрица; *3* – промывочные каналы

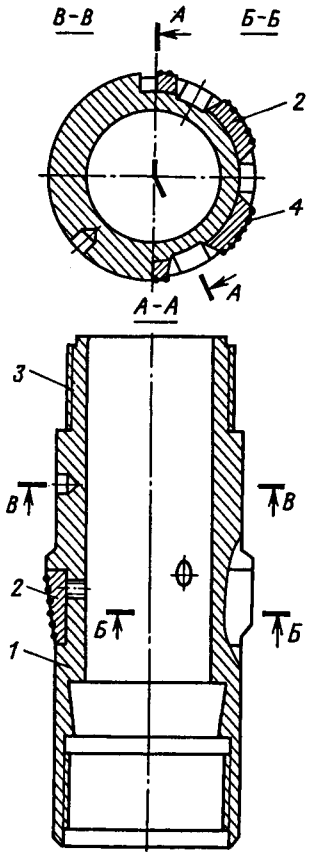


Рис. 6.9. Алмазный расширитель:
1 – корпус; *2* – алмазосодержащий сектор; *3* – резьбовое соединение; *4* – алмазы

тями 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 секторные расширители типа РСА (см. рис. 6.9), имеющие внутреннюю резьбу для соединения с колонковой трубой. Кернорвательное кольцо размещается внутри корпуса *1* расширителя в конусной расточке. По наружному диа-

Таблица 6.20

Техническая характеристика алмазных расширителей

Тип расширителя	Диаметр, мм	Масса алмазов, кар	Тип колонкового набора	Тип расширителя	Диаметр, мм	Масса алмазов, кар	Тип колонкового набора
РСА-46	46	5,1–7,6	Одинарный	РУТ-46	46	5,1–7,0	ТДН-УТ
РСА-59	59	7,6–11,4		РУТ-59	59	7,6–11,4	
РСА-76	76	11,1–15,2		РУТ-76	76	10,1–15,2	
РСА-93	93	12,7–19		РСА-1	59	7,6–11,4	ССК-59
РТДН	76	5,1–7,6	ТДН-2	РСАК	76	10,1–15,2	ССК-76
РДТО-59	59	7,6–11,4	ТДН-2/0	Р-03	46	5,1–7,6	ССК-46
РДТО-76	76	10,1–15,2		РЦК	76	10,1–15,2	КССК-76
РДТО-93	93	12,7–10					

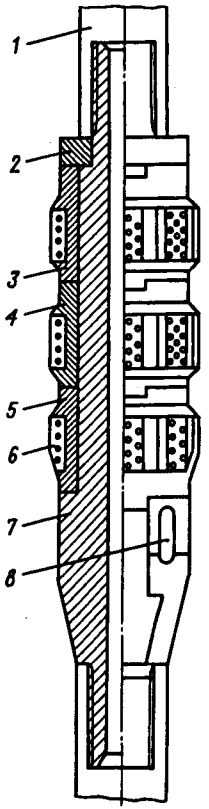


Рис. 6.10. Алмазный калибратор

метру 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°. 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 – расширители РСА-1, РАСК, Р-03 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. 6.20.

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 *7*, на который надеты три съемных стальных цилиндрических кольца *3–5* (рис. 6.10). 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 *8* для соединения с выступом нижнего кольца *5*, верхнее кольцо *3* удерживается шайбой *2*, подпираемой навинченной бурильной трубой *1*. В алмазосодержащих штабиках *6* калибраторов используются природные алмазы XXXIV или XXXVI группы.

7 ТВЕРДОСПЛАВНЫЕ КОРОНКИ ДЛЯ КОЛОНКОВОГО БУРЕНИЯ ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНЫХ СКВАЖИН

Почти половина всего объема разведочных колонковых скважин бурится твердосплавными коронками. Использование различных типов коронок позволяет проходить как мягкие осадочные породы I–IV категорий по буримости, так и более крепкие метаморфизованные, изверженные породы V–VII и частично VIII–IX категорий.

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 выполнена наружная резьба для соединения с колонковой трубой, а на другом конце в пазах установлены твердосплавные пластины – резцы. Резцы, расположенные на боковых поверхностях коронки, называются подрезными. Они бывают соответственно наружными и внутренними. Между ними по торцу коронки располагаются основные резцы.

Резцы должны перекрывать торец и выступать за наружную и внутреннюю боковые поверхности корпуса воронки, а также возвышаться над торцом.

Величина выхода резцов за наружную и внутреннюю поверхности корпуса коронки принимается в зависимости от твердости пород и скорости углубки. 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 1,5–3 мм.

Выпуск резцов над торцом может быть на одном уровне или на нескольких уровнях – ступенчатым. Поэтому в зависимости от выпуска торцовых резцов забой может быть плоским, одно- или многоступенчатым. Ступенчатая форма забоя обеспечивает более эффективное разрушение горной породы.

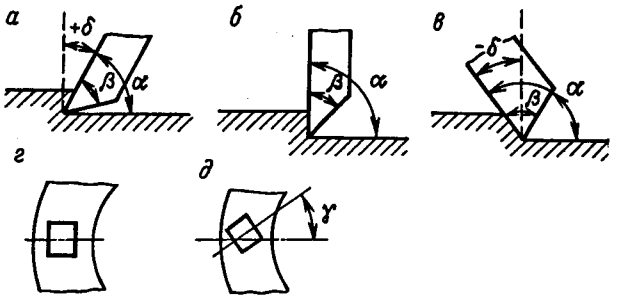


Рис. 7.1. Варианты расположения твердосплавных резцов коронки:
а – резец с положительным передним углом, $\delta > 0$; *б* – передний угол $\delta = 0$; *в* – резец с отрицательным передним углом, $\delta < 0$; *г, д* – расположение резцов в торце коронки; α – угол резания; β – угол заострения; γ – угол поворота резца относительно радиуса коронки

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. 7.1). Положительный угол обеспечивает повышения скорости бурения в мягких породах, а отрицательный угол – в твердых породах. В зависимости от твердости горных пород меняется и угол заострения резца. Для бурения мягких пород I–IV категорий по буримости угол заострения резца принимается равным 45–50°, а в породах V–VII категорий по буримости – 65°. В некоторых самозатачивающихся коронках угол заострения у резцов отсутствует.

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 трещиноватых с пропластками более твердых пород.

7.1. МАТЕРИАЛЫ, ПРИМЕНЯЕМЫЕ ДЛЯ ИЗГОТОВЛЕНИЯ ТВЕРДОСПЛАВНЫХ КОРОНОК

Корпус твердосплавных коронок изготавливается из стали марок 30, 35 или 40 по ГОСТ 1050–74 или Ст4 по ГОСТ 380-71.

Указанные стали обеспечивают достаточную прочность корпуса и хорошо смачиваются припоем в процессе пайки. Кроме того, эти стали хорошо обрабатываются при изготовлении и поддаются деформированию без нарушения сплошности при прессовых операциях.

Ребра ребристых коронок изготавливаются из тех же марок сталей, что и корпус коронки. Вкладыши и установочные пластины изготовляют из сталей марок 10, 20 и 35 по ГОСТ 1050-74 или Ст3 по ГОСТ 380-71.

Опорные пластины, обеспечивающие устойчивость твердосплавных пластин и их жесткое крепление, изготавливаются из стали повышенной прочности – стали марки 45 по ГОСТ 1050-74. Для наименее ответственных деталей и оберточных пластин применяются Ст10 по ГОСТ 1050-74 или Ст1 по ГОСТ 380-71.

ТВЕРДЫЕ СПЛАВЫ, ПРИМЕНЯЕМЫЕ ПРИ ИЗГОТОВЛЕНИИ КОРОНОК

Для изготовления резцов применяются вольфрамокобальтовые металлокерамические твердые сплавы типа ВК, основным компонентом которых является карбид вольфрама. 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. 7.1.

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.

Форма резца из твердого сплава играет существенную роль в процессе разрушения горных пород, поэтому разные

Таблица 7.1

Характеристика металлокерамических твердых сплавов

Марка сплава	Ориентировочный состав (без учета примесей), %		Физико-механические свойства сплавов		
	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	14,4–14,8	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

типы коронок армируются резцами различной формы. Геометрическая форма и размеры пластин твердого сплава приведены в табл. 7.2.

СОСТАВ И ХАРАКТЕРИСТИКА ПРИПОЕВ

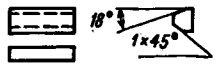
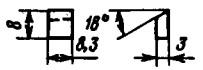
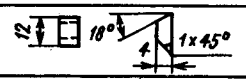
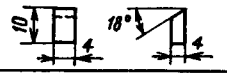
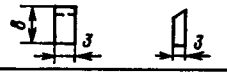
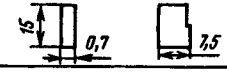
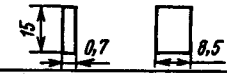
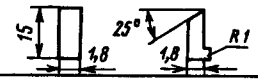
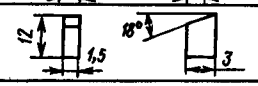
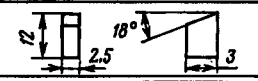
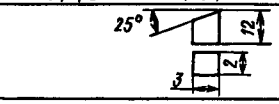
Для соединения твердого сплава с корпусом коронки используются припои на медной основе (латунь 68), выпускаемые по ГОСТ 15527-70. Латунь представлена сплавом меди и цинка. Недостатком латуни является испарение Zn во время пайки, что приводит к уменьшению его концентрации и изменению физико-механических свойств латуни, а также увеличению температуры ее плавления. Поэтому в процессе пайки желательно регулярное добавление Zn. Состав латуни марки Л68 следующий: 67–70 % Cu и 30–33 Zn; температура полного расплавления 938 °С.

7.2. ЭЛЕМЕНТЫ ТВЕРДОСПЛАВНЫХ КОРОНОК

Для того чтобы бурение осуществлялось достаточно эффективно, в коронке предусмотрены различные элементы, которые выполняют определенные функции в процессе бурения. В коронке выделяют три части: корпус, гидравлическую систему, обеспечивающую своевременное удаление шлама с забоя, и режущую часть, которая выполняет основную работу по разрушению породы.

Таблица 7.2

Форма и размеры твердосплавных пластин, применяемых для армирования твердосплавных коронок

Наименование пластины	ГОСТ	Форма и геометрические размеры пластины	Масса, г	Тип коронки
0203А	2209-69		3,22	М1
Г5103	880-75		2,9	М1
Г5303	880-75		2,3	М2
1323	17163-71		2,58	М5, СМ3
247/3	48-19--165-75		2,3	М5
Г5107	880-75		2,2	СТ2, СМ4
Г5108	880-75		1,0	СТ2, СМ5, СМ6, СА4
Г4104	880-75		1,1	СА1, (36,46,59)
Г4105	880-75		1,2	СА1 (76)
Г4106	880-75		1,4	СА1 (93,112,132)
2617	2209-69		0,74	СА1
—	ТУ48-42--44-70		0,73	СА5, СА2, СА3
Г5106	880-75		0,8	СА5, СА2, СА3
Г5103	880-75		1,4	СА4
—	ТУ48-42--44-70		1,1	СА4

Примечание. В скобках указан диаметр коронки.

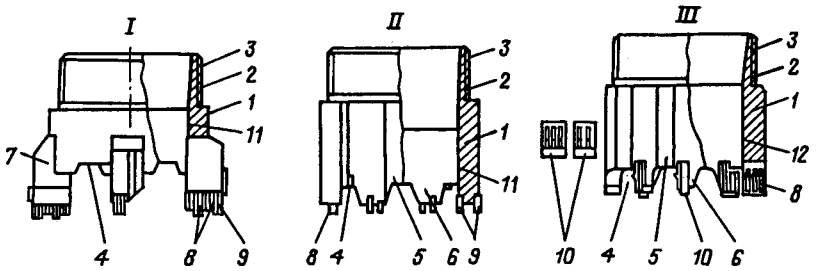


Рис. 7.2. Основные конструктивные элементы коронок

К элементам корпуса коронки (рис. 7.2) следует отнести гладкую часть *11*, резьбовую часть *2*, конусную расточку *3*. Кроме того, характеристиками служат наружный и внутренний диаметры.

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. 7.2, III) режущая часть имеет вставку, которая состоит из резца, опорной и установочной и оберточной пластин. Элементы резцов – углы передний, задний, заточки и поворота. Прочие элементы – вкладыши. Коронки, составляющие группы (*I–III*); отличаются конструкцией корпуса, формой резцов, их размещением и др.

Режущая часть коронок типа М (рис. 7.2, *I*) выполняются в виде ребер *7* с основными *8* и подрезными *9* резцами, а у коронок типов СМ, СТ (рис. 7.2, *II*) и СА (рис. 7.2, *III*) имеются зубки *6*, вырезаемые в торцовой части корпусов, которые армируются режущими вставками *10* у коронок типа СА, и основными и подрезными резцами *8* и *9* – у коронок типов СМ, СТ и СА.

Кроме того, у коронок типа М в ребрах, у коронок типов СМ, СТ в промывочных пазах устанавливаются дополнительные подрезные резцы, калибрующие стенки скважины и керн. У коронок СА режущая часть имеет вставку *10*, 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 собою кольцо, изготовляемое из трубной заготовки. Длина его независимо от диаметра

должна быть не более 75 мм; резьба трапецеидальной формы, длина нарезки 30 мм. Резьба изготавливается по ГОСТ 6238-77.

Противоположный конец коронки имеет промывочные каналы (или промывочные окна). Форма каналов зависит от конструктивных особенностей коронок. Она может быть трапецеидальной, прямоугольной или овальной. Суммарная площадь промывочных каналов должна быть не менее минимальной площади сечения проходного отверстия в соединении колонны бурильных труб, глубина – не более 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. Основные размеры и характеристики элементов некоторых типов твердосплавных коронок приведены в табл. 7.3.

Таблица 7.3

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
СТ2	46	44,5	32,5	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	1,5	
	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	3–10
	76	74	61	6,5	1	1	4–8
СА6	93	90	77	6,5	1,5	1	4–8
	112	109	96	6,5	1,5	1	
	132	129	116	6,5	1,5	1	
СА4	46	44,5	22,5	6	0,75	0,75	3
	59	57,5	45,5	6	0,75	0,75	4
	76	74	61	6,5	1	1	5
	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

Номинальные диаметры выпускаемых алмазных коронок приведены ниже.

Тип коронки	М	СМ5	СА1
Номинальный диаметр, мм	93, 112, 132, 151	34, 46, 59, 76, 93, 112, 132, 151	36, 46, 59, 76, 93, 112, 132

7.3. КЛАССИФИКАЦИЯ И ИНДЕКСАЦИЯ ТВЕРДОСПЛАВНЫХ КОРОНОК

В настоящее время выпускается 10 типов твердосплавных коронок, которые применяются для бурения разных горных пород. Следует отметить, что конструктивные особенности коронок увязаны со свойствами разбуриваемых пород.

По этому признаку твердосплавные коронки подразделяются на три группы:

для бурения мягких пород;

для бурения малоабразивных пород средней твердости;

для бурения абразивных пород средней твердости.

Характерный признак коронок для бурения мягких пород – 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.

В коронках для бурения малоабразивных пород средней крепости основное влияние на показатели бурения оказывают форма резца, его размеры и расположение по торцу коронки. Коронки этого типа называются резцовыми (тип СМ).

Для бурения абразивных пород средней твердости применяются самозатачивающиеся коронки (тип СА). В этих коронках применяются мелкие резцы, а торец коронки имеет достаточную насыщенность резцами, что обеспечивает их высокую производительность в этих породах. Конструктивная особенность вставок этих коронок обеспечивает их самозатачивание в процессе бурения.

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

ребристые коронки для бурения мягких пород – М5 (ГОСТ 10502-69);

резцовые коронки для бурения малоабразивных пород средней твердости (гладкостенные) – СМ4, СМ5, СМ6, СТ2 (ГОСТ 11108-70);

самозатачивающиеся коронки для бурения абразивных пород средней твердости (гладкостенные) – СА1, СА2, СА; (ГОСТ 11108-70), СА5 (ТУ 41-61-289-77) и СА6 (ТУ 41-01-348-78).

7.4. КОНСТРУКЦИЯ ТВЕРДОСПЛАВНЫХ БУРОВЫХ КОРОНОК И ОБЛАСТИ ИХ РАЦИОНАЛЬНОГО ПРИМЕНЕНИЯ

РЕБРИСТЫЕ КОРОНКИ ТИПА М

Коронки типа М предназначены для бурения мягких, преимущественно осадочных горных пород, отличающихся неустойчивостью, легко размывающихся, иногда склонных к вспучиванию. Конструктивные параметры таких коронок должны обеспечивать свободную циркуляцию очистного агента и предотвращать трение колонковой трубы о стенки скважины. С этой целью наружная поверхность корпуса коронки снабжена ребрами, армированными твердосплавными резцами из сплава ВК-Х, образующие при бурении зазор между стенками скважины и колонковым набором, который необходим для обеспечения высокой пропускной способности очистного агента, что способствует своевременной очистке забоя от шлама и повышению механической скорости бурения.

Ребристая коронка М5 предназначена для бурения мягких горных пород I–IV категорий по буримости (глины, суглинки, мергели, торф, ангидриты, слабые известняки и т.п.). Она состоит из корпуса, в пазы которого вварены ребра, армированные по торцу восьмигранными резцами со сквозным центральным отверстием и углом при вершине 250°. Режущие кромки резцов выступают под плоскостью ребра на различную высоту. Для калибровки стенок скважины и наружной поверхности каждого ребра дополнительно установлено по одному призматическому резцу.

Таблица 7.4

Характеристика ребристых коронок

Тип	Диаметр, мм		Число ребер	Число твердосплавных резцов			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

Характеристика выпускаемых коронок типа М приведена в табл. 7.4.

Ребристая коронка М6 армирована резцами принципиально новой формы (рис. 7.3), перекрывающими всю ширину ребра, имеющими асимметричную клиновидную форму и снабженными удлиненной калибрующей гранью. Характеристика режущих элементов ребристых коронок приведена в табл. 7.5.

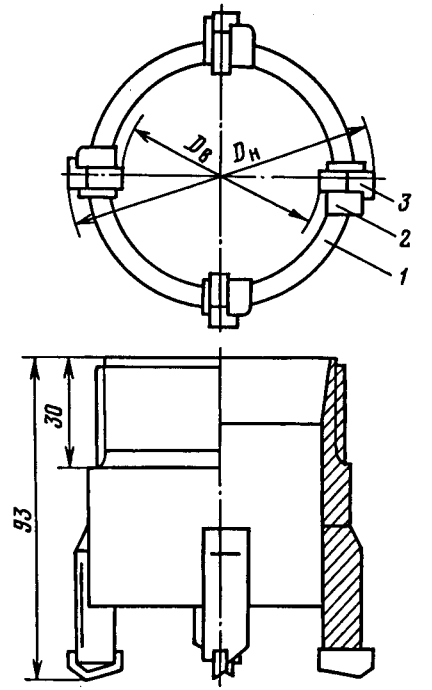


Рис. 7.3. Коронка М6:
1 – корпус; *2* – ребра; *3* – твердосплавные пластины

Таблица 7.5

Характеристика ребристых коронок

Тип коронки	Тип резцов, размер в мм, марка твердого сплава	Выход резцов по торцу, мм	Область применения
М5	247/3 с отверстием, 5×10, ВК8; дополнительный резец 1323, 4×12, ВК8	2,5	Мягкие породы с пропластками твердых, IV категории
М6	Г33,5×19,5; ВК8	5	Мягкие породы с включениями щебенисто-галечных отложений VI категории

Примечание. Особые признаки: ребра установлены в торце и пазах корпуса.

Выпускаемые в настоящее время коронки типа М5 и М6 предназначены для бурения мягких пород с включениями более твердых или щебенисто-галечных отложений, так как большие толщи мягких пород без пропластков и включений более твердых встречаются очень редко. Ребристые коронки выпускаются диаметрами 93–151 мм и в основном применяются при забуривании скважин и бурения верхних интервалов.

РЕЗЦОВЫЕ КОРОНКИ ТИПОВ СМ И СТ ДЛЯ БУРЕНИЯ МАЛОАБРАЗИВНЫХ ПОРОД СРЕДНЕЙ ТВЕРДОСТИ

Коронки типа СМ предназначены для бурения малоабразивных, монолитных и перемежающихся по твердости горных пород: аргиллитов, алевролитов, глинистых и песчаных сланцев, известняков, доломитов и серпентинитов.

Коронки типа СТ применяются для бурения трещиноватых пород тех же наименований.

В отличие от ребристых коронок они имеют гладкий корпус, оснащены более мелкими резцами различной формы, значительно отличаются схемой размещения резцов и углом их поворота.

По форме и схеме размещения резцов коронки подразделяются на две группы: с раздельным расположением подрезных и центральных резцов – коронки СМ5 и СМ6 – и совместным расположением – коронки СМ4 и СТ2. При этом резцы размещаются по торцу по двум или трем концентрическим окружностям. По этому признаку коронки делятся на

двухрядные (СТ2) и трехрядные (СМ4, СМ5, СМ6). Между двумя промывочными окнами коронка снабжена выступом, который называется зубком. В зубке размещены резцы. Зубки обычно имеют трапецеидальную форму, которая придает зубку большую прочность по сравнению с прямоугольной. Число зубков в коронке определяется принятой схемой размещения резцов и диаметром коронки.

В коронках с одиночным расположением резцов число зубков соответствует числу резцов. В коронках с групповым расположением резцов число зубков равно числу групп. В зависимости от типа коронок и их диаметра число групп различно. Число резцов в группах также различно.

Для повышения эффективности резания резцы в коронках устанавливаются на различных уровнях относительно торца, при этом в процессе бурения образуется ступенчатый забой. При трехрядном расположении резцов наиболее выступает основной резец, наименее – наружный подрезной резец, который более нагружен при обработке стенки скважины. Внутренний подрезной резец занимает промежуточное положение. При двухрядном расположении резцов наибольшую величину выступа имеет менее нагруженный внутренний подрезной резец, который обрабатывает керн.

Особенность резцовых коронок – ориентированная вставка резцов. В коронках СМ5 резцы установлены вертикально, в коронках СМ4, СМ5 и СТ2 – наклонно относительно оси коронки и развернуты на определенный угол относительно радиуса. Такое расположение резцов обеспечивает их более высокую прочность. В коронках СМ3 основные резцы представляют собой восьмигранную призму со сквозным отверстием, благодаря чему снижается расход твердого сплава и повышается удельная нагрузка на забой. В коронках СМ4, СМ6 и СТ2 резцы ориентированы так, что их передние грани образуют двухгранные отрицательные передние углы. В коронках СМ5 группы резцов установлены параллельно оси корпуса.

Ориентировочный ресурс коронок типа СМ6 составляет 10 м.

В настоящее время промышленностью выпускаются четыре типа коронок: СМ4, СМ5, СМ6 и СТ2. Как показала эксплуатация коронок, ресурс коронок и механическая скорость бурения коронками СМ4, СМ5 и СМ6 практически одинаковы.

Параметры резцовых коронок приведены в табл. 7.6.

Таблица 7.6

Параметры резцовых коронок

Наружный диаметр колонковой трубы	Диаметр коронки (по резцам), мм		Число резцов					
			СМ4		СМ6		СТ2	
	наружный $D_н$	внутренний $D_в$	основных	подрезных	основных	подрезных	основных	подрезных
44	46	31	–	–	12	2	6	2
57	59	44	–	–	12	4	6	3
73	76	58	9	3	12	4	6	3
89	93	74	9	3	18	6	8	4
108	112	93	9	3	18	6	10	2
127	132	113	12	4	24	8	12	8
146	151	132	12	4	24	8	12	6

При бурении коронками типов СМ и СТ площадь забоя расчленяется на зоны, разрушаемые отдельными группами резцов (основными наружными и внутренними подрезными). Каждая группа выступает над торцом корпуса на различную величину, в результате чего образуется ступенчатый забой, способствующий повышению эффективности разрушения горной породы. В коронках СМ4, СМ6 и СТ2 этому также способствует ориентированная установка резцов под отрицательным углом к плоскости забоя и под углом к радиусу корпуса коронки (табл.7.7).

Резцовые коронки типа СМ4 предназначены для бурения малоабразивных монолитных и перемежающихся по твердости горных пород V–VI и частично VII категорий по буримости (алевролиты, дуниты и т.п.).

Таблица 7.7

Характеристики резцовых коронок

Тип коронки	Тип основных резцов, размер, тип твердого сплава	Передний угол резца от вертикали, градус	Разворот резцов относительно радиуса, градус	Выпуск резцов по торцу, мм	Расположение резцов	Область применения (категория пород по буримости)
1	2	3	4	5	6	7
СМ4	Г5107, 4×4×10, мм, ВК6	–15	10, 25, 10	2,5; 4,0; 3,5	Двухрядное	V–VI, частично VII
СМ6	Г5108, 3×3×8, ВК6	–15	10, 15, 10	1,5; 2,5; 1,5	Трехрядное	VI–VII
СТ2	Г5107, 4×4×10, ВК6	–15	15, 15	2,3	Двухрядное	IV–VI

Примечание. В графах 4, 5 первая цифра относится к наружному резцу, вторая – к основному среднему; третья – к внутреннему.

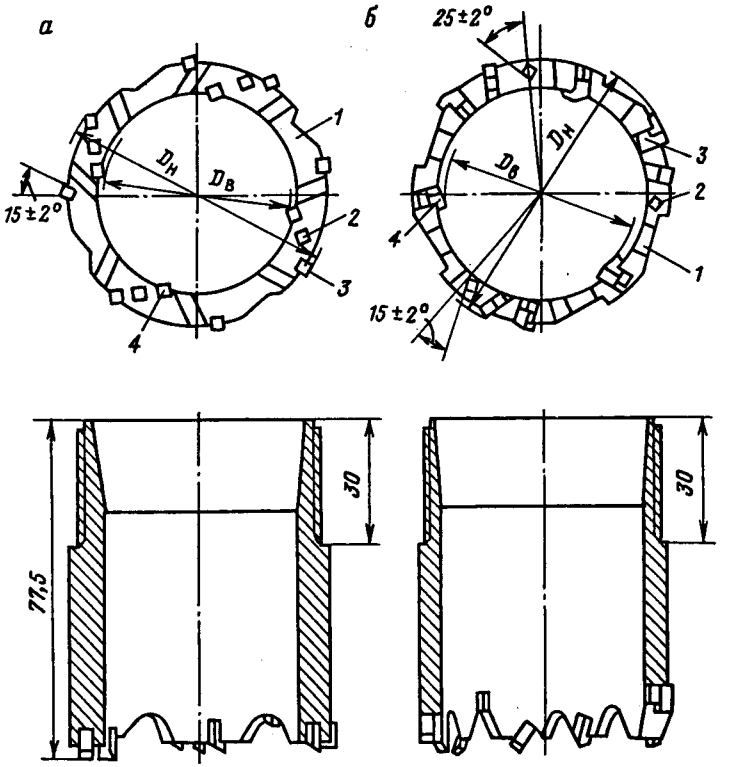


Рис. 7.4. Коронки СМ4 (*а*) и СМ6 (*б*):
1 – корпус; *2* – центральный резец; *3* и *4* – наружный и внутренний подрезные резцы

Режущая часть коронок СМ4 (рис. 7.4, *а*) армируется основными резцами сечением 4×4 мм и высотой 10 мм с углом при вершине 18° и подрезными резцами сечением 3×3 мм и высотой 8 мм с углом при вершине 18°. Кольцевой забой перекрывается группой из трех резцов. Каждый резец устанавливается в отдельном зубке. Основные резцы выступают над торцом на 4 мм, внутренние подрезные – на 3,5 мм, наружные – на 2,5 мм. Резцы установлены под отрицательным углом 15° к направлению вращения и развернуты вокруг оси на 10° (подрезные) и 25° (основные), что способствует повышению механической скорости и стойкости резцов.

Коронки типа СМ5 предназначены для бурения малоабразивных монолитных и слаботрещиноватых горных пород V–VI категорий по буримости (глинистые сланцы, алевролиты, доломиты, серпентиниты и т.п.).

Армирование режущей части коронок выполнено резцами сечением 3×3 мм и высотой 8 мм с углом при вершине 18°. Перекрытие кольцевого забоя осуществляется группой из трех резцов, установленных в отдельных зубках. Резцы выступают над торцом коронки на высоту 2,5 мм (основные), 2,0 мм (внутренние подрезные) и 1,5 мм (наружные подрезные). В промывочных окнах установлены дополнительные подрезные резцы для калибровки стенок скважины. Все резцы установлены вертикально, но для обеспечения более эффективного разрушения горной породы на забое они повернуты вокруг оси на 15 и 10° соответственно для основных и подрезных.

Резцовые коронки типа СМ6 (рис. 7.4, *б*) предназначены для бурения малоабразивных монолитных, трещиноватых горных пород VI–VII категорий по буримости (известняк, серпентиниты, перидотиты и т.п.).

Армирование режущей части коронок выполнено резцами сечением 3×3 мм и высотой 8 мм с углом при вершине 18°. В отличие от коронок типа СМ5 резцы коронок СМ6 установлены под отрицательным углом 15° к направлению вращения, а также развернуты относительно радиуса кольцевого кольца на 15 и 10° соответственно для основных и подрезных. Увеличенное число дополнительных подрезных резцов способствует повышению стойкости коронки и позволяет бурить в более твердых и абразивных разновидностях рекомендуемых горных породах.

Резцовые коронки типа СТ2 предназначены для бурения малоабразивных трещиноватых и перемежающихся по твердости горных пород IV–VII категорий по буримости (сланцы, частично окремненные, с твердыми включениями, туфы и т.п.).

Армирование режущей части выполнено основными резцами сечением 4×4 мм и высотой 10 мм. В качестве дополнительных подрезных резцов в промывочных окнах использованы резцы сечением 3×3 мм и высотой 8 мм. Основные резцы расположены под отрицательным углом к направлению вращения и развернуты вокруг оси на 15°. Выпуск резцов над торцом составляет для внутренних подрезных 3 мм, для внутренних 2 мм. С целью повышения стойкости резцов при бурении в трещиноватых породах сбегающие части резцов усиливаются наплавлением слоя сплава.

Характеристика коронок типов СМ и СТ приведена в табл. 7.8.

СКБ ВПО «Геотехника» совместно с ВНИИ твердых сплавов разработан сплав ВК6КС, обладающий более высокими эксплуатационными показателями, чем ВК6. Резцы клиновидной формы из этого сплава были использованы для модернизации коронок типов СМ и СТ. Разработана специализированная коронка СМ8, предназначенная для бурения инженерно-геологических скважин в породах III–IX категорий по буримости. Такие коронки позволяют вести процесс бурения как с использованием промывочной жидкости, так и всухую, что позволяет получать образцы керна с естественной влажностью.

Таблица 7.8

Основные параметры резцовых коронок типа СМ и СТ

Тип	Диаметр, мм		Число групп резцов	Число резцов				Масса коронки, кг
	наружный	внутренний		основных	подрезных	дополнительных подрезных	всего	
СМ4-76	76	58	3	3	6	3	12	0,56
СМ4-93	93	74	3	3	6	3	12	0,68
СМ4-112	112	93	3	3	6	3	12	0,82
СМ4-132	132	113	4	4	8	4	16	0,97
СМ4-151	151	132	4	4	8	4	16	1,20
СМ5-36	36	21	3	3	6	3	12	0,25
СМ5-46	46	31	4	4	8	2	14	0,32
СМ5-59	59	44	4	4	8	4	16	0,42
СМ5-76	76	59	4	4	8	4	16	0,58
СМ5-93	93	75	6	6	12	3	21	0,74
СМ5-112	112	94	6	6	12	3	21	0,94
СМ5-132	132	114	8	8	16	4	28	1,00
СМ5-151	151	133	8	8	16	4	28	1,25
СМ6-46	46	31	4	4	8	2	14	0,32
СМ6-59	59	44	4	4	8	4	16	0,42
СМ5-76	76	59	4	4	8	4	16	0,58
СМ6-93	93	75	6	6	12	6	24	0,74
СМ6-112	112	94	6	6	12	6	24	0,94
СМ6-132	132	114	8	8	16	8	32	1,0
СМ6-151	151	133	8	8	16	8	32	1,25
СТ2-46	46	31	3	6	3	–	9	0,30
СТ2-59	59	44	3	6	3	–	9	0,40
СТ2-76	76	59	3	6	3	–	9	0,52
СТ2-93	93	75	4	8	4	–	12	0,73
СТ2-112	112	94	5	10	5	–	15	0,89
СТ2-132	132	114	6	12	6	–	18	1,00
СТ2-151	151	133	6	12	6	–	18	1,16

САМОЗАТАЧИВАЮЩИЕСЯ КОРОНКИ ТИПА СА

Для бурения абразивных, монолитных, слаботрещиноватых пород применяются самозатачивающиеся коронки типов СА1, СА2, СА4, СА5 и СА6. По типу резцов и их

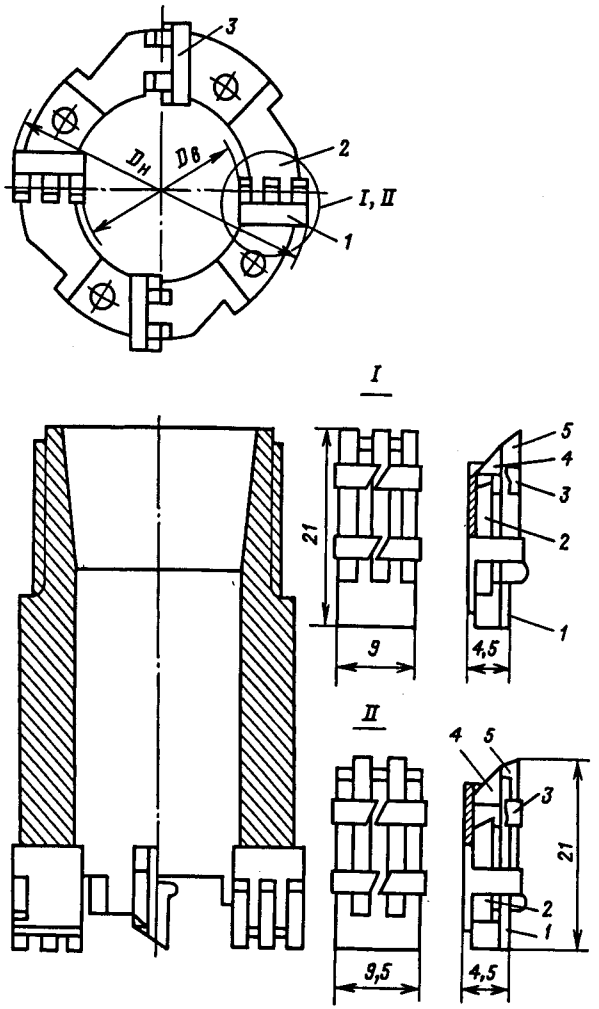


Рис. 7.5. Коронка СА2:
1, 4 – основной и подрезной резцы; *2, 3, 5* – опорная, оберточная и установочная пластины

расположению они подразделяются на микрорезцовые СА2, СА5 и СА6, тонкопластичные СА1 и комбинированные СА4, в которых содержатся элементы резцовых и самозатачивающихся коронок.

Принцип самозатачивания коронки заложен в конструктивное исполнение вставки резца твердого сплава.

Режущая вставка состоит из опорной пластины из мягкой стали, к которой прикрепляются резцы твердого сплава с помощью оберточной пластины (рис. 7.5). Этот пакет пластин вставляется в паз корпуса коронки и пропаивается латунью. При бурении абразивных пород стальная пластинка, как более мягкая, изнашивается быстрее и обнажает твердосплавные резцы.

Характеристика коронок типа СМ-8 приведена в табл. 7.9.

Таблица 7.9

Характеристика ребристых коронок типа СМ8

Шифр	Диаметр, мм		Область применения		
	наружный	внутренний	Характеристика горных пород	Категория по буримости и горные породы	Специальное назначение
СМ8-93 СМ8-112 СМ8-132 СМ8-151 СМ8-172 СМ8-222 СМ8-276 СМ8-328	93 112 132 151 172 222 276 328	74 93 113 132 143 201 254 30	Монолитные, среднетрещиноватые, малоабразивные, перемежающиеся, трещиноватые с пропластками более крепких пород	III–IX, частично X; суглинки, мергели, песчано-глинистые отложения, известняки, доломиты, габбро, валунно-галечные отложения	Бурение с местной циркуляцией промывочной жидкости и с продувкой

В самозатачивающихся коронках используются резцы небольшой площади сечения 1,8×1,8 мм (мелкорезцовые) и 0,7×7,5 мм (тонкопластинчатые), при бурении которыми площадь контакта резца с породой сохраняется почти постоянной, что обеспечивает довольно высокую стабильную механическую скорость. В течение рейса наблюдается некоторое ее снижение, вследствие увеличения площади контакта опорных выступов – зубков, которые предохраняют резцы от поломок. Зубки выполняются трапецеидальной или прямоугольной (СА1) формы. В коронках СА1 в зубках просверливают отверстия диаметром 2 мм, чтобы уменьшить площадь контакта резца с породой. Число зубков определяется типоразмером коронок. Наибольшее число зубков в коронках СА1, предназначенных для бурения абразивных пород.

В самозатачивающихся коронках резцы располагаются повторяющимися группами, обеспечивая перекрытие забоя. В коронках СА1, СА2, СА4, СА5 и СА6 перекрытие полное, что способствует разрушению горной породы на забое без неразрушенных уступов.

Основные данные о коронках приведены в табл. 7.10.

Таблица 7.10

Число зубков в коронках типа СА

Тип коронки	Диаметр коронки, мм						
	36	46	59	76	93	112	132
СА1	6	8	8	12	16	16	20
СА2	4	4	6	8	–	–	–
СА4	–	6	6	8	10	10	12
СА5	–	–	6	8	–	–	–
СА6	–	–	–	–	10	10	–

Самозатачивающаяся тонкопластинчатая коронка СА1 предназначена для бурения абразивных тонко- и мелкозернистых монолитных горных пород VI–VIII категорий по буримости (песчаники, грубые алевролиты, порфириты и т.п.).

Режущая часть представлена основными резцами в виде тонких пластин толщиной 0,7 мм и длиной 15 мм, подрезными – сечением 2,1×1,3 мм и длиной 16 мм. Основные резцы полностью перекрывают ширину кольцевого забоя. Твердосплавная пластина, подрезной резец и стальная опорная пластина, скрепленные между собой стальной фольгой, образуют режущую вставку, которая устанавливается в пазах корпуса коронки, и одновременно производят припаивание всех элементов ее друг к другу и к корпусу. Режущие вставки размещают в корпусе так, чтобы в одной вставке подрезной резец был расположен по наружной, а в следующей – по внутренней поверхности. При бурении, по мере износа резцов, опорная пластина истирается, постепенно обнажая твердый сплав.

Самозатачивающиеся микрорезцовые коронки СА2, СА5 и СА6 предназначены для бурения абразивных и перемещающихся по твердости и абразивности монолитных и слаботрещиноватых горных пород VI–VIII, частично IX категорий по буримости (аргиллиты, алевролиты, глинистые и песчаные сланцы, диориты, порфириты, габбро и т.п.).

Режущая часть коронок представлена резцами двух типов: основными – сечением 1,8×1,8 мм и длиной 15 мм с углом заточки 25° – и подрезными – сечением 1,5×3,0 мм и длиной 12 мм с углом заточки 18°.

Резцы устанавливаются в режущих вставках, состоящих из опорной и оберточной пластинок. Режущие вставки двух видов: первый, у которого три основных и один наружный подрезной резцы; второй, у которого два основных и два подрезных наружных и внутренних резца устанавливаются в корпусе поочередно, что обеспечивает повышение насыщенности наружной боковой поверхности подрезными резцами. В ко-

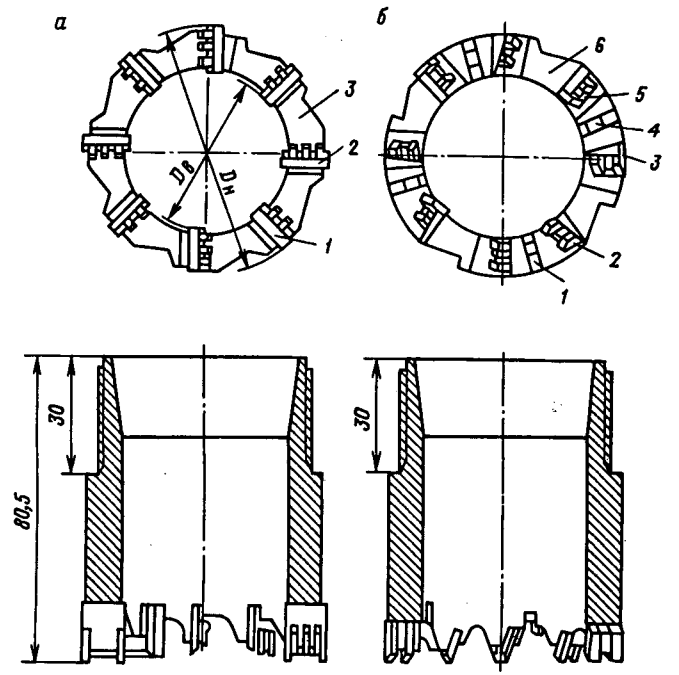


Рис. 7.6. Самозатачивающиеся коронки:
а – СА5, СА6: *1* – режущая вставка типа II; *2* – режущая вставка типа I; *3* – корпус; *б* – СА4: *1* – дополнительные подрезные резцы; *2, 3* – основные и опорные резцы соответственно; *4, 5* – вкладыши; *6* – корпус

ронках СА5 и СА6 (рис. 7.6, *а*) подрезные резцы выступают в сторону забоя за контуры основных резцов, предохраняя их от воздействия радиальных усилий.

Внутренний диаметр коронок составляет 46, 59, 76 и 93 мм и унифицирован с внутренним диаметром алмазных коронок, что обеспечивает чередование их в процессе бурения.

Самозатачивающаяся комбинированная коронка СА4 (см. рис. 7.6, *б*) предназначена для бурения абразивных монолитных и слаботрещиноватых горных пород VI–VIII, частично IX категорий по буримости. В таком типе коронок применена комбинация элементов резцовых и самозатачивающихся коронок:

армирование резцами малого сечения (2,0×3,0 и 2,5× ×3,0 мм), расположенными под отрицательным углом 15° и повернутыми под углом 10° к радиусу корпуса коронки;

установка дополнительных подрезных резцов в промывочных окнах, наличие зубков с небольшой торцовой площадью,

Таблица 7.11

Основные данные коронок типа СА

Тип коронки	Диаметр, мм		Число групп резцов	Число резцов				Масса коронки, кг
	наружный	внутренний		основных	подрезных	дополнительных подрезных	всего	
СА1-36	36	21	6	6	6	–	12	0,225
СА1-46	46	31	8	8	8	–	16	0,300
СА1-59	59	44	8	8	8	–	16	0,400
СА1-76	76	59	12	12	12	–	24	0,565
СА1-93	93	74	16	16	16	–	32	0,750
СА1-112	112	93	16	16	16	–	32	0,860
СА1-132	132	113	20	20	20	–	40	1,000
СА2-36	36	21	4	10	6		16	0,240
СА2-46	46	31	4	10	6	–	16	0,300
СА5-59	59	42	6	16	10	–	26	0,410
СА5-76	76	58	8	20	12	–	32	0,540
СА6-93	93	73	10	28	12	–	40	0,600
СА6-112	112	92	10	28	12	–	40	0,730
СА6-132	132	112	12	32	12	–	44	0,970
СА4-46	46	31	3	6	6	3	15	0,350
СА4-59	59	44	3	6	6	3	15	0,380
СА4-76	76	59	4	8	8	4	20	0,560
СА4-93	93	75	5	10	10	5	25	0,720
СА4-112	112	94	5	10	10	5	25	0,850
СА4-132	132	114	6	12	12	6	30	0,970

не препятствующих самозатачиванию резцов после срабатывания их выступающей части до корпуса коронки.

Такое конструктивное исполнение коронок СА4 позволяет при бурении малоабразивных горных пород коронке работать как резцовой, а абразивных – как самозатачивающейся.

Характеристика самозатачивающихся коронок приведена в табл. 7.11.

7.5. ТЕХНОЛОГИЯ БУРЕНИЯ ТВЕРДОСПЛАВНЫМИ КОРОНКАМИ

Технология бурения твердосплавными коронками включает комплекс вопросов, связанных с бурением скважины, получением и сохранением керна, предупреждением и ликвидацией геологических отложений, сохранением направления скважины и др.

В данном разделе рассматриваются вопросы, связанные непосредственно с проходкой скважины, которые включают выбор колонкового набора, породоразрушающего инструмента, технологических параметров режима бурения.

При твердосплавном бурении по монолитным и слаботрещиноватым породам колонковый набор состоит из фрезерного переходника, колонковой трубы и коронки. В сильнотрещиноватых и малосвязных породах для повышения выхода керна применяются двойные колонковые трубы или специальные способы их проходки.

Тип коронки выбирается на основании анализа физико-механических свойств горных пород, слагающих разрез скважины. Особое внимание уделяется абразивным, прочностным свойствам горных пород, их трещиноватости и устойчивости.

Большое влияние на производительность твердосплавного бурения оказывают технологические параметры режима бурения: осевая нагрузка на коронку, частота вращения бурового снаряда и расход очистного агента. Необходимо стремиться к оптимальному сочетанию этих параметров, которые могут обеспечить максимальную механическую скорость бурения при минимальной стоимости 1 м проходки.

Механическая скорость бурения находится в прямой зависимости от осевой нагрузки P, скорости вращения n и обратно пропорциональна прочности горной породы σ.

Если рассматривать рейсовую скорость бурения (м/ч), то она учитывает и организационные факторы:

$$v_р = \frac{H}{T + T_{всп}}, \qquad (7.1)$$

где H – проходка за рейс, м; T – время чистого бурения, ч; $T_{всп}$ – время, затраченное на вспомогательные операции, ч.

К вспомогательным операциям относятся спускоподъемные операции, замена коронки, извлечение и укладка керна и др. Отсюда следует, что рейсовая скорость зависит от времени, затрачиваемого не только на чистое бурение, но и на вспомогательные операции. Следовательно, механизация спускоподъемных операций может сократить время на их проведение и повысить производительность бурения.

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 снижe-

ние 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 проводится по формуле

$$P = P_{уд}m, \qquad (7.2)$$

где $P_{уд}$ – удельная осевая нагрузка, даН; m – число основных резцов или вставок в коронке.

В табл. 7.12 приведены рекомендуемые значения удельной осевой нагрузки.

Таблица 7.12

Удельная осевая нагрузка для разных типов твердосплавных коронок

Тип коронки	Удельная осевая нагрузка, даН, при категории пород по буримости						
	I–II	III	IV	V	VI	VII	VIII
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 принимается окружная скорость коронки, равная 1,4–1,5 м/с.

Необходимая частота вращения (об/мин) рассчитывается по известной формуле:

$$n = 60v_{окр}/\pi D_{ср}, \qquad (7.3)$$

где $v_{окр}$ – окружная скорость коронки, м/с; $D_{ср}$ – средний диаметр коронки, м,

$D_{ср} = (D_1 + D_2)/2$;

D_1, D_2 – наружный и внутренний диаметры коронки, м.

Малые значения окружной скорости берутся для больших диаметров, а большие значения – для малых диаметров.

При бурении скважин самозатачивающимися коронками, частота вращения коронок приближается к значениям, близким для алмазного бурения. При бурении трещиноватых пород частота вращения коронок снижается на 25 %.

При бурении мягких пород II–IV категории по буримости частота вращения выбирается с таким расчетом, чтобы наружная скорость коронки не превышала 2,5–3 м/с; при этом предельные частоты вращения не должны превышать следующих значений.

Наружный диаметр коронок, мм	93	112	132	151
Предельное значение частоты вращения, об/мин, не более	500	400	350	300

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 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

$$Q = Fv_{в.п}, \qquad (7.4)$$

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

Однако часто расход промывочной жидкости находят из рекомендуемого расхода в л/мин на 1 см диаметра коронки по формуле:

$$Q = KD_1, \ м^3/с,$$

где K – удельный расход на 1 см диаметра коронки, л/мин; D_1 – наружный диаметр коронки, см.

Величина K определяется опытным путем и приведена в табл. 7.13.

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 су-

Таблица 7.13

Удельный расход промывочной жидкости

Конструкции коронок	Категория пород по буримости				
	I–II	III–IV	V	V–VI	VII–VIII
Ребристые	8–14	12–16	–	–	–
Резцовые	–	12–16	8–16	8–12	6–8
Самозатачивающиеся	–	–	8–14	8–12	6–8

щественный 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 диаметра и колонковой трубы предыдущего большего диаметра, соединенных специальным двойным переходником. Уступ прорабатывается специальным 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 при подъеме.

При бурении пород средней твердости для срыва керна применяют кернорвательное устройство или осуществляют заклинивание 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 самозаклинивания и последующего истирания керна.

7.6. ТВЕРДОСПЛАВНЫЕ КОРОНКИ ДЛЯ ГИДРО- И ПНЕВМОУДАРНОГО БУРЕНИЯ

Конструкция твердосплавных коронок, применяемых для гидроударного бурения, зависит от типа гидроударника.

При бурении низкочастотными гидроударниками с высокой энергией удара применяют специальные конструкции коронок, которые характеризуются наличием крупных более прочных резцов.

Бурение высокочастотными гидроударниками с небольшой энергией удара осуществляется серийными твердосплавными коронками.

Короночные кольца для гидроударного бурения изготавливают из труб сталей марок 45 и 40Х. Для изготовления короночных колец требуется материал, обладающий высокой ударной вязкостью и умеренной пластичностью; он должен хорошо смачиваться твердым припоем.

Для армирования коронок применяется твердый сплав ВК15, отличающийся повышенной прочностью.

Резцы имеют вид утолщенных призм или пластин формы Г57, Г13, П1А, П97 и П98. Кроме того, используют зубки форм Г25, Г26 и Г54.

Техническая характеристика кольцевых гидроударных коронок приведена в табл. 7.14.

Коронка КГ1 (рис. 7.7, *а*) армируется четырьмя пластинами твердого сплава формы Г55, расположенными на одном уровне. Высота пластин твердого сплава (18 мм) позволяет перезатачивать резцы коронок до 7–9 раз.

Заточка пластин Г55 асимметрична. Благодаря этому при бурении коронками КГ1, наряду с разрушением породы ударными импульсами, обеспечивается ее эффективное резание лезвием резца в периоды между ударами.

Промывочные окна имеют треугольную форму, которая придает торцу коронки более высокую прочность на изгиб и обеспечивает достаточную площадь сечения для прохода очистного агента.

Пластины твердого сплава Г55 имеют у основания цилиндрическую форму, которая значительно снижает контактные напряжения в паяном соединении при любом направлении действия суммарной нагрузки на резец в пределах ширины пластины.

Коронка ГПИ48М армируется шестью каплевидными пластинами твердого сплава формы П1А с основанием в виде боковой поверхности усеченного конуса. Все лезвия резцов находятся на одном уровне. Угол конусности основания составляет 4°. Заточка резцов симметричная.

Повышение эксплуатационной прочности этой коронки достигнуто применением пластин каплевидной формы, основания которых, благодаря небольшому углу конусности (4°),

Таблица 7.14

Характеристика твердосплавных коронок

Тип коронки	Диаметр, мм		Число резцов	Характеристика пластин твердого сплава				Область применения	
	наружный	внутренний		Форма	Размер, мм	Угол заточки		Породы	Категория пород по буримости
						общий	отрицательный передний		
КГ1	96 115	68 87	4	Г55	14×10×18	90	30	Вязкие и пластичные породы	VI–VIII
КГ2	96 115	68 87	6	Г56	14×8×15	90	45	Однородные и переслаивающиеся	VI–X
КГ3	76 115	52 87	4	Г5702	12×10×19	90	45	–	VII–X
	93 112	65 84		Г5703	14×11×19			Высокой абразивности	VI–VIII
КГ4	76 93 112	42 59 78	6 6 8	Г5501 Г5502	10×8×18 17×8×18	75	15	Пластичные и вязкие	V–VI
КГ5	59	39	4	Г5701	10×9×19	90	45	Монолитные	VII–X
ГПИ48М	96 115	68 87	6	П1А	14×12×13,8	100	50	Крепкие трещиноватые и разрушенные	VII–X
ГПИ121М	59	39	6	Г5701	10×9×19	90	45	Трещиноватые и абразивные	VIII–X

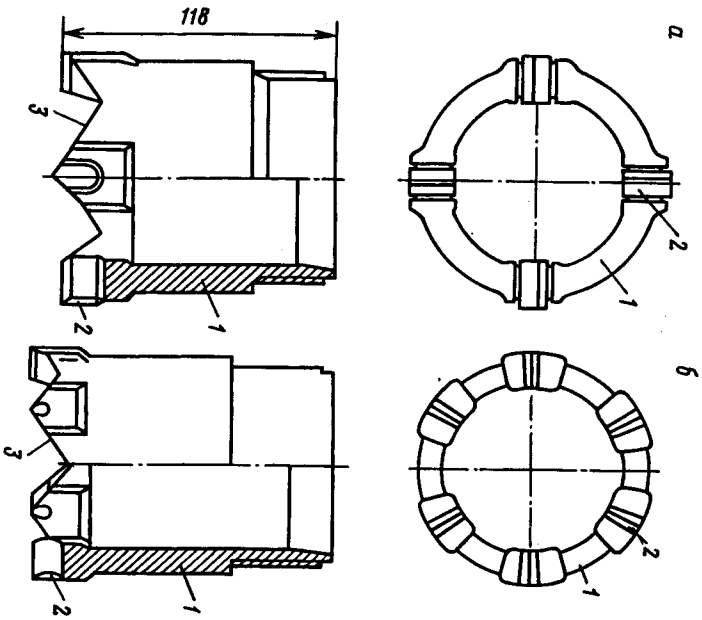


Рис. 7.7. Коронки для пневмоударного бурения КГ1 (*а*) и ГПИ48М (*б*):
1 – корпус; *2* – резцы; *3* – промывочные окна

близки по форме к цилиндрической поверхности и обеспечивают благоприятные условия передачи ударных нагрузок от пластин твердого сплава стальному корпусу коронки. При каплевидной форме резца в пайной его части в процессе пайки возникают внутренние термические напряжения, которые обеспечивают всестороннее сжатие пластины, в результате чего ее прочность повышается.

Общая площадь оснований каплевидных пластин в коронках ГПИ48М больше, чем у резцов прямоугольной формы, поэтому удельные нагрузки на резец меньше. Резцы по наружному диаметру установлены на одном уровне с наружной боковой поверхностью. В результате этого коронки более эффективно работают в крепких сильнотрещиноватых породах. Благодаря каплевидной форме резцов меньше наблюдается их сколов и коронка лучше стабилизируется относительно оси скважины.

Все типы коронок для пневмоударного бурения разведоч-

ных скважин одинарными колонковыми трубами имеют один шифр – КП. Они армируются цилиндрическими вставками (штырями) из твердого сплава ВК15. Особенность этих коронок – ориентированное расположение лезвий твердосплавных вставок под различными углами к радиальному направлению для более равномерного поражения площади кольцевого забоя и сосредоточения максимума энергии удара в наиболее энергоемких периферийных зонах.

Техническая характеристика коронок типа КП общего назначения

Наружный диаметр коронки, мм	151	132	113	96
Внутренний диаметр коронки, мм	113	92	79	64
Число вставок твердого сплава	12	12	8	6
Масса, кг:				
вставки	0,5	0,5	0,3	0,2
коронки	5,6	4,5	3,2	2,8
Марка твердого сплава	ВК15			
Форма вставок:				
периферийных	ПР1А/1			
промежуточных	ПР1А/2 и ПР1А/3			
центральных	ПР1А/4			
Угол заточки вставок, градус:				
периферийных	70–75			
промежуточных и центральных	110–140			

При колонковом бурении на россыпных месторождениях пневмоударными комплексами КПР с одинарными наборами применяют коронки КП-161, КП-184 и КП-216. Конструктивно они выполнены аналогично приведенным на рис. 7.8, *а*.

Техническая характеристика коронок типа КП, применяемых с пневмоударными комплексами КПР

Наружный диаметр, мм	161	184	216
Внутренний диаметр, мм	119	142	171
Число вставок твердого сплава:			
ПР2	6	6	6
ПР3	6	6	6
Длина, мм	148	148	148
Длина резьбы, мм	55	55	55
Угол конусности резьбы, градус	3	3	3
Масса, кг	4,2	5,8	8,5

КОРОНКИ ДЛЯ БЕСКЕРНОВОГО ПНЕВМОУДАРНОГО БУРЕНИЯ

Для бурения разведочных скважин пневмоударниками сплошным забоем применяют коронки типа КПС (рис. 7.8, *б*). Аналогично коронкам КП коронки КПС армируются периферийными *2*, промежуточными *3* и *4*, а также центральными *5* вставками твердого сплава, расположенными кон-

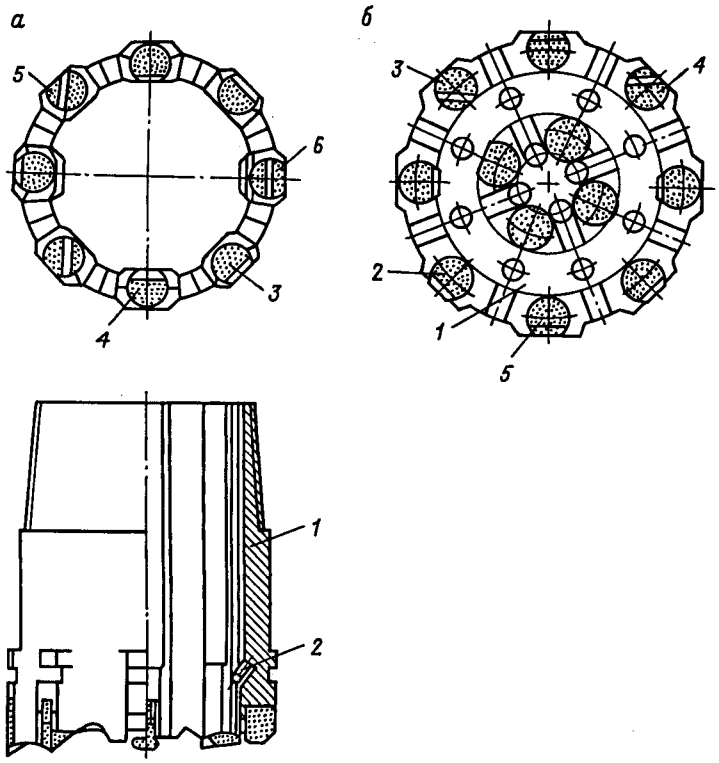


Рис. 7.8. Пневмоударные коронки:
а – КП-113: *1* – корпус коронки; *2* – кернорвательная скоба; *3* – периферийные твердосплавные вставки формы ПР1А/1; *4, 5* – промежуточные вставки формы ПР1А/2 и ПР1А/3; *6* – центральные вставки формы ПР1А/4; *б* – КПС-113: *1* – корпус коронки; *2* – периферийные вставки; *3, 4* – промежуточные вставки; *5* – центральные вставки

центрично по торцу корпуса *1*. Между вставками симметрично расположены отверстия для прохода воздуха.

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	ПР1А/1			
промежуточных	ПР1А/2 и ПР1А/3			
центральных	ПР1А/4			
Угол заточки вставок, градус:				
периферийных	70–75			
промежуточных и центральных	110–140			
Масса коронки, кг	7	6	4	3

8 ШАРОШЕЧНЫЕ ДОЛОТА И РАСШИРИТЕЛИ ДЛЯ БУРЕНИЯ ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНЫХ СКВАЖИН

8.1. НАЗНАЧЕНИЕ ШАРОШЕЧНЫХ ДОЛОТ

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 в основном используются шарошечные долота для бурения сплошным забоем.

В этом случае разрушается на забое вся порода, и для повышения эффективности проходки на долото необходимы значительно большие осевые нагрузки, чем при бурении кольцевым забоем с отбором керна. Благодаря конструктивным особенностям шарошечных долот, наличию большого числа зубьев на шарошках и значительной площади контакта удельные нагрузки, создаваемые зубьями шарошки на породу, достигают существенных величин, что обеспечивает эффективное разрушение породы.

Бурение скважины сплошным забоем ведется до определенного износа вооружения долота, особенно калибрующих зубьев. При этом проходка на долото увеличивается во много раз по сравнению с бурением скважин с отбором керна. Время на спускоподъемные операции значительно сокращается. Сочетание этого фактора с высокой эффективностью разрушения горных пород обеспечивает значительную производительность и более низкую стоимость буровых работ.

Бурение скважин сплошным забоем широко применяют на стадии детальной разведки для проходки интервалов вмещающих пород при хорошей изученности геологического разреза.

Шарошечные долота также используются при проходке взрывных, сейсмических, гидрогеологических, эксплуатационных и других технических скважин.

8.2. ЭЛЕМЕНТЫ ШАРОШЕЧНЫХ ДОЛОТ И ОСОБЕННОСТИ ИХ РАБОТЫ

Шарошечное долото (рис. 8.1) состоит из корпуса *1*, который образуется его секциями или лапами, сваренными вместе. На верхней части корпуса нарезается резьба для соединения с бурильными трубами. Секции корпуса долота имеют цапфы *2*, наклоненные к оси долота под различными углами в зависимости от назначения долота.

На цапфах расположены подшипники *3* 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 *4* 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 *5* или

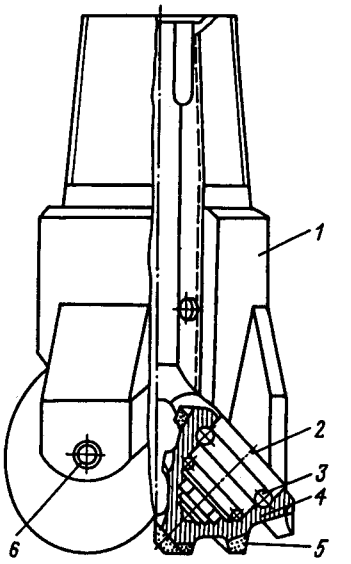


Рис. 8.1. Конструкция шарошечного долота

из твердосплавных зубков. Основное вооружение располагается отдельными рядами (венцами) на основном конусе и участвует 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 подшипников, собираемых через отверстие в цапфы. Цапфы закрывают специальный палец *6*, который заваривается сварным швом на спинке лапы.

Для эффективной очистки поверхности забоя от выбуренной породы (шлама) в корпусе долота монтируются промывочные устройства, обеспечивающие подачу промывочной жидкости на поверхность забоя.

Конструктивные параметры шарошечных долот приведены в табл. 8.1.

Таблица 8.1

Конструктивные параметры различных типов шарошечных долот в зависимости от их диаметра

Тип долота	Диаметр долота, мм	Смещение осей шарошек, мм	Высота зубьев по венцам		Шаг зубьев по венцам, мм		Длина зуба (ширина) венца, мм
			периферийных	основных	периферийных	основных	
М	46–59	1,5	–	–	–	–	–
МС	76–120,6	3,0	–	–	–	–	–
	132–151	4–5	–	–	–	–	–
С	46–59	–	–	–	–	–	–
	76–120,6	2	7–13	4–11	12–17	9–13	4–6
	132–151	3	9–17	5–12	5–20	12–16	5–7
СТ	46–59	–	–	–	–	–	–
	76–120,6	2	–	–	–	–	–
	132–151	3	–	–	–	–	–
Т	46–59	–	–	–	–	–	–
	76–120,6	0,5	6–11	3,9–9	10–13	7–10	4–5
	132–151	0,5	8–15	4–10	12–16	9–13	4–6

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.

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 число 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.

Кинематика работы шарошки состоит в том, что при вращении долота она совершает сложное движение, участвуя в относительном движении вокруг собственной оси и переносном вращательном движении вокруг оси долота (рис. 8.2) При сложении двух вращательных движений шарошка совершает вращение вокруг некоторой мгновенной оси. В зависимости от положения мгновенной оси меняется характер взаимодействия зубца с забоем.

Рассмотрим условия работы одноконусных шарошек на забое. Шарошки вращаются вокруг оси долота *OA* по часовой стрелке с угловой скоростью ω_A и вокруг своей оси *OБ*, пересекающейся с осью долота в точке *O*, против часовой стрелки с угловой скоростью $\omega_ш$.

Вектор абсолютной скорости угловой ω_a определяет положение мгновенной оси вращения *MN*, проходящей через точки *O* и *O'*. Точка *O'* в момент контакта шарошки с забоем неподвижна, а все другие точки, расположенные на образующей

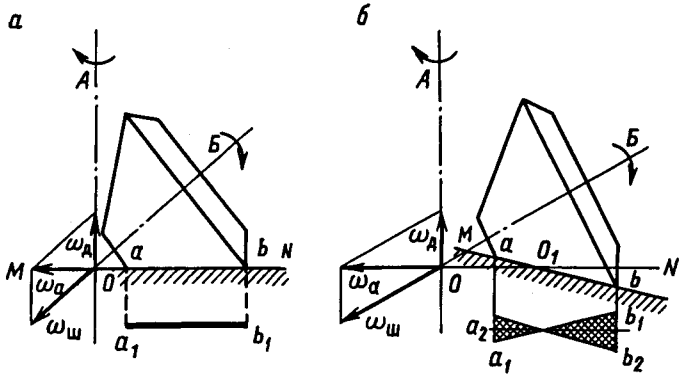


Рис. 8.2. Характер взаимодействия вооружения шарошки с забоем: *а* – без скольжения; *б* – со скольжением

шарошки, описывают дуги окружностей, радиусы которых равны расстоянию этих точек до мгновенной оси. В результате зубья (штыри) шарошки, расположенные слева и справа от точки O', проскальзывают по забою и поэтому наряду с дроблением породы будут скалывать ее. След, остающийся при этом на забое, показан на рис. 8.2, *б*.

Если ось вращения шарошки совпадает с линией контакта конуса шарошки с забоем, то взаимодействие зубцов с забоем происходит без их относительного смещения (рис. 8.2, *а*).

При пересечении мгновенной оси с линией контакта шарошки с забоем (см. рис. 8.2, *б*) зубцы шарошки, удаленные от точки А, будут проскальзывать по забою в момент вращения шарошки, производя скол породы. Скольжение зубцов шарошечного долота оценивается коэффициентом скольжения $K_{ск}$, который представляет собой отношение суммарной площади, описываемой зубцами долота за один его оборот при их проскальзывании по забою, к площади забоя. Коэффициент скольжения $K_{ск}$ находится в пределах от 0 до 0,15. Он зависит от формы шарошек и смещения их осей. У шарошечных долот, предназначенных для бурения мягких пород, шарошки имеют многоконусную форму; их оси смещены относительно оси долота. Эти долота характеризуются большим коэффициентом скольжения и осуществляют при вращении усиленное скалывание породы. Они относятся к долотам дробяще-скалывающего действия. Шарошечные долота, применяемые в твердых и абразивных породах, имеют шарошки в виде правильного конуса, вершина которого лежит на оси долота. Они работают без проскальзывания и относятся к долотам дробящего действия. Коэффициент скольжения таких долот теоретически равен нулю.

При работе шарошечного долота на забое одновременно в контакте с породой находятся не все зубцы шарошки, а только их часть. В результате этого на забое остаются участки неразрушенной породы, расположенные концентрическими кругами. Степень поражения забоя зубцами шарошки характеризуется коэффициентом перекрытия $K_{п}$, который представляет собой отношение суммы длин зубцов, выделенных по одной образующей на каждой шарошке, к радиусу долота. Для долот, применяемых в мягких породах, $K_{п} = 1{,}101$, а для долот, используемых в крепких породах $K_{п} = 1{,}4$.

Срок службы шарошечных долот во многом зависит от износостойкости опоры шарошки. Опора шарошки включает в себя несколько подшипников, один из которых шариковый служит для закрепления шарошки на цапфе и называется

замковым, остальные подшипники качения (шариковые или роликовые) или скольжения.

Создание герметизированных маслозаполненных опор обеспечивает благоприятные условия работы подшипников и повышает долговечность долота в несколько раз. Увеличению долговечности долот также способствует применение эмульсионных промывочных жидкостей, обладающих антифрикционными свойствами.

8.3. КЛАССИФИКАЦИЯ И ИНДЕКСАЦИЯ ШАРОШЕЧНЫХ ДОЛОТ

По характеру воздействия на разбуриваемую породу шарошечные долота делятся на долота дробяще-скалывающего и ударно-дробящего действия.

К долотам дробяще-скалывающего действия относятся шарошечные долота со смещенными осями шарошек, имеющих многоконусную форму. Они разрушают породу за счет ударного действия зубьев о породу и при проскальзывании шарошек осуществляет ее скалывание. Это долота типа М, МС, С и дисковые долота.

К долотам ударно-дробящего действия относятся шарошечные долота, имеющие шарошки в виде правильного конуса, без смещения их осей. Они разрушают породу за счет перекатывания зубьев по забою с нанесением ударов. Эти долота, предназначенные для бурения твердых и абразивных пород, представлены типами СТ, Т, ТК, К и ОК.

Шарошечные долота применяются для бурения горных пород с различными физико-механическими свойствами. Поэтому для упрощения выбора долота для бурения тех или иных пород введены специальные шифры: М, МС, С, СТ, Т, ТК, К и ОК.

Долота типа М применяются в мягких породах, МС – в мягких с прослоями пород средней твердости, С – в породах средней твердости, СТ – в породах средней твердости с прослоями твердых пород, Т – в твердых породах, ТК – в твердых породах с прослоями крепких пород, К – в крепких породах и ОК – в очень крепких породах.

По числу шарошек шарошечные долота подразделяются на одношарошечные (I), двухшарошечные (II), трехшарошечные (III).

По расположению и конфигурации промывочных или продувочных каналов различают долота: с центральным промывочным каналом (Ц); с боковой гидромониторной промывкой (Г); с центральной продувкой (П); с боковой продувкой (ПГ).

Опоры шарошечных долот имеют разную конструкцию и подразделяются на опоры: на подшипниках качения (В); на одном подшипнике скольжения, остальные подшипники качения (Н); на двух подшипниках скольжения и более (А); с герметизированными уплотнительными кольцами и резервуарами для смазки (У) – с герметизированной опорой.

По конструктивному исполнению конуса двух- и трехшарошечные долота разделяются на секционные и корпусные. Секционные (бескорпусные) долота состоят из двух или трех сваренных между собою секций (лап) с присоединительной стандартной резьбой. На цапфах каждой секции (лапы) подвижно смонтирована шарошка. Корпусные долота выполнены в виде отдельного корпуса с внутренней присоединительной резьбой, к которому приварены лапы с цапфами.

Шарошки могут быть трех-, двух- и одноконусными. Долота с двух- и трехконусными шарошками выполняются самоочищающимися, т.е. зубчатые венцы одной шарошки входят в проточки между зубчатыми венцами других шарошек. В результате самоочищения шарошек улучшаются показатели работы долот.

Промывочное устройство долота существенно влияет на эффективность разрушения породы. Например, гидромониторные насадки повышают напор струи промывочной жидкости, под действием которой происходит разрыхление мягких пород.

Долота, выпускаемые промышленностью имеют специальное условное обозначение, называемое шифром долота. Например, долото III132С-ГНУ2 расшифровывается следующим образом: III – трехшарошечное; 132 – диаметр долота в мм; С – тип долота (для бурения пород средней твердости); Г – вид промывки (боковая гидромониторная); НУ – вид опоры (герметизированная, маслонаполненная на одном подшипнике скольжения, остальные подшипники качения); 2 – номер заводской модели.

8.4. КОНСТРУКЦИИ ШАРОШЕЧНЫХ ДОЛОТ И ОБЛАСТИ ИХ РАЦИОНАЛЬНОГО ПРИМЕНЕНИЯ

Одношарошечные долота выпускают для бурения скважин в породах средней крепости типа С и в твердых породах типа Т (рис. 8.3). Они имеют крупногабаритные шарошки *1*, диаметр которых значительно уменьшен по сравнению с диаметром долота, а также увеличенные опорные подшипники *2*, и приближенные к забою промывочные каналы *3*. Поэтому продолжительность работы на забое одношарошечных долот значительно превышает время пребывания на забое долот других типов.

Однако они недостаточно интенсивно передают ударные нагрузки на забой, что не позволяет их широко использовать в бурении. Единственная шарошка долота имеет замедленное вращение вокруг оси долота. Передаточное отношение составляет приблизительно от 1:20 до 1:50.

Одношарошечные долота выпускаются с плоскими, коническими, шаровидными, вогнутыми и дисковыми шарошками.

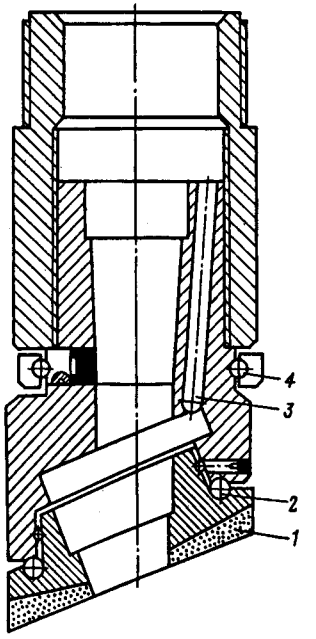


Рис. 8.3. Одношарошечное долото типа Т:
1 – шарошка; *2, 4* – опорный и радиальный подшипники; *3* – промывочный канал

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 осевые нагрузки, они обеспечивают лучшие показатели по сравнению с 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, в результате чего повышается их износостойкость. Двухшарошечные долота имеют более простую технологию изготовления по сравнению с трехшарошечными и меньшую стоимость.

К недостаткам двухшарошечных долот следует отнести более слабую насыщенность зубьями шарошек, которая снижена на 30 % по сравнению с трехшарошечными долотами. Это вызывает более быстрый износ долота по диаметру, является причиной вибрации при бурении, приводящей к более интенсивному искривлению скважин, чем при бурении трехшарошечными долотами.

В зависимости от назначения двухшарошечные долота выпускаются шести типов – К, ТК, Т, СТ, С, М.

Двухшарошечные долота типа М (рис. 8.4, *а*) предназначены для бурения скважин в мягких породах I–IV категорий по буримости. Область их применения ограничена, 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.

Долота типа М работают с небольшими осевыми нагрузками в пределах 1–3,5 кН на каждый сантиметр диаметра долота. Шарошки *1* (см. рис. 8.4, *а*) этих долот вооружены стальными фрезерованными зубьями *2* пирамидальной формы с углом заострения 34–39°, имеющими одностороннюю наплавку *3* твердым сплавом релит. Кинематические схемы до-

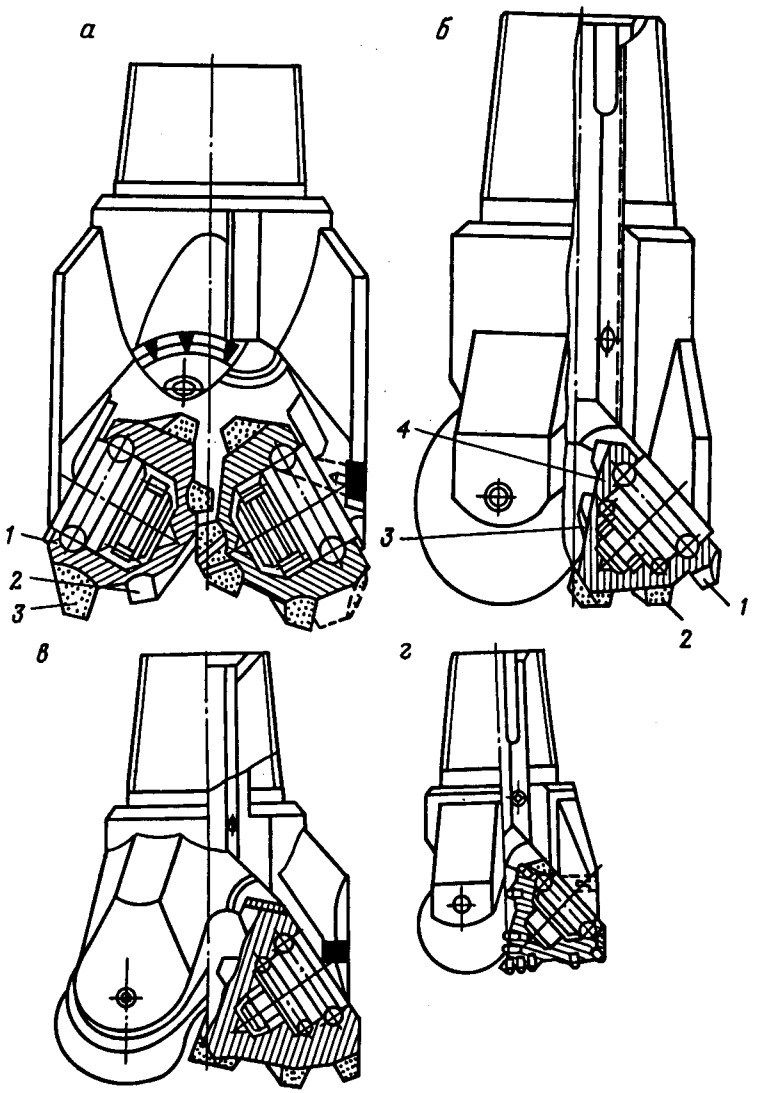


Рис. 8.4. Конструкция двухшарошечных долот типов М (*а*), С (*б*), Т (*в*) и К (*г*)

лот типа М обеспечивают качение шарошек по забою со значительным проскальзыванием зубьев за счет повышенной величины смещения осей шарошек относительно оси долота и увеличения угла наклона осей шарошек к оси долота до 57°30′. Поэтому зубья работают в режиме скалывания и резания.

Все новые конструкции двухшарошечных долот имеют самоочищающуюся схему расположения венцов на основном конусе шарошек.

Двухшарошечные долота типа М выпускают диаметрами 112, 132 и 151 мм.

Двухшарошечные долота типа С (рис. 8.4, *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 1 см диаметра долота.

Шарошки долот вооружены стальными фрезерованными зубьями *1* пирамидальной формы с углом заострения 39–42°, имеющими одностороннюю наплавку *2* мелкозернистым твердым 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 шарошка снабжена вооружением, состоящим из твердосплавных зубков клиновидной формы, а другая – 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 шарошки *4*. Двухшарошечные долота типа С и СТ выпускаются диаметрами 76, 93 и 112 мм.

Двухшарошечные долота типа Т (рис. 8.4, *в*) предназначены для бурения геологоразведочных скважин в твердых породах VIII–IX категорий по буримости. Эти долота работают с осевыми нагрузками от 2 до 5 кН на каждый сантиметр диаметра долота. Шарошки представлены фрезерованными зубьями пирамидальной формы с углом заострения 43–49°, имеющими одностороннюю наплавку мелкозернистым твердым сплавом релит. На шарошках долот типа Т также применяются твердосплавные зубки.

Кинематическая схема этих долот обеспечивает равномерное качение шарошек без проскальзывания. Все новые конструкции долот имеют самоочищающуюся схему расположения венцов.

Двухшарошечные долота типа Т и ТК выпускают диаметрами 76, 93, 112 и 132 мм.

Долота типа К и ОК предназначены для бурения крепких и очень крепких пород IX–XII категорий по буримости. Шарошки в долотах типа К (рис. 8.4, *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 3–6 до 25–50 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.

8.5. ТЕХНОЛОГИЯ БУРЕНИЯ ШАРОШЕЧНЫМИ ДОЛОТАМИ

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 выполнить компоновку более жесткой для передачи больших осевых нагрузок. Для этой цели применяются утяжеленные бурильные трубы (УБТ). Диаметр УБТ должен быть на один типоразмер меньше диаметра шарошечного долота (так, при 93-миллиметровом долоте необходимо применять трубы диаметром 73 мм, а при 112-миллиметровом долоте – трубы диаметром 89 мм и т.д.).

В зависимости от диаметра бурения и характера разбуриваемых пород рекомендуют три типа компоновки бурового снаряда (рис. 8.5).

Первый тип компоновки используется при бурении скважин небольшого диаметра (76–112 мм). Компоновка бурового

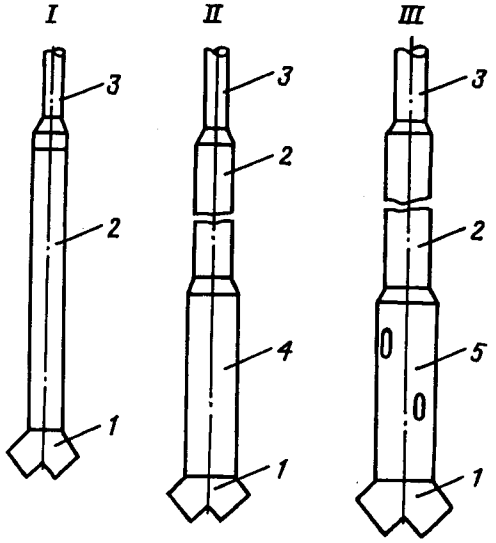


Рис. 8.5. Компоновки (*I–III*) бурового снаряда:
1 – долото; *2* – УБТ; *3* – бурильные трубы; *4* – жесткая наддолотная часть УБТ; *5* – шламовая труба закрытого типа

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 крупные куски шлама 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 и придают тяжесть компоновке бурового снаряда и позволяют поддерживать направление скважины.

Вес УБТ берется на 25 % больше осевой нагрузки, что дает возможность осуществлять бурение с разгрузкой, подвешивая верхнюю часть бурового снаряда на лебедке, а осевая нагрузка создается только весом УБТ, которая вместе с долотом опирается на забой. Длина УБТ (м) находится из следующего выражения:

$$L = \frac{1{,}25P}{q\left(1 - \frac{\rho_ж}{\rho_м}\right)}, \qquad (8.1)$$

где P – осевая нагрузка, даН; q – вес 1 м УБТ в даН; $\rho_ж$ – плотность промывочной жидкости, кг/м^3; $\rho_м$ – плотность материала УБТ, кг/м^3; 1,25 – коэффициент увеличения осевой нагрузки.

Осевая нагрузка на долото (даН) рассчитывается по формуле

$$P = P_{уд}D, \qquad (8.2)$$

где $P_{уд}$ – 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. На основании опыта бурения скважин и экспериментальных исследований значения удельных осевых нагрузок приведены в табл. 8.2.

Таблица 8.2

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, а также 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 об/мин. 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.

8.6. ОПТИМИЗАЦИЯ БУРЕНИЯ ШАРОШЕЧНЫМИ ДОЛОТАМИ

Оптимизация бурения связана с поиском оптимальных параметров режима бурения, обеспечивающих максимальную механическую скорость и минимальную стоимость 1 м проходки скважины.

Для установления закономерностей изменения технологических параметров от физико-механических свойств горных пород и конструктивных особенностей долота проводятся экспериментальные исследования в стендовых условиях.

На основании этих исследований устанавливается математическая модель работы долота, которая в дальнейшем может быть использована для контроля за процессом бурения с использованием специальных контрольно-измерительных приборов (КИП). КИП позволяют поддерживать значения технологических параметров в оптимальных пределах.

В качестве математической модели работы долота может быть принята функция начальной механической скорости бурения:

$$v_{м0} = \frac{a\omega^{\beta} P^{\alpha}}{1+(bP)^{k}}, \qquad (8.3)$$

где ω – угловая скорость вращения долота, $с^{-1}$; P – осевая нагрузка, кН; a, b, β, α и k – постоянные для данных условий коэффициенты.

Значения коэффициентов a, β, α и k устанавливаются экспериментальным путем.

Однако значения механической скорости во времени изменяются под действием различных факторов: физико-механических свойств горных пород, параметров режима бурения и др.

Изменение усредненных значений механической скорости в координатах $v_м - h$ при бурении долотами аппроксимируется прямой

$$v_м = v_{м0} - \varphi h, \qquad (8.4)$$

где v – текущее значение механической скорости бурения, h – текущее значение проходки в середине интервала усреднения механической скорости; φ – тангенс угла наклона прямой линии к оси h, характеризующий темп падения механической скорости бурения в течение рейса.

Бурение скважин в производственных условиях показало, что темп падения механической скорости зависит от типа долота, параметров режима бурения и абразивности горных пород.

Декремент падения механической скорости бурения пропорционален угловой скорости долота и резко возрастает с увеличением осевой нагрузки. Увеличение абразивности разбуриваемой породы резко увеличивает темп падения механической скорости только при бурении долотами с фрезерованным вооружением. На темп падения механической скорости бурения долотами со штыревым вооружением абразивность не влияет.

В результате обработки экспериментальных данных получена общая зависимость декремента падения механической скорости проходки во времени от исследованных факторов:

$$\varphi = K_{п} P^{q} \omega a^{r}, \qquad (8.5)$$

где $K_{п}$, q, r – эмпирические коэффициенты; a – абразивность породы, определенная методом Л.И. Барона.

В качестве контрольно-измерительных приборов для контроля за процессом бурения можно использовать станцию на основе пульта ПКБ-3. Станция позволяет регистрировать во времени с помощью самопишущих приборов следующие величины: нагрузку на долото, скорость вращения инструмента, расход промывочной жидкости, давление в линии нагнетания, крутящий момент, подачу инструмента.

В целях установления зависимостей $v_{м0}$ и темпа падения $v_м$ от параметров режима бурения в начале каждого рейса производится ступенчатый поиск зависимостей механической скорости проходки от осевой нагрузки и угловой скорости долота. Дальнейшее бурение ведется на стабильном режиме.

8.7. ПРАВИЛА ЭКСПЛУАТАЦИИ ШАРОШЕЧНЫХ ДОЛОТ

Долговечность работы долота во многом зависит от правильной его эксплуатации.

При поступлении с завода-изготовителя долота следует тщательно осматривать их и замерять по наружному диаметру. Новые долота не должны иметь явных дефектов – трещин, изломов, трещин в сварных швах, смятия резьбы и др. Люфты шарошек в новых долотах не должны превышать максимально допустимых значений, указанных в паспорте.

При обнаружении в долоте дефектов, ликвидировать кото-

рые на буровой невозможно, долото 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 и убедиться в отсутствии внешних дефектов – трещин изломов в деталях и сварных швах, смятия резьбы.

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 оптимального значения.

При вынужденных перерывах в бурении скважину необходимо очистить от шлама. Для этого после прекращения углубки скважину продолжают промывать с одновременным вращением приподнятого от забоя долота в течение времени, необходимого до полной очистки скважины от частиц выбуренной породы.

После окончания бурения опоры долота рекомендуется промыть и смазать жидким смазочным материалом.

Наиболее сложной задачей является определение времени срабатывания долота на забое. Основные признаки срабатывания долота на забое следующие.

1. Резкое снижение механической скорости бурения или полное прекращение углубки, сопровождающееся неравномерным вращением инструмента (с рывками), что является признаком заклинивания опор шарошек или полного износа долота. Часто у поднятого из скважины долота шарошки не

вращаются, так как опоры долота забиты шламом. В этом случае надо промыть и раскрутить шарошки.

2. Постепенное снижение механической скорости бурения по однородным породам. Если при увеличении осевой нагрузки скорость бурения не возрастает, то износилось вооружение шарошек.

Когда трудно определить окончание рейса по износу долота, допускается устанавливать момент подъема инструмента по времени работы долота на забое. Это время указывается в геолого-техническом наряде на основании расчета или по данным анализа отработанных на этом месторождении долот.

С эксплуатации снимаются:

долота, у которых твердосплавные зубки изношены более чем на 80 % или зубья шарошек изношены на 2/3 из высоты; скол и выпадение части (до 10–20 %) твердосплавных зубков шарошек не могут считаться причиной прекращения использования долота, так как при работоспособных опорах механическая скорость бурения штыревыми долотами в этом случае мало изменяется;

долота, у которых опоры шарошек имеют люфты более 4 мм для 59- и 76-миллиметровых долот, 5 мм – для 93-миллиметровых долот, 6 мм – для 112 и 132-миллиметровых долот и 7 мм – для 151-миллиметровых долот;

долота, у которых полностью изношены вершины шарошек;

долота, имеющие износ по диаметру более 3 мм.

8.8. ШАРОШЕЧНЫЕ РАСШИРИТЕЛИ

При бурении геологоразведочных скважин малого диаметра шарошечными долотами при чередовании с алмазными коронками необходимо калибровать скважину по диаметру. В данном случае скважина калибруется шарошечными расширителями. Они обеспечивают не только сохранность диаметра скважины, но и проходку ствола с минимальным искривлением. Для калибровки диаметра скважин при геологоразведочном бурении в основном применяют шарошечные расширители кольцевого типа (рис. 8.6).

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 диамет-

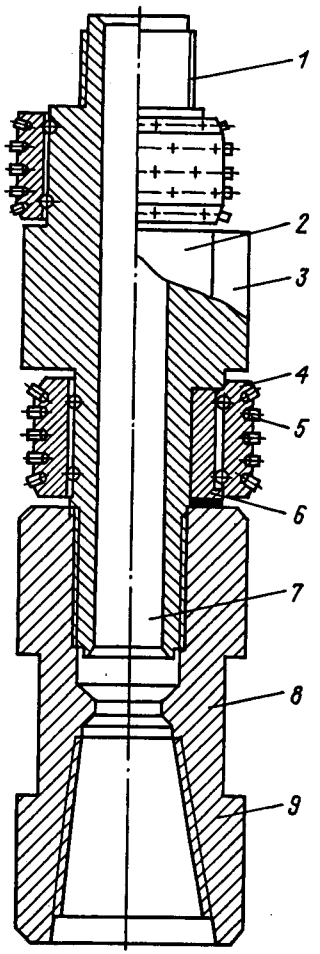


Рис. 8.6. Шарошечный расширитель

ру, а на внутреннем диаметре находятся опорные подшипники. Кольцевые шарошки с помощью подшипников монтируются на эксцентричных промежуточных втулках *6*.

В корпусе расширителя переходника *9* имеется резьба для соединения с долотом, а в корпусе расширителя – резьба *1* для соединения с буровым валом. В центре корпуса проходит центральный канал *7* для прохода промывочной жидкости в долото. В верхней и нижней частях расширителя имеются специальные пазы *2* и *8* для свинчивания и развинчивания. Эксцентричные 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.

9 ЛОПАСТНЫЕ ДОЛОТА РЕЖУЩЕГО ТИПА

9.1. НАЗНАЧЕНИЕ ЛОПАСТНЫХ ДОЛОТ РЕЖУЩЕГО ТИПА

Лопастные долота режущего типа применяются при бурении геологоразведочных скважин небольшой глубины в мягких породах до IV категории буримости.

Лопастное долото (рис. 9.1, *а*) состоит из цилиндрического

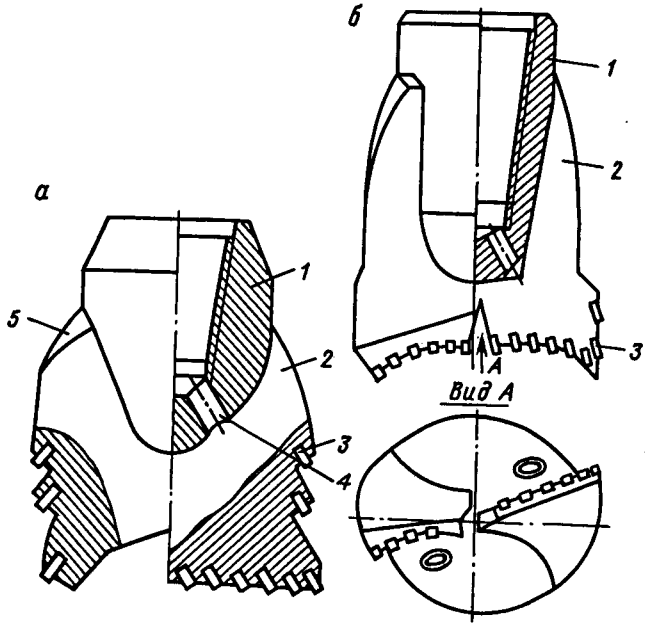


Рис. 9.1. Лопастные долота режущего типа:
а – с калибрующим сектором; *б* – со сферической формой лезвия; *в* – с опережающим лезвием; *г* – с угловым смещением лезвий; *д* – с пересекающимся вооружением

корпуса *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 находятся между лопастями, направляющие потоки промывочной жидкости на периферийные участки забоя.

При бурении скважин в мягких породах лопастное долото режет породу с глубоким внедрением в забой твердосплавных резцов. Собственно 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.

9.2. КЛАССИФИКАЦИЯ И ИНДЕКСАЦИЯ ДОЛОТ РЕЖУЩЕГО ТИПА

В зависимости от типа разрушаемой породы лопастные долота подразделяются на две группы: долота типа М для бурения мягких пород и долота типа 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 со сферической формой лезвия;
в) трехлопастные со смещенными лопастями;
г) трехлопастные с перекрещиваемыми лопастями.

9.3. КОНСТРУКЦИЯ ДОЛОТ РЕЖУЩЕГО ТИПА И ОБЛАСТИ ИХ РАЦИОНАЛЬНОГО ПРИМЕНЕНИЯ

ОДНОЛОПАСТНЫЕ ДОЛОТА ТИПА М С КАЛИБРУЮЩИМ СЕКТОРОМ

Однолопастные долота с калибрующим сектором предназначены для бурения скважин в мягких породах, в которых износ твердосплавного вооружения незначителен.

Долото (см. рис. 9.1) 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 калибрующийся сектор *5*.

В конструкциях долот малых диаметров обеспечивается полное перекрытие забоя твердосплавными зубками, которые обычно имеют прямоугольное сечение размерами 2,5×3,5 мм и располагаются узкой стороной по ходу вращения долота. Форма рабочего лезвия лопасти у долот малого диаметра – прямолинейная, а у долот больших диаметров – ступенчатая. С противоположной стороны от рабочей лопасти на корпусе долота монтируется калибрующий сектор, имеющий форму косого треугольника, который одним ребром приваривается к корпусу долота; 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

Эти долота (рис. 9.1, *б*) применяются в мягких абразивных породах, когда происходит интенсивный износ твердосплавных резцов лопастей долота. 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 калибрующей поверхности.

При бурении в сильноабразивных породах радиус кривизны сокращается и вогнутость лопастей увеличивается. В серийных конструкциях радиус кривизны равен диаметру долота или несколько превышает его, 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 двух- 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 площадь забоя. Менее интенсивно изнашивается центральная часть долота, где окружная скорость вращения долота приближается к нулю.

ЛОПАСТНЫЕ ДОЛОТА С ОПЕРЕЖАЮЩИМ ЛЕЗВИЕМ

Лопастные долота с опережающим лезвием применяются в мягких абразивных породах, когда быстро изнашивается периферийное вооружение по торцовой части и наружному диаметру. Эти долота позволяют бурить геологоразведочные скважины с высокими механическими скоростями в мягких абразивных породах без уменьшения диаметра долота.

Долото (рис. 9.1, *в*) состоит из цилиндрического корпуса *1* овальной формы, внутри которого выполнены 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.

ЛОПАСТНЫЕ ДОЛОТА ТИПА МС

Режущие лопастные долота типа МС 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.

ЛОПАСТНЫЕ ДОЛОТА С УГЛОВЫМ СМЕЩЕНИЕМ ЛЕЗВИЙ

При бурении мягких малоабразивных пород изнашивается не только твердосплавное вооружение долота, но и собственно долото при движении 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. 9.1, *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, с внутренней полостью, в которой располагаются промывочные каналы и замковая резьба. К корпусу долота приварены стальные лопасти, 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° для долот типа МС. 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 прямоугольной формы.

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

Долота такого типа (рис. 9.1, *д*) применяются в мягких абразивных породах с пропластками пород средней крепости.

Пересекающиеся резцы на рабочих лопастях располагаются на отдельных секторах, которые разбуривают основной участок забоя; калибрующее вооружение на всех лопастях представляет собой твердосплавные пластины с одинаковым направлением, но со смещением по горизонтали. Углы пересечения резцов составляют 30–60° у долот диаметром 112, 132 и 151 мм.

Такое расположение резцов уменьшает насыщенность твердосплавными зубками рабочих граней лопастей и повышает механическую скорость бурения скважин в абразивных породах.

ЛОПАСТНЫЕ ДОЛОТА С ДВУХРЯДНЫМ ВООРУЖЕНИЕМ

Лопастные долота с двухрядным вооружением применяются для бурения в абразивных породах средней крепости с пропластками мягких пород.

Усиленная насыщенность лопастей долот твердосплавными резцами достигается за счет двух параллельных рядов резцов, что позволяет сохранить высокую работоспособность долот.

Твердосплавные пластины первого ряда и твердосплавные цилиндрические зубки второго ряда смещены друг относительно друга на некоторую величину в зависимости от размера долота. В процессе работы долота забой разрушается каждой лопастью, которая обеспечивает полное перекрытие забоя, поэтому твердосплавные резцы изнашиваются и истираются значительно медленнее, чем в долотах других типов.

9.4. ТЕХНОЛОГИЯ БУРЕНИЯ ДОЛОТАМИ РЕЖУЩЕГО ТИПА

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 1,5–5 кН 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 для очистки забоя от шлама, расход промывочной жидкости нужно увеличивать.

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 2 до 6 кН 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, частоту вращения снижают до минимума. При бурении сыпучих пород частоту вращения увеличивают.

Особенно осторожно нужно вести бурение при проходке липких вязких глин, когда происходит налипание породы на долото и начинают образовываться сальники. При этом необходимо снизить до минимума осевую нагрузку и частоту вращения, и увеличить расход промывочной жидкости.

В целом надо учитывать, что под действием осевой нагрузки 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, динамических нагрузок. При прочих равных условиях динамичность будет тем меньше, чем больше лопастей у долота.

Таблица 9.1

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
93М	93±0,8	158	14	16–18	150–200	150–200
93МС		144	14	20–22		
112М	112±1	160	18	20–22	150–200	200–250
112МС		150	18	24–27		
132М	132±1	150	25	24–26	150–200	200–250
132МС			25	30–32		
151М	151±1	165	28	27–30	150–200	200–250
151МС			28	33–36		

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 нагрузке (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 (табл. 9.1).

10 БУРИЛЬНЫЕ И ОБСАДНЫЕ ТРУБЫ

В механическом вращательном бурении – основном способе выполнения буровых работ в настоящее время – трубы являются одним из главных элементов технологической системы.

Через колонну бурильных труб на забой скважины подается механическая энергия в виде вращения и осевой нагрузки, очистной агент для очистки забоя от шлама выбуренных пород и для охлаждения породоразрушающего инструмента. В некоторых технологиях колонна бурильных труб используется также для транспортировки на поверхность вещественных керновых и керно-шламовых проб.

Колонны обсадных труб используется для крепления неустойчивых интервалов разреза, изоляции проницаемых толщ, разобщения различных водоносных горизонтов, а также для подъема на поверхность из продуктивных пластов различных жидких и газообразных полезных ископаемых методом выщелачивания. Кроме того, колонны обсадных труб служат для закачивания в зону выщелачивания активных рабочих жидкостей.

Поэтому требования к механической прочности и надежности труб, их устойчивости к неблагоприятным разрушающим факторам весьма высоки. В табл. 10.1 представлены основные характеристики материалов, применяемых для изготовления бурильных и обсадных труб.

Обычные конструкционные стали (Сталь марки 45) применяются для изготовления малоответственных элементов колонн бурильных и обсадных труб, предназначенных для работы в относительно простых условиях. Основные материалы для изготовления труб – легированные хромникелевые и марганцовистые стали, характеризующиеся высокой износостойкостью и ударной вязкостью. Специальные легкосплавные трубы, предназначенные для бурения глубоких скважин изготавливаются из алюминиевого сплава, имеющего пониженную плотность.

Таблица 10.1

Характеристики материалов, применяемых для изготовления бурильных и обсадных труб

Материал	Предел прочности при растяжении, МПа	Предел текучести при растяжении, МПа	Относительное удлинение, %	Относительное сужение, %	Ударная вязкость при 20 °С, Дж/м^2·10^6	Твердость по Бринелю
Сталь 45	650	380	16	–	–	–
Сталь 36Г2С	700	500	12	–	–	–
Сталь 45У	700	450	14	50	0,5	217
Сталь 38ХНМ	750	550	12	40	–	–
Сталь 40ХН	780	580	14	50	0,8	255
Сталь 40Х	780	580	14	50	0,8	255
Алюминиевый сплав Д16Т	450	330	11	–	0,2	120

Эксплуатационные возможности бурильных и обсадных труб определяются не только свойствами материалов, из которых они изготавливаются – большое значение имеет конструктивное исполнение колонн. В настоящее время применяется несколько типов конструкций бурильных и обсадных труб. Разнообразие конструкций обусловлено тем, что разные варианты реализации технологии механического вращательного бурения предъявляют к трубам различные, трудносовместимые в одной конструкции требования. Так технологии, использующие интенсивный поток очистного агента (твердосплавное, шарошечное бурение) требует обеспечения постоянства внутреннего диаметра по длине всей колонны бурильных труб – иначе резко возрастают местные гидравлические сопротивления и, как следствие, возрастают нерациональные потери мощности и ухудшается режим работы инструмента на забое. Технология алмазного бурения, основанная на высоких частотах вращения снаряда и ограниченной интенсивности потока очистного агента, наоборот, требует от колонны бурильных труб постоянства наружного диаметра и минимального зазора между стенками скважины и колонной бурильных труб – иначе возникающая в процессе бурения вибрация резко ухудшает все показатели бурения. Требования к колоннам обсадных труб также существенно отличаются в зависимости от назначения и условий эксплуатации.

10.1. БУРИЛЬНЫЕ ТРУБЫ, ИХ УСТРОЙСТВО И ОБЛАСТИ ПРИМЕНЕНИЯ

На рис. 10.1 представлена схема классификации бурильных труб, в основу которой положен принцип конструктивного исполнения соединительных элементов, обеспечивающих прочное, герметичное, быстрое соединение отдельных труб в колонну и необходимые эксплуатационные качества.

Конструкция бурильных труб определяется их назначением. Для твердосплавного и шарошечного бурения скважин диаметром 76 мм и более применяются стальные трубы муфтово-замкового соединения (рис. 10.2). Такие трубы имеют наружную коническую резьбу. Разъемная резьба соединений также коническая, а наружный диаметр соединений может превышать диаметр гладкой части труб. В настоящее время вы-

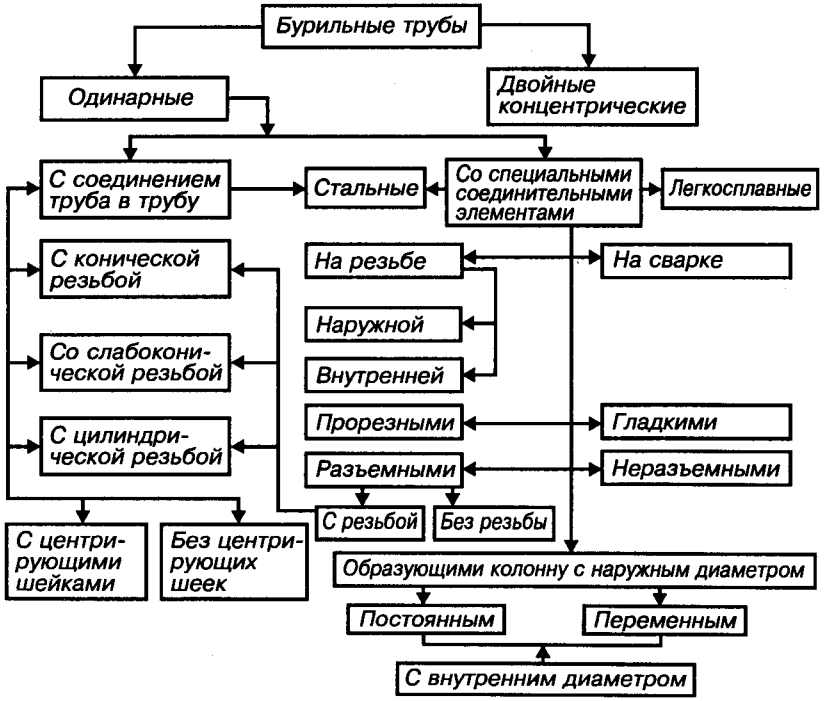


Рис. 10.1. Классификация бурильных труб (по В.Г. Кардышу)

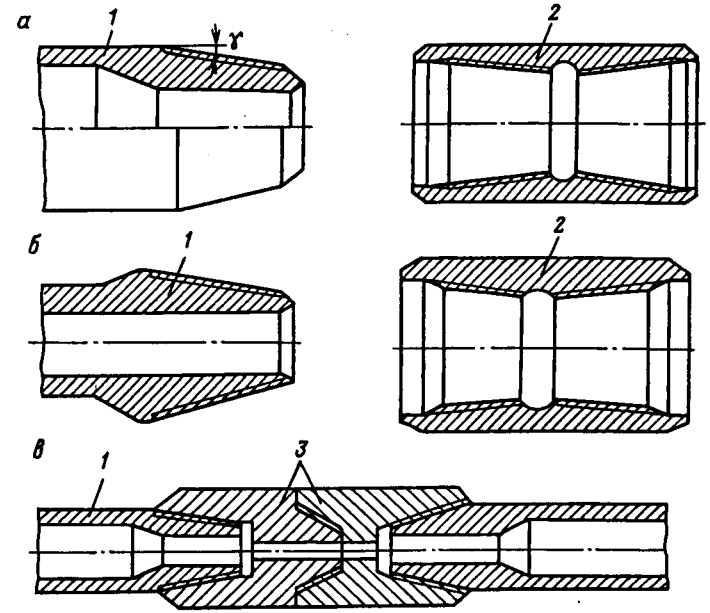


Рис. 10.2. Соединительные элементы труб муфтово-замкового соединения

пускаются три типа бурильных труб для колонн муфтово-замкового соединения:

ТБВ – бурильные трубы *1* с высаженными внутрь концами (рис. 10.2, *а*) диаметрами 60, 73, 89, 102, 114, 127, 140 и 168 мм;

ТБИ – бурильные трубы *1* с высаженными наружу концами (рис. 10.2, *б*) диаметрами 60, 73, 89, 102, 114 и 140 мм;

ТБПВ – бурильные трубы с приваренными замками диаметром 60, 114 и 127 мм.

Бурильные трубы диаметром 60–102 мм имеют длину 6; 8 и 11 м, а трубы диаметром 114–168 мм – длину 11,5 м.

Для соединения отдельных бурильных труб в свечи (соединения из двух, трех и четырех труб, оснащенных на концах быстроразъемными замками и свинчиваемых в колонну бурильных труб) применяются муфты *2* (см. рис. 10.2). Соединительная резьба – трубная, треугольная, закругленного профиля, с углом при вершине 60°, шагом 3,175 мм и конусностью 1:16. Свечи в колонну соединяются замками *3* (рис. 10.2, *в*) следующих типов: ЗН – с нормальным проходным отверстием; ЗШ – с широким проходным отверстием; ЗУ – с увеличенным проходным отверстием только для ТБИ (при использовании съемных керноприемников). Например, для бу-

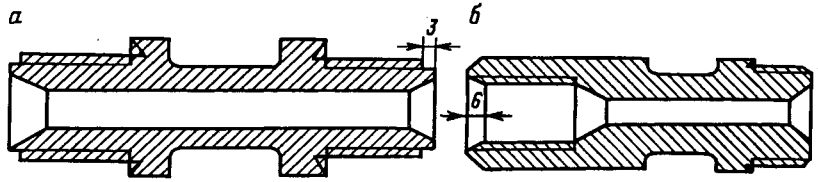


Рис. 10.3. Ниппельные соединения:
а – ниппель типа А для соединения труб в свечу; *б* – ниппель типа Б для соединения свечей бурильных труб

рильных труб диаметром 114 мм используются следующие замки: ЗН-140 с $d_н$ = 140 мм, $d_в$ = 58 мм и резьбой З-117; замок ЗШ-146 с $d_н$ = 146 мм, $d_в$ = 80 мм и резьбой З-121; замок ЗУ-155 с $d_н$ = 155 мм, $d_в$ = 95 мм и резьбой З-133.

Для соединения элементов замка применяется резьба с повышенной конусностью (1:4), укрупненным шагом (5,08 мм). У замков ЗУ конусность резьбы 1:6 и шаг 6,35 мм.

При алмазном бурении требуется уменьшение диаметра соединений, что привело к применению внутренней цилиндрической резьбы на трубах ниппельных соединений, имеющих такую же резьбу. Стальные бурильные трубы с ниппельным соединением (рис. 10.3) должны отвечать следующим общим требованиям. Поверхность труб должна быть гладкой. Внутренняя поверхность высаженной части труб и переходная часть не должны иметь резких уступов. Ниппели не должны иметь трещин, волосовин, плен, раковин и расслоений. Вырубка, заварка или заделка дефектных мест не допускается.

С целью сокращения числа резьб в колонне применяется нарезка непосредственно на трубах («труба в трубу») или сварка резьбовых концов с трубами. Для повышения надежности резьбы могут снабжаться центрирующими шейками, воспринимающими поперечные и изгибающие усилия при свинчивании и работе труб.

Бурение с гидротранспортом керна привело к появлению принципиально нового типа двойных бурильных колонн, состоящих из концентрически расположенных труб. Наружные трубы снабжены разъемными соединениями, со слабоконической резьбой, а внутренние имеют соединения, предназначен-

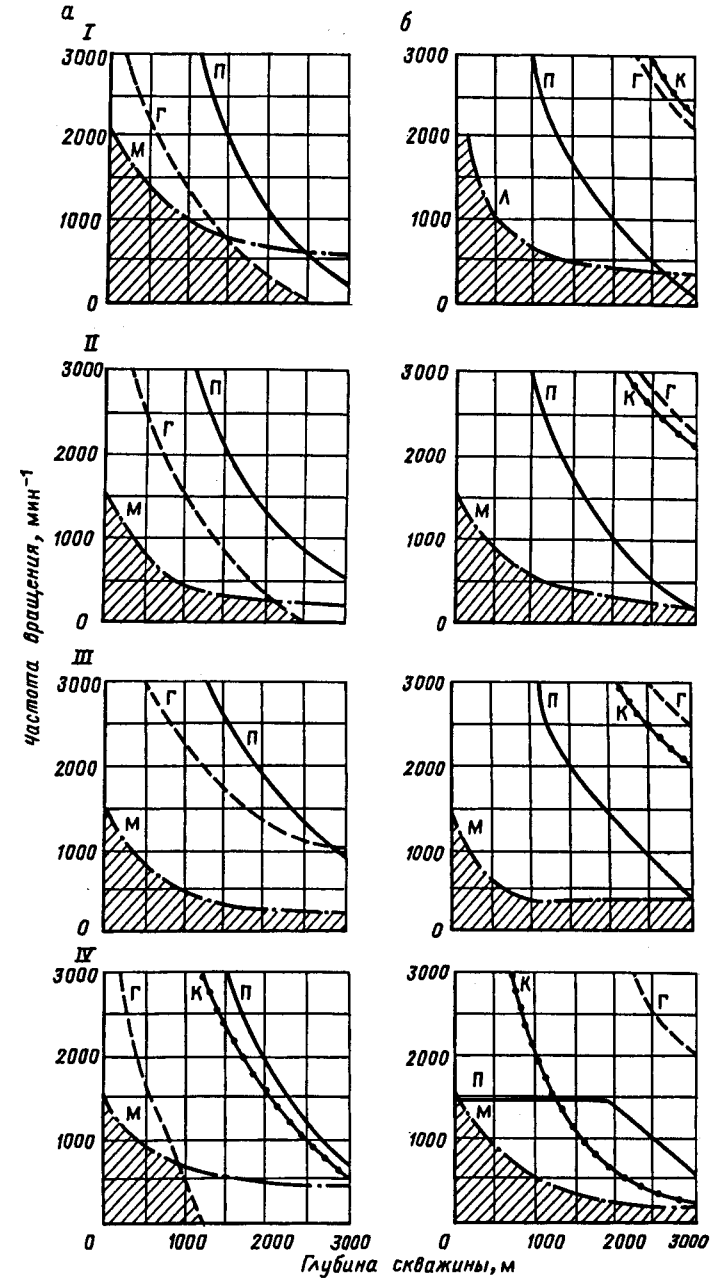


Рис. 10.4. Области применения бурильных колонн:
а – диаметр скважины номинальный; *б* – ствол скважины разработан; *аI* – зазор 2 мм; *бI* – зазор 5 мм; *аII, аIII, аIV* – зазор 2,5 мм; *бII, бIII, бIV* – зазор 6 мм; *I, II, III, IV* – тип колонны соответственно СБТН-48, СБТН-54, СБТН-68, ССК-59

ные только для изоляции кольцевого и центрального каналов колонны и предотвращения перетока между ними промывочной жидкости.

Каждый тип бурильных труб имеет определенную область применения (рис.10.4). Трубы ниппельного соединения (СБТН) предназначены для бурения скважин алмазными и твердосплавными коронками малого диаметра и шарошечными долотами, диаметры которых незначительно отличаются от диаметров труб. При использовании стальных труб допускается применение коронок и долот ближайшего к трубам и следующего диаметра. Легкосплавные трубы (ЛБТН – ниппельные и ЛБТМ – муфтово-замковые) рекомендуются лишь при бурении алмазными коронками ближайшего к ним диаметра.

Наиболее универсальны трубы муфтово-замкового соединения (МЗ), так как их можно использовать при бурении алмазными и твердосплавными коронками и долотами, диаметр которых может на три-четыре размера превосходить диаметр соединений.

Утяжеленные бурильные трубы (УБТ) устанавливают непосредственно над долотом для увеличения жесткости нижней части бурильной колонны и создания необходимой нагрузки на долото. Наружные диаметры УБТ – от 108 до 299 мм, внутренние – от 38 до 100 мм. Длина отдельных труб – 6,5; 8; 12,5 м. Масса 1 м УБТ изменяется от 63 до 489,5 кг. Соединение УБТ между собой и с бурильными трубами обеспечивается замковой резьбой.

Центраторы квадратные располагают в колонне УБТ через каждые 12–15 м для стабилизации низа бурового снаряда в скважине. Размеры центраторов по диагонали – 190, 214 и 255 мм. Ребра центраторов заправляются твердосплавными штырями.

Ведущие бурильные трубы служат для передачи вращения от бурового станка колонне бурильных труб. Они обычно имеют круглое либо квадратное сечение со стороной квадрата 80; 112, 140 и 155 мм. Верхняя резьба ведущих труб – левая.

Переходники (переводники) предназначены для соединения различных частей бурового снаряда. В зависимости от назначения, расположения и условий работы они подразделяются на следующие виды.

Переводники для ведущих труб: а) верхний ПВ – для соединения ведущей трубы с вертлюгом, резьба на обоих концах левая; б) нижний ТН – для соединения ведущей трубы с бурильной колонной, резьба на обоих концах правая.

Промежуточные проводники служат для соединения различных частей бурильной колонны: а) муфтовые переводники М – для соединения ниппельных концов различных диаметров, например М-76/86, где в числителе обозначена замковая резьба З-76, а в знаменателе – З-86; б) ниппельные переводники Н – для соединения муфтовых концов различных диаметров, например Н-147/171; в) переходные переводники П – для соединения муфтового конца с ниппельным, например, П-76/66, в числителе – внутренняя резьба З-76 для соединения с ниппельным концом, а в знаменателе – наружная резьба З-66 для соединения с муфтовым концом.

10.2. ЭКСПЛУАТАЦИОННЫЙ РАСЧЕТ БУРИЛЬНЫХ КОЛОНН

Основные свойства, определяющие качество бурильной колонны, связаны непосредственно с выполняемыми ею функциями. Такими свойствами являются способность передавать вращение и осевую нагрузку породоразрушающему инструменту, осуществлять его спуск и подъем, доставлять к забою очистной агент. Соответственно показатели качества бурильной колонны характеризуются частотой вращения бурового снаряда и величиной осевой нагрузки, скоростью спуска и подъема, а также расходом промывочной жидкости, которые она обеспечивает. Чем выше эти показатели, тем больше бурильная колонна удовлетворяет эксплуатационным требованиям.

Кроме того, качество бурильной колонны определяется еще и надежностью. Надежность бурильной колонны – это способность передавать вращение и осевую нагрузку породоразрушающему инструменту, сохраняя значения частоты вращения бурового снаряда и осевых нагрузок в заданных пределах в течение требуемого промежутка времени или требуемой наработки.

ОТКАЗЫ БУРИЛЬНОЙ КОЛОННЫ И ИХ КЛАССИФИКАЦИЯ

В процессе эксплуатации бурильная колонна может находиться только в двух состояниях – работоспособном и неработоспособном.

Работоспособность – это такое состояние, при котором колонна способна выполнять заданные функции с параметрами, установленными требованиями технической документации.

Отказ – состояние, заключающееся в нарушении работоспособности. Для каждого элемента колонны установлены критерии перехода из работоспособного состояния в неработоспособное при достижении колонной некоторого предельного состояния. Это состояние характеризуется некоторыми основными геометрическими размерами ее элементов: толщиной стенки, наружным диаметром, высотой профиля резьбы. Кроме того, предельное состояние бурильной колонны может обусловливаться не износом, а поломками вследствие явлений механической усталости.

Все отказы бурильной колонны можно разделить на две большие группы – внезапные и износовые.

На рис. 10.5 представлена классификация отказов бурильных колонн.

К внезапным относятся все отказы, приводящие к обрыву бурильной колонны, т.е. происходящие в скважине и обнаруживаемые в процессе бурения. Наиболее часто такие отказы связаны с усталостным разрушением резьбовых соединений бурильных труб. Значительно реже происходят аналогичные поломки замков. Крайне редки поломки муфт и замков по трубной резьбе. Второй по распространенности внезапный отказ – вырыв одной детали колонны из другой в результате усталостного разрушения витков резьбы.

Основной особенностью внезапных отказов является то, что, возникая в скважине, они влекут за собой значительные затраты времени, связанные с их обнаружением и ликвидацией обрыва. Нередко такие отказы приводят к авариям, на ликвидацию которых затрачиваются месяцы, а в некоторых случаях дальнейшее бурение скважины становится невозможным.

Постепенные, или износовые отказы в основном связаны с износом (истиранием поверхности), который, как правило, протекает медленно и не влечет за собой внезапного разрушения. Исключение составляют отказы, вызванные заеданием резьбы. Эти отказы возникают внезапно, но поскольку они не приводят к обрыву колонны, то их целесообразно отнести к группе износовых (Л.А. Лачинян, С.А. Угаров, 1975 г.). Кроме того, физическая сущность заедания резьбы связана с явлениями изнашивания. Наиболее частыми видами износовых отказов являются отказы муфт, труб и замков

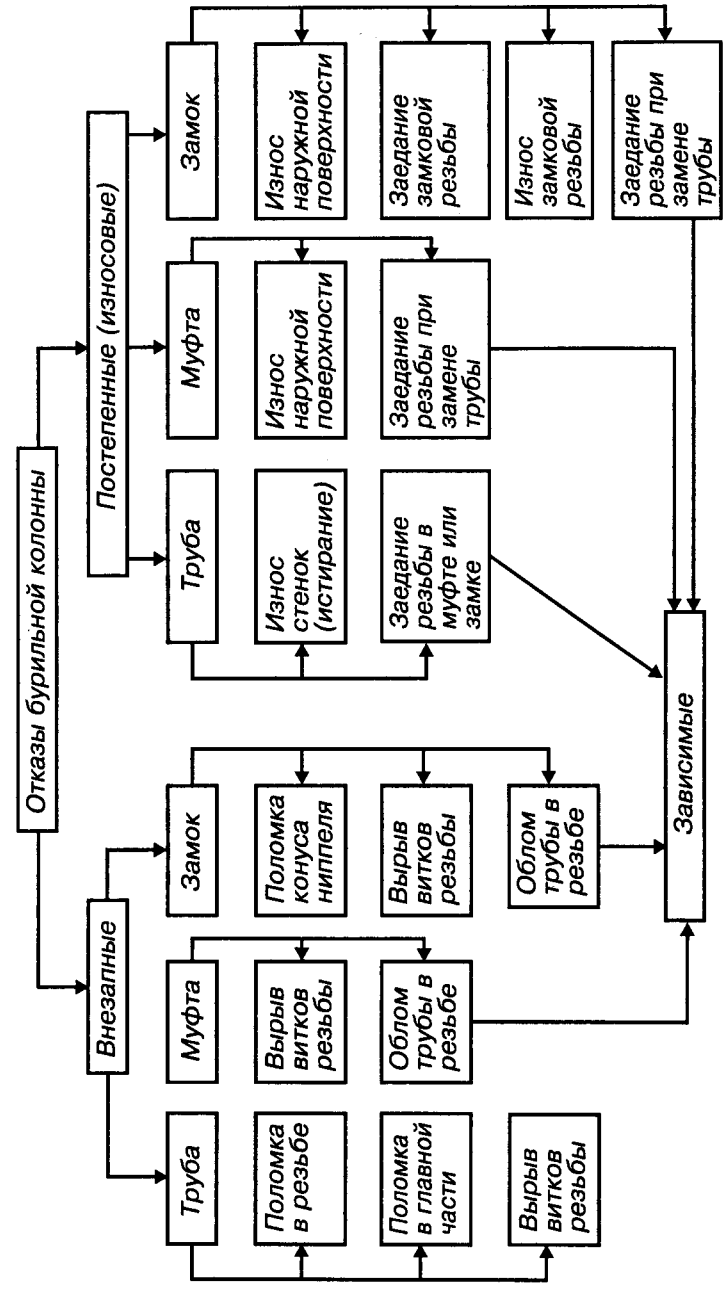


Рис. 10.5. Классификация отказов бурильной колонны (по Л.А. Лачиняну и С.А. Угарову)

вследствие износа (истирания) наружной поверхности, отказы замков в результате износа и заедания резьбы.

В разведочном бурении встречается также и такой вид износового отказа, как промыв резьбы труб и замков – абразивная эрозия резьбы частицами шлама, содержащимися в промывочной жидкости.

Рациональная эксплуатация бурильных колонн позволяет обеспечить их безотказность, долговечность и ремонтопригодность.

Безотказность характеризуется наработкой на отказ (длительностью работы до отказа или длительностью работы между отказами), потоками отказов (средним числом отказов в единицу рабочего времени) и вероятностью безотказной работы (вероятностью того, что в заданном интервале рабочего времени не произойдет отказа).

Расчет безотказности бурильной колонны производится отдельно для внезапных и износовых отказов.

Долговечность – свойство колонны бурильных труб сохранять работоспособность до предельного состояния с необходимыми перерывами для технического обслуживания и ремонтов. Основными показателями являются ресурс (количество метров бурения, обеспечиваемое данной колонной до ее предельного состояния) и срок службы (календарная продолжительность эксплуатации).

Долговечность бурильной колонны рассчитывается по отношению ко всем отказам – как внезапным, так и износовым.

Ремонтопригодность бурильной колонны – способность к восстановлению работоспособности после отказов зависит исключительно от конструктивного исполнения отдельных элементов бурильной колонны. По принципам конструктивного решения бурильная колонна относится к ремонтируемым конструкциям, а ее элементы – к неремонтируемым.

По характеру и режиму эксплуатации бурильная колонна относится к конструкциям, эксплуатируемым до предельного состояния в циклически регулярном режиме. Элементы бурильной колонны – конструкции, эксплуатируемые в циклически регулярном режиме до первого отказа.

По характеру последствий отказа бурильная колонна относится к конструкциям, утрата работоспособности которых приводит к простою технологической установки и дополнительным материальным и трудовым затратам. Из этих основных условий исходят в эксплуатационных расчетах надежности бурильной колонны.

МЕТОДИКА РАСЧЕТА НАДЕЖНОСТИ БУРИЛЬНОЙ КОЛОННЫ (ПО Л.А. ЛАЧИНЯНУ И С.А. УГАРОВУ)

При износовых отказах главным показателем является параметр безотказности

$$T_{и} = \frac{T_{к}}{N_{и}(t)}, \qquad (10.1)$$

где $T_{и}$ – наработка на износовый отказ, ч; $T_{к}$ – заданное время функционирования бурильной колонны, ч; $N_{и}(t)$ – число износовых отказов бурильной колонны в заданное время.

Величина $N_{и}(t)$ является главным предметом расчета безотказности. Для ее определения необходимо установить зависимость количества износовых отказов ее элементов от их среднего ресурса и количества в колонне, а также от системы отработки и времени функционирования. Примем следующие условные обозначения:

$L_{скв}$ – глубина скважины;

$L_{удт}$ – длина утяжеленных бурильных труб в колонне;

$T_{скв}$ – время бурения скважины;

$R_{э}(t)$ – расход элементов данного типа в заданное время;

$N_{и.э}(t)$ – количество износовых отказов элементов данного типа в заданное время;

$n_{э.св}$, $n_{э.к}$ – количество элементов данного типа соответственно в свече и в колонне.

Расчет расхода и количества износовых отказов осложняется тем, что элементы бурильной колонны вводятся в работу не одновременно, а группами в составе свечи через определенные промежутки времени. Эти промежутки времени будут различными в зависимости от длины свечи и механической скорости бурения. Рассмотрим последовательную систему отработки бурильной колонны.

Последовательной системой отработки будем называть порядок, при котором составляющие колонну свечи включаются в работу последовательно и не меняют своего положения в колонне за все время функционирования. При этом различают две разновидности этой системы – включение очередной свечи в нижнюю или верхнюю часть колонны. В первом случае достигается более равномерное распределение статических и динамических нагрузок на отдельные элементы колонны, во втором – более равномерный износ их за исключением нижней сжатой части колонны при работе без УБТ.

Обозначим для данных условий

$$T_{скв} = t_{св} n_{св}, \qquad (10.2)$$

где $t_{св}$ – среднее время углубки скважины на длину свечи.

Средний расход элементов данного типа за время бурения одной скважины с учетом того, что каждая свеча в начальный период времени включается в работу не полностью, а постепенно, составит

$$R_э(t) = \frac{T_{скв} n_{св} n_{э.св}}{2T_{р.ср.э}}. \qquad (10.3)$$

Количество износовых отказов элементов бурильной колонны в любое заданное время $T_к$ будет зависеть от соотношения их ресурса и значения $T_к$. При этом возможны два случая.

В первом случае, когда $T_{р.ср.э} < T_к$, количество износовых отказов элемента равно нулю, т.е.

$$N_{нэ} = 0. \qquad (10.4)$$

Во втором случае, когда $T_{р.ср.э} < T_к$, количество износовых отказов элементов данного типа будет зависеть от отношения

$$\frac{T_к}{T_{р.ср.э}} = K_э. \qquad (10.5)$$

Очевидно, что за время работы колонны $T_{р.ср.э}$ не будет ни одной замены. Поэтому при $1 < K_э < 2$ в колонне произведут по одной замене данного элемента на свечах, число которых равно $T_к - T_{р.ср.э}/t_{св}$, а на остальных свечах не будет ни одной замены.

Таким образом, при $1 < K_э < 2$ число износовых отказов элементов данного типа

$$N_{и.э}(t) = \frac{(T_к - T_{р.ср.э}) n_{э.св}}{t_{св}}, \qquad (10.6)$$

где $t_{св} = T_к/n_{св}$.

При $K_э \geq 2$ замены будут произведены на том же числе свечей, но при этом, очевидно, что в среднем на первой из них заменится K_0 элементов, а на каждой последующей $K_э/2$. Поэтому общее количество износовых отказов резьбовых соединений при $K_э \geq 2$ можно определить следующим выражением:

$$N_{и.э}(t) = \left[K_э + \left(\frac{T_к - T_{р.ср.э}}{t_{св}} - 1\right)\frac{K_э}{2}\right] n_{э.св}, \qquad (10.7)$$

или

$$N_{и.э}(t) = \frac{K_э(T_к + t_{св} - T_{р.ср.э}) n_{э.св}}{2t_{св}}. \qquad (10.7а)$$

Количество износовых отказов бурильной колонны в заданное время $T_к$ можно найти как сумму износовых отказов ее элементов

$$N_и(t) = \sum_1^i N_{и.эi}. \qquad (10.8)$$

Существующая последовательная система отработки бурильной колонны обусловливает неравномерность использования ресурса ее элементов.

В самом деле, элементы, которые вошли в работу последними, отработали время $t_{св}/2$ (рис. 10.6) и использовали только $t_{св}/2T_{р.ср.э}$ своего ресурса и близки к отбраковке. Можно вычислить среднее использование ресурсов (в %) элементов колонны при последовательной отработке:

$$\left(\frac{\frac{t_{св}}{2T_{р.ср.э}} + 1 - \frac{t_{св}}{2T_{р.ср.э}}}{2}\right) 100\ \% = 50\ \%. \qquad (10.9)$$

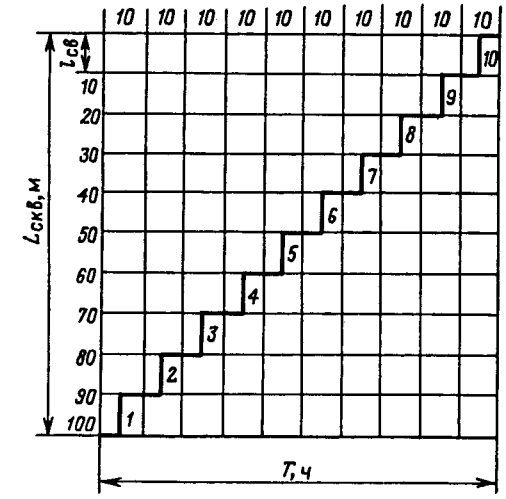


Рис. 10.6. Схема последовательной системы отработки бурильной колонны (число свечей – 10, $T = 10t_{св}$, $t_{св} = 10$ ч):

Номер свечи	*10*	*9*	*8*	*7*	*6*	*5*	*4*	*3*	*2*	*1*
Наработка, ч	5	15	25	35	45	55	65	75	85	95
Использованная часть ресурса	0,05	0,15	0,25	0,35	0,45	0,55	0,65	0,75	0,85	0,95

Таким образом, при последовательной отработке бурильной колонны максимально возможное использование ресурса колонны не может превышать 50 %, а колонна в этом случае подлежит ремонту и может рассматриваться как бесконечно ремонтируемая конструкция с неограниченным ресурсом.

Пример 1. Определить расход элементов и наработку на износовый отказ бурильной колонны муфтово-замкового соединения в заданное время $T_к = 2T_{р.ср.т}$ при следующих условиях: $L_{скв}$ 1023 м; $L_{убт} = 93$ м; $l_{св} = 18{,}6$ м; $n_{м.св} = 3$; $n_{з.св} = 1$; $T_{скв} = 750$ ч; $T_{р.ср.т} = 3000$ ч; $T_{р.ср.м} = 600$ ч; $T_{р.ср.з} = 2000$ ч.

1. Определим число свечей в колонне

$$n_{св} = \frac{L_{скв} - L_{убт}}{l_{св}} = \frac{1023 - 93}{18{,}6} = 50 \text{ шт.}$$

2. Определим расход элементов за время $T_к = 2T_{р.ср.т}$:

а) расход труб

$$R_т(t) = \frac{T_к n_{св} n_{т.св}}{2T_{р.ср.т}} = \frac{2 \cdot 3000 \cdot 50{,}4}{2 \cdot 3000} = 200{,}0 \text{ шт;}$$

б) расход муфт

$$R_м(t) = \frac{T_к n_{св} n_{м.св}}{2T_{р.ср.м}} = \frac{2 \cdot 3000 \cdot 50{,}3}{2 \cdot 600} = 750{,}0 \text{ шт;}$$

в) расход замков

$$R_з(t) = \frac{T_к n_{св} n_{з.св}}{2T_{р.ср.з}} = \frac{2 \cdot 3000 \cdot 50{,}1}{2 \cdot 2000} = 75{,}0 \text{ шт.}$$

3. Определим среднюю величину наработки на свечу

$$t_{св} = \frac{T_к}{n_{св}} = \frac{6000}{50} = 120 \text{ ч;}$$

и коэффициент использования ресурса ее элементов $K_{зi}$:

а) труб

$$K_т = \frac{T_к}{T_{р.ср.т}} = \frac{6000}{3000} = 2{,}0;$$

б) муфт

$$K_м = \frac{T_к}{T_{р.ср.м}} = \frac{6000}{600} = 10{,}0;$$

в) замков

$$K_з = \frac{T_к}{T_{р.ср.з}} = \frac{6000}{2000} = 3{,}0.$$

4. Поскольку для всех элементов $K_э > 2$, то количество износовых отказов

$$N_{и.т}(t) = \frac{K_т(T_к + t_{св} - T_{р.ср.т})n_{т.св}}{2t_{св}} = \frac{2{,}0(6000 + 120 - 3000)4}{2 \cdot 120} = 104;$$

$$N_{и.м}(t) = \frac{10{,}0(6000 + 120 - 600)3}{2 \cdot 120} = 690;$$

$$N_{и.з}(t) = \frac{3{,}0(6000 + 120 - 2000)}{2 \cdot 120} = 51.$$

5. Определим наработку на износовый отказ бурильной колонны за время $T_к$:

$$T_и = \frac{T_к}{N_и(t)} = \frac{2T_{р.ср.т}}{\sum_{1}^{i} N_{и.э.i}} = \frac{6000}{104 + 690 + 51} = 7 \text{ ч.}$$

Последовательная система отработки бурильной колонны не является оптимальной из-за неравномерного износа отдельных элементов. Это, в свою очередь, приводит к существенному возрастанию затрат рабочего времени на ремонтные работы. Однако разработки в области оптимизации отработки бурильных колонн (такого режима их эксплуатации, когда все элементы колонны приходят к состоянию предельного износа одновременно, что снижает до минимума затраты времени на ремонт) пока не достигли уровня возможности их практической реализации.

Это связано с тем, что методики расчета работоспособности отдельно для износовых и внезапных отказов в принципе не позволяют выработать оптимальную систему отработки бурильных колонн. Общей же методики расчета работоспособности до сих пор не создано, так как прогноз и регулирование внезапных отказов базируются на иных теоретических принципах.

МЕТОДИКА РАСЧЕТА НАДЕЖНОСТИ БУРИЛЬНОЙ КОЛОННЫ ПРИ ВНЕЗАПНЫХ ОТКАЗАХ

Внезапные отказы бурильной колонны являются в основном следствием действия на ее элементы нагрузок переменного характера, превышающих по величине допустимые нагрузки.

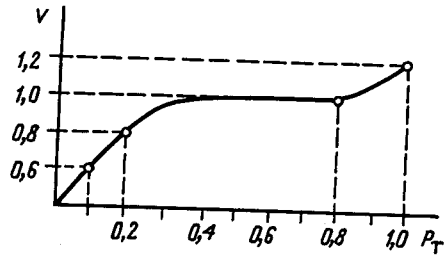


Рис. 10.7. Зависимость вероятности $P_т$ безотказной работы резьбы бурильной трубы диаметром 50 мм, от запаса прочности V при $N = 2 \cdot 10^6$ циклов знакопеременного изгиба

Вероятность возникновения усталостной поломки данного элемента бурильной колонны в заданное время зависит от запаса прочности по переменным напряжениям. Чем выше запас прочности, тем меньше вероятность возникновения внезапного отказа элемента в результате усталостной поломки.

На рис. 10.7 и 10.8 представлены результаты экспериментальных исследований надежности трубных резьб – элемента бурильной колонны, в наибольшей степени подверженного внезапным отказом.

Если среднее значение частоты вращения бурового снаряда, применяемое в настоящее время при использовании стандартной бурильной колонны диаметром 50 мм, принять $n = 166$ об/мин, то время функционирования бурильной колонны на каждый миллион циклов изменения нагрузки составит

$$T_к = \frac{10^6}{(60 \cdot 166)} = 100 \text{ ч}.$$

Для обеспечения безотказной работы элементов бурильной колонны ($P_т = 1$) в течение достаточно длительного времени необходимо, чтобы запас прочности по переменным напряжениям был значительно выше $V = 1{,}2$. На практике для бурильных колонн запас прочности устанавливается $V = 1{,}6$.

Опыт показывает, что внезапных отказов замков и муфт при своевременном снятии их с работы практически не воз-

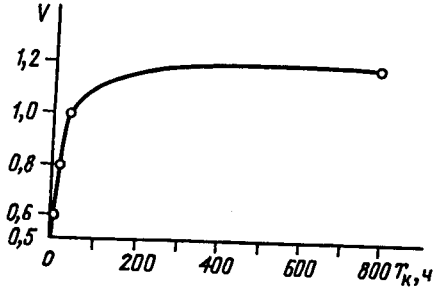


Рис. 10.8. Зависимость наработки на отказ $T_к$ резьбы трубы диаметром 50 мм от запаса прочности по переменным напряжениям при вероятности безотказной работы $P_т = 0{,}95$

никает. Тогда параметр потока внезапных отказов бурильной колонны по наиболее слабому ее элементу $\omega(t)$ в заданное время $T_к$ определится выражением

$$\omega(t) = \frac{n_{св}(n_{т.св} + n_{з.св})[1 - P_э(t)]}{2T_к} = \frac{n_{св}(n_{т.св} + n_{з.св})}{2}\lambda(t), \qquad (10.10)$$

где $\lambda(t)$ – интенсивность отказов элементов бурильной колонны в заданное время.

В период нормальной эксплуатации $\lambda(t) = \text{const}$ и $\omega(t) = \text{const}$, в связи с чем при изменении времени $T_к$ будет изменяться и вероятность безотказной работы элементов бурильной колонны:

$$P_э(t) = 1 - \lambda(t)T_к = 1 - \frac{2\omega(t)T_к}{n_{св}(n_{т.св} + n_{з.св})}. \qquad (10.11)$$

Количество внезапных отказов за время $T_к$

$$N_в(t) = \omega(t)T_к = \frac{n_{св}(n_{т.св} + n_{з.св})\lambda(t)T_к}{2}. \qquad (10.12)$$

Наработка на внезапный отказ может быть определена по формуле

$$T_в = \frac{T_к}{N_в(t)} = \frac{1}{\omega(t)} = \frac{2}{n_{св}(n_{т.св} + n_{з.св})\lambda(t)}. \qquad (10.13)$$

Вероятность безотказной работы бурильной колонны как системы последовательно соединенных элементов определится выражением

$$R_к(t) = R_э(t)\frac{n_{св}(n_{т.св} + n_{з.св})}{2} = [1 - \lambda(t)T_к]\frac{n_{св}(n_{т.св} + n_{з.св})}{2}. \qquad (10.14)$$

Элементарный анализ формулы позволяет сделать вывод об уменьшении вероятности безотказной работы с увеличением числа элементов бурильной колонн и увеличением продолжительности ее функционирования, что хорошо согласуется с опытными данными.

Пример 2. Определение вероятности безотказной работы бурильной колонны.

Пусть бурильная колонна включает свечей $n_{св} = 30$; в каждой из которых бурильных труб $n_{т.св} = 4$ и замков $n_{з.св} = 1$.

Определить вероятность безотказной работы элементов $P_э(t)$ и бурильной колонны $P_к(t)$ за время $T_к = T_{скв} = 500$ ч, а также количество внезапных отказов $N_в$ за время $T_к = 6000$ ч и наработку на внезапный отказ, если из опыта работы в

данных условиях известно, что интенсивность отказов для данного рейса за время $T_к$ составляет $\lambda(t) = 2 \cdot 10^{-5}$.

$$P_э(t) = 1 - 2 \cdot 10^{-5} \cdot 500 = 0{,}99;$$

$$P_к(t) = \left(1 - 2 \cdot 10^{-5} \cdot 500 \frac{30(4+1)}{2}\right) = 0{,}47;$$

$$N_в(t) = 30(4 + 1)10^{-5} \cdot 6000 = 9;$$

$$T_в = \frac{1}{\omega(t)} = \frac{10^5}{30(4+1)} = 666 \text{ ч}.$$

Для оценки качества бурильной колонны по отношению к внезапным отказам большое значение имеет параметр ремонтопригодности – среднее время восстановления $T_{в.в}$ при внезапных отказах.

Обычно затраты времени на восстановление работоспособности бурильной колонны, не превышающие 8 ч называют обрывом. А внезапный отказ, устранение последствий которого превышает 8 ч, именуют аварийным обрывом.

Среднее время восстановления бурильной колонны при внезапном отказе можно представить следующим выражением

$$T_{в.в} = T_{в.о} + T_{в.а}P_а, \qquad (10.15)$$

где $T_{в.о}$ – среднее время ликвидации обрыва для данной глубины скважины, ч; $T_{в.а}$ – среднее время ликвидации аварийного обрыва, ч; $P_а$ – коэффициент аварийности – вероятность того, что на данной глубине обрыв может оказаться аварийным.

Коэффициент аварийности может быть установлен только для данного конкретного геологического объекта опытным или экспертным путем.

АНАЛИЗ ПРИЧИН ОТКАЗОВ И МЕРЫ ПО ПОВЫШЕНИЮ НАДЕЖНОСТИ БУРИЛЬНЫХ КОЛОНН

Постепенные (износовые) отказы обусловлены неизбежными явлениями износа и определяются режимом эксплуатации бурильной колонны. Наибольшее влияние на износ бурильной колонны оказывают следующие факторы:

наличие или отсутствие УБТ;

перенос осей свинчиваемых резьб и использование искривленных труб;

превышение частоты вращения снаряда и осевой нагрузки на забой при отсутствии УБТ;

слабая затяжка резьбовых соединений.

Все эти факторы можно подразделить по характеру последствий на несколько групп.

Отсутствие УБТ, перекос свинчиваемых соединений, использование искривленных труб и превышение силовых параметров режима бурения приводит к повышенному износу (истиранию) боковой поверхности труб, муфт, замковых и ниппельных соединений в результате чрезмерного прижатия их к стенкам скважины. При этом в случае сложного вращения колонны бурильных труб с наложением вращения оси колонны вокруг оси скважины (такое движение возникает при значительных зазорах и повышенном коэффициенте трения) возникает наиболее опасный односторонний или неравномерный износ. Такой износ происходит значительно интенсивнее в результате концентрации истирающих воздействий. Кроме того, неравномерный износ вызывает перераспределение и концентрацию опасных напряжений в соединительных элементах колонны.

Интенсивность износа в данном случае существенно зависит от абразивности горных пород, слагающих разрез. Поэтому, помимо соблюдения норм технического контроля (выбраковка изогнутых труб, несоосных и непараллельных резьбовых соединений) и технологических регламентаций (использование УБТ, ограничение силовых режимных параметров), интенсивность износа может быть снижена в результате общего облегчения режима работы колонны за счет применения антивибрационных смазок колонны и смазывающих добавок к промывочной жидкости.

Отсутствие резьбовой смазки, слабая затяжка резьбовых соединений, плохая очистка резьбы от шлама ведут к разрушению резьбы прежде всего вследствие перераспределения и чрезмерной концентрации нагрузок на ограниченной поверхности резьбового контакта. Многократное свинчивание и развинчивание замковой резьбы в процессе эксплуатации бурильной колонны при неблагоприятных условиях (загрязнение, недозатягивание и т.д.) ведет к эрозии резьбовой поверхности, образованию микротрещин, задиров, вырывов. Уменьшение высоты резьбы и площади рабочего контакта винтовой пары в этом случае приводит к тому, что износ в ходе эксплуатации идет прогрессирующими темпами и в ко-

нечном счете приводит к «закусыванию» резьбы замка либо к вырыву резьбы и разъединению колонны в процессе работ (обрыву). Большое значение для предотвращения отказов разъемных резьбовых соединений имеет материал, из которого изготавливаются элементы замка и упрочняющая обработка изделий. Хорошо зарекомендовали себя на практике замковые соединения, изготовленные из стали 40ХИ, поверхность которых подвергнута закалке токами высокой частоты. Такие замки в течение первых 5–10 свинчиваний проходят приработку, после чего (если приработка проведена без нарушения режима) их износ сводится к минимуму, не имеющему практического значения.

Соединительные муфты бурильных труб не подвергаются частым свинчиваниям и развинчиваниям, поэтому и причины износа их резьбовых соединений иные. Наибольшее значение имеют слабая затяжка и «загружение» резьбы шламом, приводящие к концентрации разрушающих переменных нагрузок и последующему усталостному разрушению витков резьбы. Характер работы соединительных муфт требует от материала, из которого они изготавливаются, прежде всего повышенной ударной вязкости и износоустойчивости. Такие свойства обеспечивает легированная марганцовистая сталь 36Г26. При этом упрочняющая термообработка муфт не производится, вследствие чего они имеют невысокую твердость поверхности (HRC 18–20).

Наличие каверн в разрезе и повышенное содержание абразивных частиц в промывочной жидкости можно отнести к геолого-техническим, плохо поддающимся регулированию факторам.

Каверны и различного рода резкие искривления, уступы в процессе бурения могут быть устранены – для этого существуют специальные способы, технологические приемы. Но эти работы требуют времени и затрат. Очистка глинистого раствора от абразивных частиц также трудоемка и малоэффективна. Снижение интенсивности износа в данном случае обеспечивается только путем общего снижения интенсивности всех параметров режима бурения: частоты вращения бурового снаряда, осевой нагрузки на забой скважины и расхода промывочной жидкости.

Внезапные отказы бурильной колонны бывают вызваны следующими основными причинами:

отклонения в химическом составе материала и режиме термообработки элементов колонны;

некачественная нарезка резьбы (несоосность сопрягаемых

резьб, уменьшение длины, высоты витков, чистоты поверхности);

повышенная кривизна труб и перекос опорных поверхностей деталей замка.

Отклонения в химическом составе материалов допускаются главным образом при изготовлении малогабаритных элементов колонн бурильных труб (муфт, замков, ниппелей, переводников) в геологоразведочных партиях и экспедициях. В результате не обеспечивается необходимая прочность.

Некачественная нарезка резьбы и применение искривленных труб, деталей, имеющих перекошенные опорные поверхности, вызывающие концентрацию разрушающих напряжений, устраняются путем контроля и выбраковки негодных деталей при сборке колонн бурильных труб. С этой целью применяются специальные калибры и мерный инструмент.

10.3. ПРОЧНОСТНОЙ РАСЧЕТ БУРИЛЬНЫХ КОЛОНН

При бурении геологоразведочных скважин на твердые полезные ископаемые параметры режима бурения устанавливают, исходя из требований максимальной производительности. 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 в этом случае сжата. Однако по мере углубки скважины вес бурильной колонны становится больше необходимой осевой нагрузки на забой и часть этого веса 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, нейтральное 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 опасны статические нагрузки, а в нижней части – 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 запишется следующим образом:

$$[\sigma] \geq \sqrt{\sigma^2 + 4\tau^2}, \qquad (10.16)$$

где $[\sigma]$ – допустимое напряжение растяжения; σ – растягивающее напряжение; τ – касательное напряжение.

Величину допустимого напряжения определяют, исходя из предела текучести материала $\sigma_т$ и выбранного запаса прочности V (запас прочности регламентируется характером возможных последствий при разрушении конструкции):

$$[\sigma] = \sigma_т / V. \qquad (10.17)$$

Растягивающие напряжения в верхней трубе бурильной колонны определяются из выражения

$$\sigma = \frac{\left[(l - l_1)q + l_1 q_1\left(1 - \frac{\rho_ж}{\rho}\right)\right]}{F_1}, \qquad (10.18)$$

где l, l_1 – длина бурильной колонны и УБТ, м; q, q_1 – вес 1 м бурильных труб и 1 м УБТ в воздухе, кН/м; $\rho_ж$ – плотность промывочной жидкости и стали, г/см^3; F_1 – площадь 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 $W_п$:

$$\tau = M_{кр} / W_п. \qquad (10.19)$$

Крутящий момент на рабочем валу вращателя может быть определен из мощности N и частоты вращения снаряда n:

$$M_{кр} = k\frac{N}{n}, \qquad (10.20)$$

где k – коэффициент приведения, $k = 716{,}2$ – при выражении мощности в лошадиных силах, $k = 973$ – при выражении мощности в киловаттах.

Однако расходуемую мощность в данный текущий рабочий момент замерить довольно сложно. Поэтому приходится определять ее расчетным путем по косвенным данным

$$N = N_1 + N_2 + N_3, \qquad (10.21)$$

где N_1, N_2, N_3 – мощность, затрачиваемая соответственно на разрушение породы на забое, на трение бурового снаряда о стенки и забой скважины и на вращение колонны бурильных труб в скважине.

Мощности N_1 и N_2 приближенно определяются из выражения

$$N_1 + N_2 = N_0 F_2, \qquad (10.22)$$

где $N_0 = 73{,}5–185$ Вт/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

$$N_3 = (6{,}2\cdot10^{-7}n^2 + 5{,}2\cdot10^{-5}n)l^{0{,}68}, \qquad (10.23)$$

где l – длина бурильной колонны, м.

При расчете касательных напряжений часто полярный момент сопротивления сечения трубы определяется исходя 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:

$$\tau = \frac{M_{кр}}{2F_3\delta_c}, \qquad (10.24)$$

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

$$\tau = \frac{M_{кр}}{W_{п}\delta_{к} / \delta_{з}}, \qquad (10.25)$$

где $\delta_{к}$ – толщина стенки трубы при равномерном концентрическом износе; $\delta_{з}$ – минимальная толщина стенки при одностороннем износе.

В конечном виде расчетная формула прочностного расчета бурильной колонны на статическую прочность выглядит следующим образом

$$[\sigma] \geq \sqrt{\left\{\frac{(l - l_1)q + l_1 q_1\left(1 - \frac{\rho_{ж}}{\rho}\right)}{F_1}\right\}^2 + 4\left(\frac{kN\delta_{к}}{nW_{п}\delta_{з}}\right)^3}. \qquad (10.26)$$

Зная глубину скважины, предел текучести материала бурильных труб и предполагаемую частоту вращения можно определить предельную мощность, которую может передавать данная колонна бурильных труб

$$N = \frac{nW_{п}\delta_{з}}{1432408_{к}}\sqrt{\left(\frac{\delta_{т}}{V}\right)^2 - \left\{\frac{(l - l_1)q + l_1 q_1\left(1 - \frac{\rho_{ж}}{\rho}\right)}{F_1}\right\}^2} \qquad (10.27)$$

(числовые коэффициенты приведения взяты из условия определения мощности в лошадиных силах).

РАСЧЕТ НА ВЫНОСЛИВОСТЬ

На выносливость по современной методике рассчитывают нижнюю (сжатую) 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

$$V = \frac{(\sigma_{-1})_g - (\psi_{\delta})_g \sigma_{м}}{\sigma_a + (\psi_{\delta})_g \sigma_m}, \qquad (10.28)$$

где $(\sigma_{-1})_g$ – предел выносливости элемента колонны при симметричном цикле; $(\psi_{\delta})_g$ – коэффициент, получаемый из диаграммы усталости (для резьбовых соединений бурильных труб 0,02–0,05); $\sigma_{м}$ – постоянное осевое напряжение в рассматриваемом элементе; $\sigma_{а}$ – переменная составляющая напряжения изгиба; $\sigma_{т}$ – постоянная составляющая напряжения изгиба.

При вращении бурильной колонны вокруг оси скважины (режим одностороннего износа)

$$(\sigma_{-1})_g = \frac{M_{пред} D_{в}}{2J}; \ \sigma_m = \frac{M_{а} D_{в}}{2J}; \ \sigma_{а} = \frac{\sigma_m}{2}, \qquad (10.29)$$

где $M_{пред}$ – предельный знакопеременный изгибающий момент, выдерживаемый элементом бурильной колонны в заданном числе циклов (паспортная величина, определяется экспериментально); J – полярный момент инерции сечения трубы, $D_{в}$ – диаметр сечения резьбового соединения по первому витку резьбы.

Тогда коэффициент запаса прочности определится

$$V = \frac{\frac{M_{пред} D_{в}}{2J} - (\psi_{\delta})_g \sigma_{м}}{\frac{M_{а} D_{в}}{4J} + (\psi_{\delta})_g \frac{M_{а} D_{в}}{2J}}, \qquad (10.30)$$

где $M_{а}$ – изгибающий момент,

$$M_{а} = P\frac{D}{2}\sin\alpha; \qquad (10.31)$$

P – осевое сжатие колонны; D – диаметр скважины; α – угол подъема винтовой линии колонны, работающий в режиме пружины, вписанной в скважину.

При вращении резьбы вокруг собственной оси (концентрический равномерный износ)

$$\sigma_{а} = \frac{M_{а} D_{в}}{2J}, \ а \sigma_{т} = 0.$$

Тогда формула для расчета коэффициента запаса прочности при усталостном разрушении примет вид

$$V = \frac{\frac{M_{пред} D_{в}}{2J} - (\psi_{\delta})_g \sigma_{м}}{\frac{M_{а} D_{в}}{2J}}.$$

Предельные изгибающие моменты $M_{пред}$ – изгибающие моменты, выдерживаемые резьбовым соединением без раз-

рушения при 10^7 циклах знакопеременных воздействий – определены экспериментальным путем и составляют для трубной и замковой резьбы колонны диаметром 50 мм соответственно 7,0 и 15,0 кН·м.

Трубы диаметрами 42,5 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 диаметрами 42; 50 и 63 мм соотносятся как 1,1:1,0:0,85. Аналогичное соотношение имеют предельные амплитуды переменных напряжений, действующих в замковой резьбе УБТ 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 $D_{скв}$ и диаметров наибольших соединительных элементов (замков, муфт) D.

Предельные частоту вращения снаряда n и осевую нагрузку P рассчитывают по формулам

$$n = \frac{19\sqrt{C_2}}{G\left(K_p D_{скв} - D\right)}$$

и (10.32)

$$P = \frac{M_{пред}}{K_p D_{скв} - D},$$

где K_p – 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; G, C_2 – коэффициенты (табл. 10.2).

Таблица 10.2

Коэффициенты G и C_2 к расчету предельных значений параметров режима бурения

Коэффициенты	Соединение трубы с замком диаметром, мм			Тип замковой резьбы			Соединения УБТ	
	42	50	63,5	З-42	З-50	З-63,5	УБТ-73	УБТ-89
G	7,1	9,3	63,5	3,6	4,3	5,8	6,9	7,9
C_2	36,2	50,0	83,8	36,2	50,0	83,8	109,3	168,6

Указанные расчетные формулы позволяют вычислить предельные значения осевой нагрузки и частоты вращения бурового снаряда, при которых запас прочности по переменным напряжениям не менее 1,6.

Если реальные параметры превышают вычисленные значения, то запас прочности уменьшается и соответственно уменьшается вероятность безотказной работы колонны (см. рис. 10.8).

10.4. ОБЛАСТИ ПРИМЕНЕНИЯ БУРИЛЬНЫХ КОЛОНН РАЗЛИЧНОГО ТИПА

Определение области применения бурильных колонн различного типа – одна из наиболее сложных проблем технологии бурения. Ошибки при выборе типа бурильной колонны приводят к снижению эффективности технологического процесса, возникновению и развитию разного рода аномальных явлений (вибраций, эрозии ствола и бурового снаряда), обрывам снаряда, а часто и к тяжелым авариям.

Сложность правильного выбора области применения бурильной колонны, во-первых, обусловлена многокритериальностью условий собственно рациональной обработки колонны – обеспечение безотказности и ремонтопригодности, предотвращение износовых и внезапных отказов в разных условиях, при различных технологиях и технических средствах имеет свои особенности. Кроме того, колонна должна обеспечивать, помимо передачи механической энергии на забой скважины, и передачу на забой потока очистного агента. В ряде случаев бурильная колонна выполняет роль силовой напорной магистрали призабойных гидравлических машин и роль керношламопровода. Оптимально совместить большое разнообразие требований, часто взаимоисключающих друг друга, в различных условиях практически невозможно. Поэтому целесообразно фиксировать условия, в которых колонна данного типа применяться не может.

Большой комплекс экспериментальных лабораторных и производственных исследований, выполненных Всесоюзным научно-исследовательским институтом методики и техники разведки (ВИТР) позволил выявить предельные условия применимости бурильных колонн основных типов по комплексу параметров прочностных и эксплуатационных характеристик.

Результаты исследований ВИТРа представлены блоком графиков-номограмм (см. рис. 10.4), кривые зависимостей которых ограничивают область применимости бурильной колонны определенного типа. Принцип построения графиков-номограмм следующий. В качестве базовых параметров условий выбраны два: частота вращения снаряда и глубина скважины. Выбор этих параметров обусловлен их прямо противоположным влиянием на возможность применения бурильных колонн: на малой глубине бурильная колонна обеспечивает необходимые прочностные и эксплуатационные параметры при более высокой частоте вращения и, наоборот, – на большой глубине прочностные и эксплуатационные предельные параметры выдерживаются при малой частоте вращения снаряда.

На каждой номограмме представлена серия кривых, выражающих предельные значения следующих параметров: П – прочности резьбовых соединений; Г – гидравлических сопротивлений в системе колонна–скважина, К – крутящего момента, М – мощности привода буровых станков.

Область, расположенная выше каждого из графиков, указывает на недопустимость эксплуатации колонны данного типа по данным (соответствующему кривой) параметру.

Заштрихованная область – область абсолютной применимости колонны данного типа – на данных глубинах в данных пределах изменения частот вращения колонна обеспечивает все прочностные и эксплуатационные требования.

10.5. ОБСАДНЫЕ ТРУБЫ

В соответствии с ГОСТ 6238–77 изготавливаются два типа колонковых и обсадных труб геологоразведочного сортамента: 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. 10.9).

УСЛОВИЯ РАБОТЫ ОБСАДНЫХ КОЛОНН

В процессе спуска в ствол скважины, цементирования и прочих работ в скважине (бурение нижерасположенного интервала, вызов притока, добыча нефти или газа и т.д.) обсадная колонна испытывает различные по величине и характеру нагрузки. Среди них можно выделить следующие:

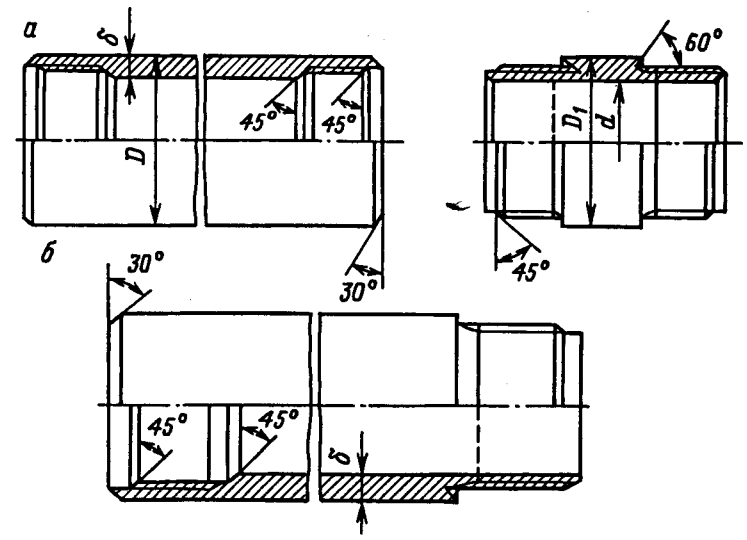


Рис. 10.9. Обсадные трубы геологоразведочного сортамента:
а – с ниппельным соединением; *б* – с соединением труба в трубу

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 сложного напряженного состояния в материале обсадных труб. Если результирующее напряжение превосходит предел пластичности, то в трубе появляются необратимые деформации, которые в итоге приводят к разрушению обсадной колонны.

Рассмотрим каждую из указанных нагрузок отдельно.

Нагрузка растяжения возникает под воздействием собст-

венного веса обсадной колонны, возрастает по мере увеличения глубины спуска колонны и достигает максимального значения в верхнем сечении, когда вся обсадная колонна спущена в ствол скважины. В качестве расчетной нагрузки для любого сечения рассматривается вес труб, расположенных ниже этого сечения. Разгрузка колонны от действия вталкивающих сил не учитывается.

Внешнее давление. Источником внешнего давления на обсадную колонну могут быть гидростатическое давление промывочной жидкости, которая остается в затрубном пространстве в незацементированной части; гидростатическое давление столба цементного раствора, прокачанного за колонну, до его полного схватывания; давление пластовых жидкостей (пластовое давление) в интервалах проницаемых пород; боковое давление горных пород, склонных к пластическому течению и вспучиванию.

В незацементированной части обсадной колонны за внешнее (наружное) $p_н$ принимается статическое давление столба промывочной жидкости, остающейся над цементом в затрубном пространстве:

$$p_к = \rho_ж g z, \tag{10.33}$$

где $\rho_ж$ – плотность промывочной жидкости, кг/м^3; z – координата рассматриваемого сечения от поверхности, м.

К определению внешнего давления на обсадную колонну в зацементированной части существуют различные подходы. Одни специалисты (Е.М. Соловьев) предлагают его рассчитывать по статическому давлению воды, на которой приготовлялся цементный раствор. По действующей инструкции внешнее давление на обсадную колонну вычисляют по суммарному статическому давлению столба промывочной жидкости над цементом и давлению столба самого цементного раствора:

$$p_н = [\rho_ж h + \rho_{ц.р}(z - h)]g, \tag{10.34}$$

где h – высота столба промывочной жидкости над цементным раствором в затрубном пространстве, м; $\rho_{ц.р}$ – плотность цементного раствора, кг/м^3.

Снижение внешнего давления на колонну после отвердения цементного раствора рекомендуется учитывать введением коэффициента разгрузки k:

$$p_н = [\rho_ж h + \rho_{ц.р}(z - h)]g(1 - k). \tag{10.35}$$

На зацементированном участке против зоны проницаемых

пород за внешнее давление принимается пластовое, если оно превышает рассчитанное значение по приведенной выше формуле:

$$p_н = p_{пл} = k_а \rho_в g z. \tag{10.36}$$

Так как в процессе бурения пластовое давление уравновешивается с некоторым избытком гидростатическим, вначале пластовое давление можно определить по гидростатическому давлению промывочной жидкости.

В интервале залегания пластичных, склонных к течению горных пород за внешнее давление принимается полное горное давление:

$$p_н = \rho_{г.п} g z, \tag{10.37}$$

где $\rho_{г.п}$ – средняя плотность горных пород.

Так как внутри обсадной колонны на разных этапах работ существует различное давление, то действующее внешнее избыточное давление будет определяться как разность между наружным и внутренним давлениями:

$$p_{н.изб} = p_н - p_в, \tag{10.38}$$

где $p_в$ – внутреннее давление.

За расчетное следует принимать внешнее избыточное давление при наиболее неблагоприятном сочетании наружного и внутреннего давлений.

Действующей инструкцией определяется порядок расчета минимального внутреннего давления. В эксплуатационных газовых скважинах при определении внешнего избыточного давления внутреннее давление подсчитывают по наименьшему устьевому и забойному давлениям на поздней стадии разработки месторождения. В нефтяных скважинах внутреннее давление вычисляют с учетом снижения уровня жидкости в стволе на последней стадии эксплуатации.

Внутреннее давление. Высокое внутреннее давление возникает в обсадной колонне при нагнетании цементного раствора под давлением в скважину (продавка цементного раствора в затрубное пространство, гидроразрыв пластов и т.д.) и притоке пластового флюида из горизонтов с аномально высоким пластовым давлением (АВПД). Оно особенно опасно в газовых скважинах при эксплуатации месторождений с высоким пластовым давлением. С точки зрения действия избыточного внутреннего давления наиболее нагруженным оказывается верхнее (устьевое) сечение обсадной колонны. Внутреннее давление достигает максимального значения в период ввода скважины в действие.

Для этого этапа внутреннее давление вычисляют по следующим формулам:

в нефтяной скважине

$$p_{вz} = p_{пл} - \rho_к g(H - z); \quad (10.39)$$

в газовой скважине

$$p_{вz} = p_{пл} e^{-s}, \quad (10.40)$$

$$s = \frac{0{,}03415\overline{\rho}(H - z)}{mT_{ср}}, \quad (10.41)$$

где $\rho_к$ – плотность жидкости в колонне; $\overline{\rho}$ – относительная плотность газа по воздуху; H – расстояние от поверхности до середины газовой залежи, м; m – коэффициент сверхсжимаемости газа; $T_{ср}$ – средняя абсолютная температура по стволу скважины, К.

Внутреннее давление в газовой скважине принимается постоянным по стволу и равным пластовому, если оно не превышает 10 МПа при глубине любой скважины не свыше 1000 м или если при любой глубине скважины оно не свыше 4 МПа.

При испытании обсадных колонн на устье в колонне создается давление, на 10 % превышающее его максимальное ожидаемое значение. В этом случае распределение внутреннего давления определяется из выражения

$$p'_{вz} 1{,}1p_у + \rho_{оп} sz, \quad (10.42)$$

где $\rho_{оп}$ – плотность жидкости, используемой при опрессовке колонны.

За расчетное избыточное внутреннее давление принимается разность

$$p_{в.избz} = p'_{вz} - p_{н.z}. \quad (10.43)$$

Для облегчения расчетов распределение избыточных наружного и внутреннего давлений изображается графически на эпюрах давлений.

ХАРАКТЕРИСТИКИ ОБСАДНЫХ ТРУБ

Обсадную колонну составляют из обсадных труб, изготовляемых в широком ассортименте в соответствии с ГОСТ 632–80. Он определяет номинальные размеры (наружный диаметр) обсадных труб, их ассортимент по толщинам стенок, механические характеристики сталей для изготовления труб, допуски в отклонении размеров от номинальных, конструкции резьбовых соединений и маркировку труб. В нашей стране по ГОСТ 632–80 выпускаются бесшовные цельнокатаные обсадные трубы. Их номинальным размером является наружный диаметр; ГОСТом предусмотрено 18 типоразмеров от 114 до 508 мм.

Трубы каждого типоразмера изготовляют с несколькими толщинами стенок. Например, трубы диаметром 146 мм могут иметь толщину от 6,5 до 10,7 мм (6,5; 7; 7,7; 8,5; 9,5 и 10,7 мм). При этом наружный диаметр обсадных труб остается постоянным и варьирование толщиной стенки трубы достигается изменением ее внутреннего диаметра.

Для изготовления труб используют углеродистые и легированные стали с различными механическими характеристиками (табл. 10.3).

Таблица 10.3

Механические характеристики сталей для изготовления обсадных труб

Характеристика	Группа прочности						
	С	Д	К	Е	Л	М	Р
Временное сопротивление на растяжение, МПа	540	635	685	735	785	880	1080
Предел текучести, МПа	310	370	490	540	635	735	930
Относительное удлинение образца, %, при:							
$f = 5d$*	18	16	12	12	12	12	12
$f = 10d$	14	12	10	10	10	10	10

*f, d – длина и диаметр образца.

Обсадные трубы обычно соединяются между собой с помощью муфт на резьбе. На каждом конце обсадной трубы в соответствии с ГОСТ 632–80 нарезают конусную треугольную резьбу с углом при вершине 60° или трапецеидальную резьбу конусностью 1:16.

По длине резьбы различают с нормальной и удлиненной резьбой. С удлиненной резьбой выпускают трубы номинального диаметра от 114 до 145 мм. Соединение с удлиненной резьбой обладает более высокой прочностью по сравнению с нормальной. Муфты изготовляют из стали той же группы прочности, что и трубы; для труб диаметром свыше 245 мм они могут изготовляться из стали ближайшей группы с пониженными механическими свойствами.

Нарезка треугольной резьбы на концах трубы приводит к ее ослаблению. Снижение прочности трубы на растяжение составляет 30–45 % ее прочности на участке без резьбы. Кроме того, по виткам резьбового соединения образуется непрерывный канал, который оказывает влияние на герметичность резьбового соединения.

Для повышения прочности резьбового соединения разработана и применяется конусная трапецеидальная резьба. Ее используют в муфтовых трубах, выпускаемых под шифром ОТТМ1, ОТТГ1 и в безмуфтовых трубах типа ТБО-4 и ТБО-5. Различие в конструкции соединений труб ОТТМ1 и ОТТГ1 состоит в том, что концы труб второго типа имеют уплотнительный поясок, который входит в плотный контакт с внутренней поверхностью муфты и тем самым обеспечивает повышение герметичности. Трапецеидальная резьба позволила повысить прочность соединения на 25–50 % по сравнению с соединениями с треугольной резьбой.

Безмуфтовые трубы ТБО-4, ТБО-5 отличаются тем, что соединяются непосредственно свинчиванием трубы с трубой, а концы труб в месте нарезки резьбы высаживаются: у труб типа ТБО-4 – оба конца, у труб типа ТБО-5 – только один конец, предназначенный для внутренней резьбы. Резьбовое соединение у труб ТБО имеет торцовые контактные поверхности, которые служат для обеспечения герметичности обсадной колонны.

Выпускаются также безмуфтовые трубы ОГ-1м размером от 114 до 273 мм, у которых трапецеидальная резьба нарезается на концах без высадки. Торцы труб в резьбовом соединении имеют упорные поверхности. Прочность на растяжение труб типа ОГ-1м в месте соединения составляет всего 50 % прочности в гладком теле. В связи с этим их можно использовать для комплектования потайных колонн или устанавливать в нижней части обсадной колонны.

В практике структурно-поискового бурения используют также ниппельные обсадные трубы геологоразведочного сортамента диаметрами 73, 89, 108, 127 и 146 мм, а также насосно-компрессорные трубы диаметрами 89, 102 и 114 мм (ГОСТ 633–80).

Непрерывный рост глубин скважин ужесточает условия эксплуатации обсадных колонн. В глубоких скважинах они оказываются под действием значительных гидравлических давлений и высоких температур окружающей среды. В связи с этим возрастают требования к обсадным колоннам с точки зрения их прочности и герметичности. Эти требования определяют две основные задачи в усовершенствовании обсадных колонн: повышение прочности резьбовых соединений и герметичности соединений обсадных труб.

Механическая прочность обсадных труб по телу и в резьбовом соединении характеризуется страгивающей нагрузкой, критическим давлением смятия и критическим сопротивлением трубы внутреннему давлению.

Страгивающая нагрузка. Под страгивающей нагрузкой понимается такая осевая нагрузка растяжения, при которой напряжения в теле трубы по первому витку резьбы, находящейся в зацеплении с муфтой, достигают предела текучести.

Повышение страгивающей нагрузки вызывает появление необратимой деформации, которая приводит к тому, что первый виток резьбы трубы выходит из зацепления с муфтой. При этом нагрузка растяжения перераспределяется на сечение против следующего витка резьбы, находящегося в сцеплении с муфтой, где толщина стенки трубы еще меньше, напряжения растяжения растут. В конечном счете происходит полное расстройство резьбового соединения – труба вырывается из муфты.

Страгивающую нагрузку для труб с треугольной резьбой рассчитывают по формуле Яковлева–Шумилова

$$Q_{\text{стр}} = \frac{\pi D b \sigma_{\text{т}}}{1 + \eta \dfrac{D}{2l} \operatorname{ctg}(\alpha + \varphi)}, \qquad (10.44)$$

где D – средний диаметр резьбы в плоскости первого полного витка; b – толщина стенки трубы по впадине первой полной нитки резьбы; $\sigma_{\text{т}}$ – предел текучести материала трубы; η – коэффициент разгрузки;

$$\eta = b/(b + \delta);$$

l – длина резьбовой части трубы по полным виткам; α – угол наклона опорной плоскости витка к оси трубы, $\alpha = 60°$, φ – угол трения; δ – толщина трубы.

Страгивающую нагрузку для труб с трапецеидальной резьбой оценивают по усилию растяжения, при котором в наиболее нагруженном сечении трубы напряжения достигают предела прочности. Она может быть определена по формуле

$$Q_{\text{стр}} = \pi(d + \delta_1)\delta_1 \sigma_{\text{т}}, \qquad (10.45)$$

где d – внутренний диаметр трубы против участка нарезки резьбы; δ_1 – толщина стенки трубы в опасном сечении; $\sigma_{\text{т}}$ – временное сопротивление материала трубы на растяжение.

Имеются формулы для вычисления осевой нагрузки, предельной с точки зрения полного расстройства резьбового соединения. Она определяется с учетом натяга в резьбе.

Критическое давление. Под критическим давлением понимается такое внешнее всестороннее избыточное давление на трубу, которое в наиболее опасной точке ее сечения вызывает появление напряжения, равного пределу текучести материала трубы. Превышение критического давления вызывает появление необратимых деформаций. С дальнейшим увеличением давления зона пластических деформаций развивается и труба утрачивает свою первоначальную форму – происходит ее смятие.

Критическое давление рассчитывается по формуле, выведенной Г.М. Саркисовым:

$$p_{кр} = 1{,}1k_{min}\left\{\sigma_т + Ek_0^2k_A\left(1+\frac{3e}{2k_A^3k_{min}}\right) - \right.$$

$$\left. - \sqrt{\left[\sigma_т + Ek_0^2k_A\left(1+\frac{3e}{2k_A^3k_{min}}\right)\right]^2 - 4Ek_0^2k_A\sigma_т}\right\}, \qquad (10.46)$$

$k_{min} = \delta_{min}/d_н$; $k_0 = \delta_0/d_н$;

$k_д = \delta_0/\delta_{min}$,

где e – овальность трубы; $\sigma_т$ – предел текучести материала трубы; δ_{min} – минимальная толщина стенки в пределах допуска; δ_0 – средняя толщина стенки трубы; $d_н$ – номинальный диаметр трубы.

Иногда в справочной литературе вместо критического приводится сминающее давление. Достаточно четкого определения сминающего давления нет. Под сминающим давлением можно понимать такое внешнее всестороннее избыточное давление, при котором развитие необратимых деформаций в теле трубы проявляется в изменении ее наружной формы (начало смятия).

Для вычисления сминающего давления в предыдущую формулу Г.М. Саркисовым внесены некоторые изменения.

Критическое сопротивление трубы внутреннему давлению. Под этим сопротивлением понимается такое внутреннее избыточное давление, при котором напряжение в теле трубы достигает предела текучести. Под воздействием внутреннего давления, превышающего критическое значение, развивается деформация в теле трубы, которая завершается разрывом труб.

Критическое давление рассчитывается по формуле

$$p_{кр} = \left(d_н^2 - d^2\right)\sigma_т / 2d_н^2.$$

Если толщина стенки трубы мала по сравнению с ее диаметром, формула приводится к виду

$$p_{кр} = 2\delta\sigma_т/d_н.$$

Данная формула известна как формула Барлоу.

11 БУРОВЫЕ УСТАНОВКИ И ОБОРУДОВАНИЕ ДЛЯ ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНОГО БУРЕНИЯ

11.1. 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, аппаратов, устройств и вспомогательного оборудования, необходимого для решения определенного класса технологических задач.

Буровые технологические комплексы разнообразны вследствие 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 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.

Вместе с тем в разнообразии задач и условий производства работ имеются некоторые четкие закономерности или элементы определенного порядка. Геологические объекты определенного класса (например, инженерно-геологические тела, основания плотин и сооружений или залежи твердого минерального вещества или коллекторы подземных вод и т.д.), разведуемые по определенной методике и предъявляющие определенные требования к технологическим результатам буровых работ, как правило, имеют и вполне определенные геолого-технические условия (располагаются в определенных комплексах пород, на определенной глубине, имеют сходные наборы осложняющих геолого-технических факторов).

Практический опыт бурения и специальные исследования, в течение многих лет проводившиеся научно-исследовательскими геологоразведочными организациями, позволили выделить основные классы технологических буровых комплексов по их целевому назначению:

для геологической съемки, картирования и поисков полезных ископаемых;

для разведки твердых полезных ископаемых;

для бурения взрывных сейсмических скважин;

для проходки инженерно-геологических, гидрогеологических и структурно-поисковых скважин.

Целевое назначение буровых установок применительно к определенным классам объектов геологоразведочных работ – не единственный классификационный принцип бурового оборудования. В зависимости от способа воздействия на забой скважины породоразрушающего инструмента выделяются установки и оборудования для вращательного, ударного и ударно-вращательного бурения. По транспортабельности буровые станки и установки подразделяются на разборные (переносные), передвижные и самоходные.

Подразделение бурового оборудования по способам воздействия на забой и по транспортабельности является общим, универсальным (применимо к любым классам целевых технологических комплексов), поскольку регламентирует общие вопросы технико-организационного обеспечения буровых работ: привод и энергоснабжение механизмов и машин, спосо-

бы ведения монтажно-демонтажных работ, обеспечение аварийным, вспомогательным и технологическим инструментом общего назначения.

Существует также подразделение основных элементов буровых технологических комплексов – станков, насосов, вышек – и комплексов спускоподъемных операций, других элементов по принципам их конструктивного исполнения, техническому решению их основных узлов. Такие классификации имеют самостоятельное значение в технологическом анализе (при оценке возможности эффективного применения того или иного оборудования для решения определенных задач в определенных условиях), так как фиксируют пределы функциональных возможностей бурового оборудования с различными техническими решениями основных узлов.

ЭЛЕМЕНТЫ БУРОВЫХ УСТАНОВОК

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 ее 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.

Основные узлы буровых установок для вращательного бурения скважин на твердые полезные ископаемые следующие: буровой агрегат, вышка с талевой оснасткой и буровое здание (тепляк) с транспортной базой. Общая схема такой установки представлена на рис. 11.1.

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 присоединенным к нему механизмом подачи, сообщающим

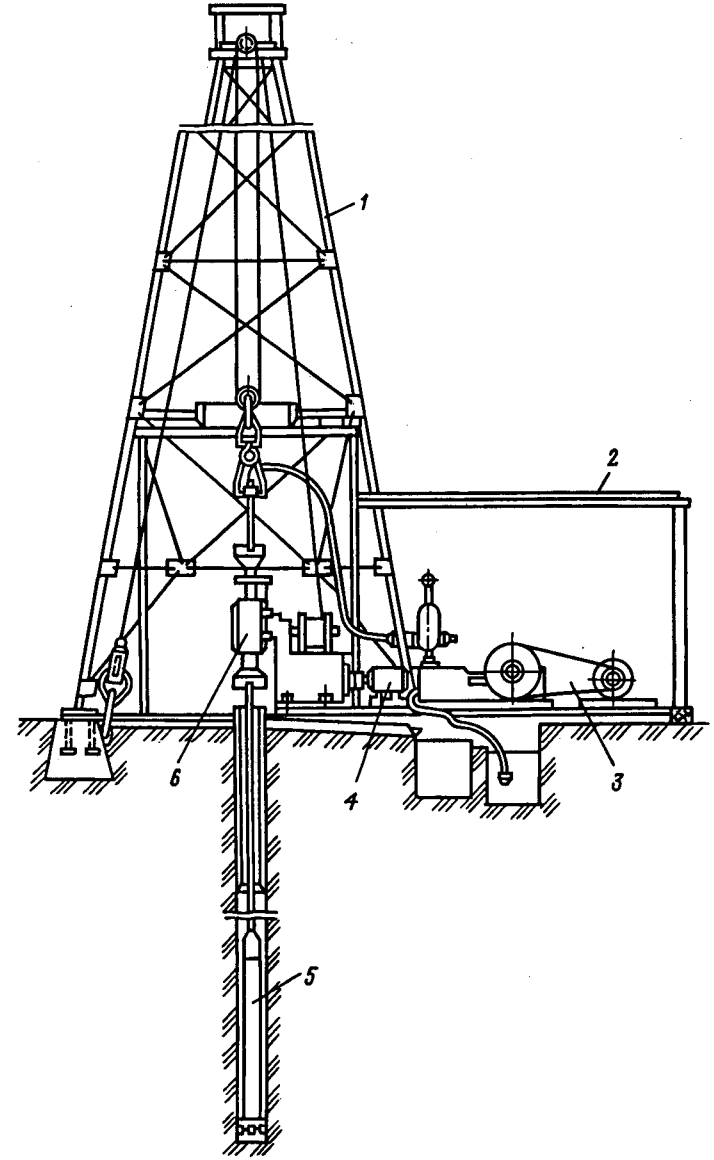


Рис. 11.1. Схема буровой установки:
1 – вышка; *2* – буровое здание; *3* – насос; *4* – электродвигатель; *5* – бурильный снаряд; *6* – буровой станок

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 различного скважинного технологического оборудования).

Насос служит для подачи в скважину очистного агента с целью 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- и грузоподъемных операций.

Буровое здание служит для размещения бурового оборудования, защиты его и персонала, обслуживающего буровую установку, от атмосферных воздействий.

В буровом здании размещаются также вспомогательное оборудование и средства малой механизации (труборазвороты, обогреватели, электрические щиты и пульты 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. 11.1.

Основу технологических комплексов данного класса составляют установки типа УКБ.

Наибольшее распространение среди них имеют передвижные установки УКБ-4П, УКБ-5П и УКБ-7П (соответственно четвертого, пятого и седьмого классов), а также самоходная буровая установка УКБ-200/300 (УКБ-3С) третьего класса и стационарная буровая установка УКБ-8 восьмого класса.

Таблица 11.1

Параметрический ряд бурового оборудования для бурения скважин на твердые полезные ископаемые

Параметры	Класс станков							
	1	2	3	4	5	6	7	8
Номинальная глубина бурения, м:								
алмазного	25	100	300	500	800	1200	2000	3000
твердосплавного	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 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

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, обеспечивающий все виды работ по проходке скважин.

Перевозка установки УКБ-4П единым блоком обеспечивается 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.

Наиболее мощная установка восьмого класса УКБ-8 включает следующие отдельные технологические блоки: блок лебедки, блок ротора, блок регулятора подачи, блок буровой насосной установки, гидросистемы, электрического и гидравлического пультов управления. Отличительная особенность 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, питающимся от промышленной сети.

Привод ротора от электродвигателя постоянного тока обеспечивает плавное изменение частоты вращения бурового снаряда от 0 до 1200 об/мин независимо от величины крутящего момента на рабочем валу, что имеет очень важное значение для оптимального ведения технологического процесса. Привод лебедки, напротив, имеет мягкую характеристику, при которой скорость спуска и подъема снаряда автоматически уменьшается при нагрузке на снаряд (прихвате, затяжке и т.д.). Примерная схема расположения оборудования установки УКБ-8 представлена на рис. 11.2.

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».

Аппаратура «Курс-411» обеспечивает регистрацию нагрузки на породоразрушающий инструмент или на крюке на суточной диаграмме и отмечает моменты перехвата бурового сна-

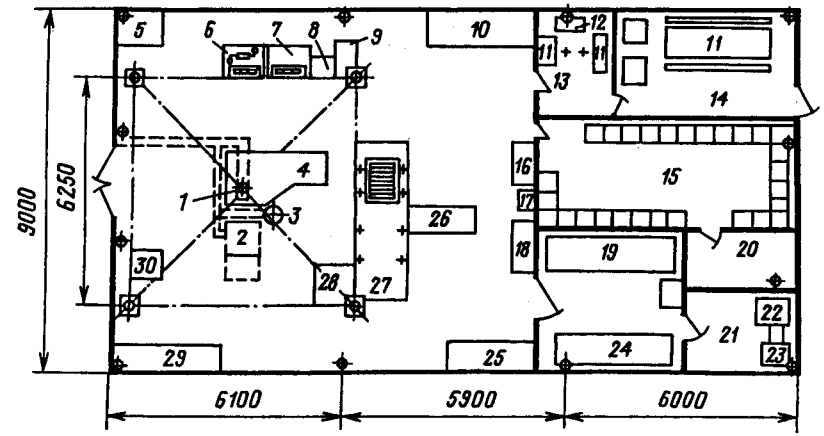


Рис. 11.2. Схема расположения оборудования буровой установки УКБ-8:
1 – устье скважины; *2* – подсвечник; *3* – шурф; *4* – блок ротора; *5* – маслостанция; *6, 7* – пульты управления гидравлический и электрический; *8* – «Курс-713»; *9* – тиристорный шкаф; *10* – ЭМУ-50; *11* – стол; *12* – регистратор; *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

ряда, а также обеспечивает световую и звуковую сигнализацию при уменьшении расхода промывочной жидкости ниже допустимого предела. Аппаратура «Курс-613» и «Курс-713», кроме того, обеспечивает световую и звуковую сигнализацию предельно допустимых значений усилия на крюке и крутящего момента на вращателе. К этой аппаратуре можно также подключать универсальный регистратор «Румб-1», предназначенный для синхронной записи на одной диаграмме шести параметров режима бурения в функции времени.

Принцип действия регистратора «Румб-1» основан на преобразовании измеряемых параметров процесса бурения, поступающих от аппаратуры «Курс» или от преобразователей станков ЗИФ-120МР, в электрические напряжения, подаваемые затем соответственно на входы каждого канала регистратора. Измерительная схема каждого канала – компенсационная на переменном токе. Электрический сигнал от преобразователя, поданный на вход канала, сравнивается с сигналом компенсатора.

Установки для бурения на твердые полезные ископаемые представляет собой наиболее полные и универсальные техно-

логические 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. Такие установки не оснащаются насосами, компрессорами, средствами малой механизации, буровыми зданиями и сложными системами таловой оснастки.

Примером установки данного типа может служить мотобур М1, предназначенный для бурения скважин шнековым инструментом в породах I–III категорий по буримости с отбором проб с колонковыми шнеками, а также для бурения шпуров витыми штангами в породах до V категорий по буримости включительно и в мерзлых грунтах. Мотобур может транспортироваться в заплечном рюкзаке. Обслуживают его два человека.

Мотобур М1 позволяет бурить скважины глубиной до 10 м шнеками диаметром 65 мм и шпуры глубиной 2 м витыми штангами диаметром 43 мм.

Основные узлы мотобура следующие: двигатель внутреннего сгорания бензиновый «Дружба-4» с центробежной муфтой сцепления, который присоединяется к двухскоростной коробке передач в силуминовом корпусе, объединенной с вращателем, две рукоятки с амортизаторами и бензобак.

Колонковый мотобур М10 представляет собой модификацию, позволяющую бурить скважины колонковым способом твердосплавными коронками диаметром 46 и 59 мм. Мотобур устанавливается на опорной балке, прикрепляемой к грунту, имеет цепной механизм подачи инструмента.

Легкая передвижная установка УКБ-12/25 имеет аналогичные мотобуру М10 технические характеристики, но большую глубину бурения скважин (до 15 м шнеками, до 12,5 м твердосплавными коронками диаметром 76 мм и до 25 мм алмазными коронками диаметром 46 мм) благодаря использованию промывочного насоса НБ 1-25/16 с индивидуальным бензиновым двигателем. Установка 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-10ГТ монтируется на гусеничном тягачевездеходе 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 снабжен гидроприводом. Подвижный вращатель с закрепленными на нем элеватором обеспечивает выполнение спускоподъемных 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 ствола 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 опытные гидрогеологические откачки.

Установки УКС-22 М и УКС-30 М – легкие передвижные установки ударно-канатного бурения, позволяющие бурить скважины глубиной соответственно 300 и 500 м с начальными диаметрами 600 и 900 мм.

Установки смонтированы на сварной металлической раме, закрепленной на двух осях с пневматическими скатами. Основные элементы установок следующие: приводной электродвигатель, главный вал, инструментальный барабан, ударный механизм, желоночный и талевый барабаны, станина, мачта и блок управления. Главный вал снабжен клиноременным приводом от электродвигателя. Все барабаны, связанные с общим валом зубчатыми или цепными передачами, включаются с помощью фрикционных муфт.

Ударный механизм станка включает ударный вал с двумя

симметрично расположенными кривошипами, два шатуна, связывающих кривошипы с оттяжкой и качающимися рамами. Подобная система ударного механизма обеспечивает силу удара, близкую к энергии свободного падения бурового снаряда.

Телескопическая мачта шестового типа при транспортировке укладывается на станок, а при работе крепится на станке жесткими растяжками. К мачте крепится поворотная кран-балка, обеспечивающая выполнение вспомогательных грузоподъемных операций.

Самоходные буровые установки для бурения гидрогеологических скважин (УРБ-2,5А2, УРБ-УАМ, 1БА-15В 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.

Все буровые установки для проходки гидрогеологических скважин объединены в параметрический ряд, основные характеристики которого приведены в табл. 11.2.

Установки для бурения взрывных сейсмических скважин монтируются на самоходной транспортной базе: установки УШ-1Т и УШ-2Т – на базе гусеничных тракторов, УРБ-2А2 – на базе автомобиля ЗИЛ-131. Это обусловлено требованиями методики сейсморазведки, предполагающей бурение неглубоких взрывных скважин сравнительно большого диаметра по густой сетке.

В этом случае собственно процесс бурения каждой скважины занимает немного времени, но производственный процесс сопровождается большим количеством перемещений установки. Даже самоходные установки с гидрофицированными мачтами в этом случае оказываются не эффективными, так как требуют определенного времени на подготовку к работе на новой точке.

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.

Установки 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.

Таблица 11.2

Параметрический ряд буровых установок для бурения гидрогеологических скважин (основные характеристики)

Параметры	Класс установок																							
	1			2			3			4			5			6		
Грузоподъемность, кН: номинальная	25			40			63			125			200			320		
максимальная	40			63			100			200			320			500		
Основной способ бурения	ВПП	ВС	УК	ВПП	ВОП	ВС	УК	ВПП	ВОП	УК	ВПП	ВОП	УК	ВПП	ВОП	УК	ВПП	ВОП
Глубина бурения, м	60	50	50	100	100	50	100	200	150	200	300	300	300	500	450	600	600	600
Диаметр скважины, мм: начальный	–	–	–	–	600	–	–	–	1000	–	–	1200	–	–	1300	–	–	1400
конечный	194	194	354	194	–	194	345	194	–	345	194	–	345	194	–	194	194	–
Частота вращения, об/мин: минимальная	60	40	–	60	20	40	–	60	20	–	60	20	–	60	20	60	60	20
максимальная	180	200	–	180	60	100	–	180	50	–	160	50	–	200	50	200	200	40
Максимальный крутящий момент вращателя, Н·м	3000	4000	–	4000	5000	8500	–	6000	7500	–	9000	15000	–	12000	17500	12000	12000	22500
Частота ударов снаряда в 1 мин: минимальная	–	–	30	–	–	–	40	–	–	40	–	–	20	–	–	–	–	–
максимальная	–	–	50	–	–	–	50	–	–	50	–	–	50	–	–	–	–	–

Примечание. ВПП – бурение с прямой промывкой; ВС – бурение без промывки шнеками, ложковыми и спиральными бурами; УК – ударно-канатное бурение; ВОП – бурение с обратной промывкой.

Подвижный вращатель с элеватором позволяет выполнять спускоподъемные операции.

Каждая буровая установка представляет собой единую техническую систему, обеспечивающую оптимальное сочетание различных технических решений основных ее элементов в соответствии с задачами, для решения которых эта установка предназначена.

Отдельные ее элементы (станки, насосы, спускоподъемное оборудование), в свою очередь, представляют собой сложные технические системы, устройство и функционирование которых подчиняется особым принципам.

11.2. БУРОВЫЕ СТАНКИ МЕХАНИЧЕСКОГО ВРАЩАТЕЛЬНОГО БУРЕНИЯ

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; лебедки, посредством которой осуществляются спускоподъемные 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, спускоподъемные операции) по своему содержанию существенно отличаются друг от друга.

На рис. 11.3 представлена функциональная блок-схема бурового станка, позволяющая раскрыть назначение и взаимосвязь его отдельных функциональных блоков. Рассмотрим подробнее эту схему.

Двигатель – это обычно электрическая или тепловая машина, реже гидравлическая машина, преобразующая физическую энергию (электрическую, тепловую энергию сгорания топлива) в механическую вращательную, снимаемую с рабочего вала двигателя.

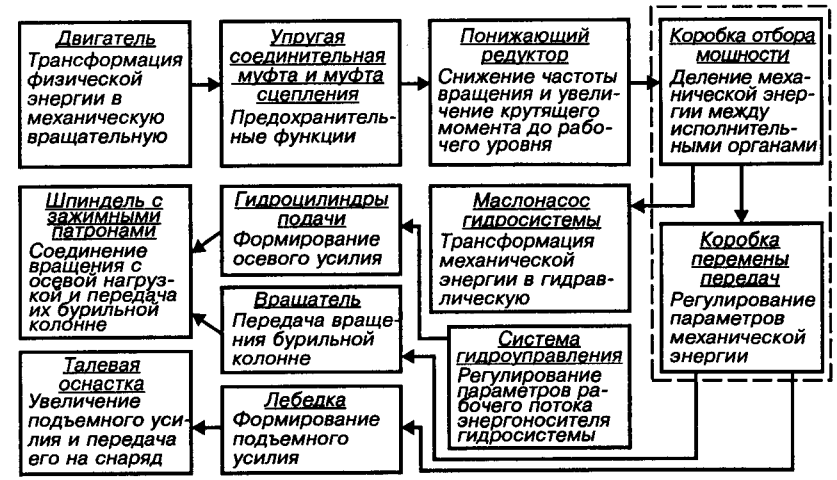


Рис. 11.3. Функциональная блок-схема бурового станка

К основным технологическим характеристикам относятся мощность (количество энергии, трансформируемой в единицу времени), частота вращения, крутящий момент (тангенциальное усилие на валу, приведенное к единице длины радиуса вала) и перегрузочная способность.

Мощность, частота вращения и крутящий 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 крутящий момент на валу. Все три параметра взаимосвязаны выражением

$$N = KM\omega, \qquad (11.1)$$

где N – мощность; K – коэффициент, зависящий от выбранных единиц измерения мощности; M – крутящий момент; ω – частота вращения.

В качестве паспортных характеристик двигателя используются максимальные (предельные) значения N, M и ω, а также номинальные значения (развиваемые в усредненных нормальных условиях) и характеристики холостого хода, развиваемые при отсутствии нагрузки на исполнительных органах станка.

Интегральным показателем эксплуатационных возможностей двигателя является так называемая механическая характеристика – кривая зависимости частоты вращения от нагрузки на валу $\omega = f(M)$.

Большинство двигателей имеют мягкие характеристики, рабочий диапазон которых представлен отрезком пологонаклонной прямой – это асинхронные электродвигатели, дизели и карбюраторные ДВС.

Абсолютно жесткую механическую характеристику, представленную горизонтальной прямой (частота вращения не зависит от нагрузки на валу) имеют электродвигатели постоянного тока. Абсолютно гибкие характеристики с очень широким диапазоном изменения частот вращения в зависимости от нагрузки на валу (от тысяч до единиц оборотов в минуту) имеют гидромоторы – эта их особенность эффективно реализуется в буровых станках, предназначенных для бурения в резко меняющихся условиях.

Двигатель бурового станка выбирается по мощности $N_б$, расходуемой на бурение скважины. Эта мощность (кВт) складывается из трех основных составляющих:

$$N_б = N_з + N_т + N_{ст}, \qquad (11.2)$$

где $N_з$ – мощность, расходуемая на забое скважины; $N_т$ – мощность, расходуемая на вращение колонны бурильных труб; $N_{ст}$ – мощность, теряющаяся в станке.

При твердосплавном бурении

$$N_з = 5{,}3\cdot10^{-4}PnD_{ср}(0{,}137 + \mu), \qquad (11.3)$$

где P – осевая нагрузка, даН; n – частота вращения, об/мин; $D_{ср}$ – средний диаметр коронки, м; μ – коэффициент трения резцов коронки о породу (0,12–0,2 – в глинах, 0,15–0,27 – в сланцах, 0,3–0,4 – в известняках и доломитах, 0,3–0,5 – в песчаниках и гранитах).

При алмазном бурении

$$N_з = 2\cdot10^{-4}PnD_{ср}, \qquad (11.4)$$

При бескерновом бурении

$$N_з = (3\div4)10^{-4}P_кD_{ср}. \qquad (11.5)$$

Мощность на вращение колонны бурильных труб определяется по формуле В.Г. Кардыша и К.С. Окмянского

$$N_т = K_1K_2K_3K_4\ 2{,}5\cdot10^{-8}(0{,}9 + 0{,}02\delta)Dq(EJ)^{-0{,}16}n^{1{,}85}L^{0{,}75}(1 + \\ + 0{,}44\cos\theta + 2\delta\ 10^{-7}Pn), \qquad (11.6)$$

где K_1 – коэффициент, учитывающий вид промывочной жидкости (для эмульсий – 0,65, для воды – 1, для глинистых растворов – 1,1); K_2 – коэффициент, учитывающий состояние стенок скважины (в монолитных породах – 1–1,4, в кавернозных породах – 1,5–2,0, в обсадных трубах – 0,5); K_3 – коэффициент, учитывающий тип соединений в бурильной колонне (для ниппельных соединений – 1, для замковых соединений – 1,3); K_4 – коэффициент, учитывающий кривизну бурильных труб (для бурильных труб повышенного качества – 1; для труб второй группы – 1,3; для труб третьей группы, изготовленных в экспедиции – 1,6); δ – зазор между бурильными трубами и стенками скважины, мм; D – диаметр скважины, мм; L – глубина скважины, м; θ – угол наклона скважины, градус; EJ – жесткость бурильных труб, Н·м^2; q – вес 1 м бурильных труб, Н.

Характеристики бурильных колонн, используемые в расчетах затрат мощности представлены в табл. 11.3.

Таблица 11.3

Характеристики бурильных колонн к расчету мощности двигателя бурового станка

Тип бурильных колонн	q, Н	EJ, 10^4 Н·м^2	$q(EJ)^{-0,16}$, Н^2/м^2
КССК-76	68,6	10,78	86
ССК	65,7	11,36	82
СБТН-50	58,6	4,14	78
ЛБТН-54	29,31	2,3	42
СБТН-42	43,5	2,2	85
ЛБТН-42	17,0	0,85	27
СБТН-33,5	30,1	1,15	47
СБТЗ-50	61	4,14	110,8
СБТЗ-42	46	2,2	64,4

Потери мощности в станке рассчитываются по формуле А.Н. Кирсанова и В.П. Зиненко

$$N_{ст} = A + Bn, \qquad (11.7)$$

где A – коэффициент, учитывающий потери, не зависящие от частоты вращения; B – коэффициент, учитывающий потери мощности, зависящие от частоты вращения; n – частота вращения, об/мин.

Значения коэффициентов A и B для некоторых видов буровых станков приведены в табл. 11.4.

Таблица 11.4

Значения коэффициентов к расчету потерь мощности в буровом станке

Тип станка	Мощность привода, кВт	Значения коэффициентов	
		A	B
БСК-2М-100	7,6	0,2	$1{,}1\cdot10^{-3}$
УКБ-50/100	11	0,4	$1{,}9\cdot10^{-3}$
УКБ-200/300	13	0,7	$2{,}7\cdot10^{-3}$
ЗИФ-650М	30	5,1	$2{,}1\cdot10^{-3}$
ЗИФ-1200МР	55	1,4	$6{,}4\cdot10^{-3}$

В том случае, если значения коэффициентов A и B станка не известны, для приближенного расчета потерь мощности в станке можно воспользоваться следующей формулой:

$$N_{ст} = N_д(7{,}5\cdot10^{-2} + 1{,}2\cdot10^{-4}\cdot n), \qquad (11.8)$$

где $N_д$ – мощность двигателя, кВт; n – частота вращения, об/мин.

Расчет мощности двигателя привода бурового станка является проверочным и имеет практическое значение обычно в тех случаях, когда приходится выбирать буровой станок для условий бурения, не совпадающих с паспортными характеристиками области применения станка.

Существующие технические решения электрических и тепловых двигателей внутреннего сгорания имеют две особенности, не позволяющие использовать их непосредственно в качестве исполнительных органов бурового станка.

Первая особенность заключается в том, что качество вырабатываемой ими энергии тесно связано с размерами двигателя. В принципе можно создать двигатель, частота вращения и силовые характеристики которого, будут соответствовать требованиям технологии бурения, но размеры двигателя будут очень большими. Компактный, удобный в эксплуатации двигатель при использовании современных электротехнических материалов и схем отличается чрезмерно высокими частотами вращения и недостаточными силовыми характеристиками.

Вторая особенность – невысокая перегрузочная способность (как правило, не более чем в 2 раза), т.е. невозможность использования двигателя при увеличении нагрузки в 1,5–2 раза по сравнению с номинальной. С этим связано затрудненное регулирование частоты вращения рабочего вала двигателя.

Условия же работы бурового станка обычно меняются очень резко и в очень широком диапазоне. Проходка вязких глинистых пород инструментом с 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 органами станка. Трансмиссия составляет значительную часть всех узлов станка, обусловливает его габариты и массу.

В связи с этим больше преимущества имеют гидромоторы, гибкие механические характеристики которых, обеспечивающие легкость регулирования параметров вращения рабочего вала, позволяют отказаться от трансмиссии. Гидромотор непосредственно устанавливается на направляющих мачты буровой установки и выполняет роль подвижного вращателя. Это преимущество особенно проявляется в самоходных буровых установках, монтируемых на транспортной 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. 11.4 представлена кинематическая схема наиболее типичного по конструктивному исполнению бурового станка ЗИФ-1200МР.

Трансмиссия, как правило, включает в себя следующие элементы: упругую соединительную муфту, муфту сцепления (фрикцион), понижающий редуктор, коробку 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 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 так, 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 нагру-

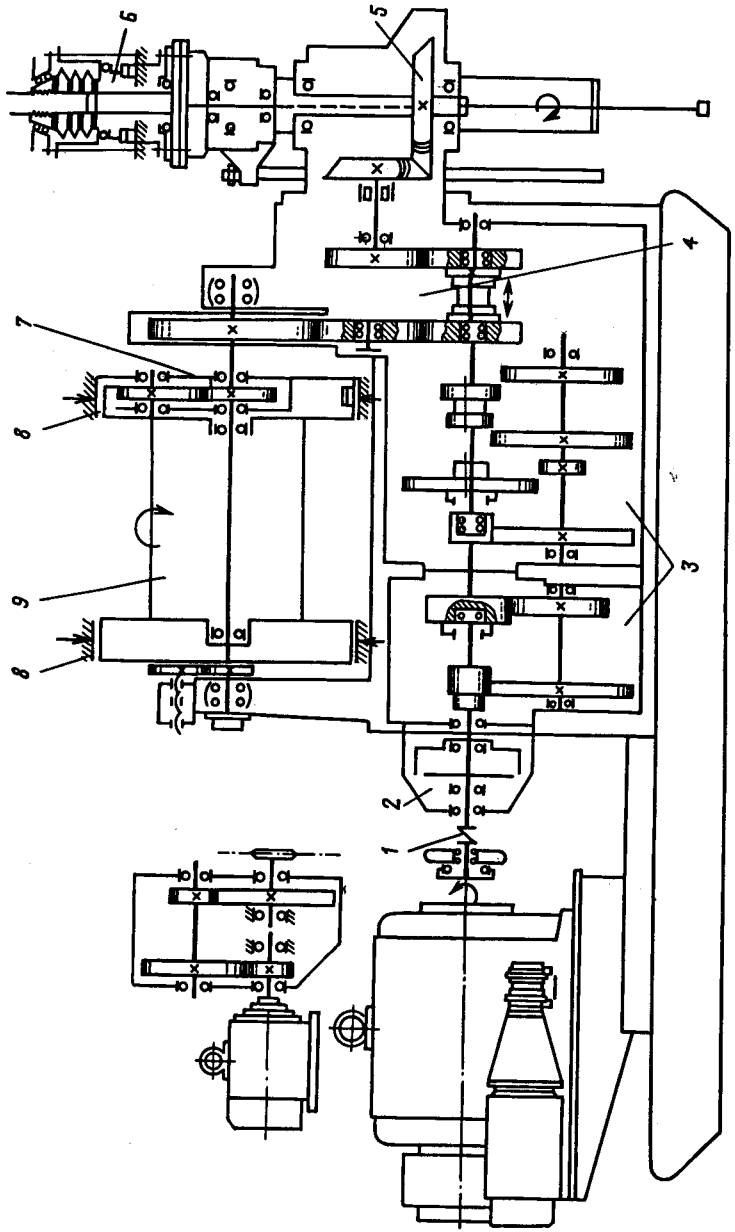


Рис. 11.4. Кинематическая схема станка ЗИФ-1200МР:
1 – соединительная муфта; *2* – фрикцион; *3* – коробка перемены передач; *4* – раздаточная коробка; *5* – вращатель; *6* – зажимной патрон; *7* – водило лебедки; *8* – тормоза лебедки; *9* – барабан лебедки

зок (ударов) на детали бурового станка, а также 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 отрицательно сказываются на двигателе, приводят к его преждевременному износу. В то же время необходимость 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 (см. рис. 11.4). Основной элемент фрикциона – 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 – 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, увеличение передаваемого крутящего момента и

приближение параметров механической вращательной энергии к значениям, необходимым для осуществления процесса бурения.

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 коробка 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) также 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 конструктивно связанных с ним силовых гидроцилиндров подачи. Схема раздаточной коробки пока показана на общей кинематической схеме (см. рис. 11.4). Нередко коробка передач и раздаточная коробка выполняются единым блоком.

Таким образом, трансмиссия бурового станка механического вращательного бурения представляет собой систему зубчатых передач, обеспечивающих трансформацию, регулирование параметров и распределение механической вращательной энергии.

Основной исполнительный орган бурового станка – вращатель. Тип конструкции вращателя определяет эксплуатационные возможности и область рационального применения бурового станка. Конструкции вращателей разнообразны.

В табл. 11.5 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. 11.4, 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.

Таблица 11.5

Классификация вращателей буровых станков

Особенности конструкции	Тип вращателя					
	Шпиндельный		Роторный		Подвижный	
Основные элементы	Шпиндель и приводная втулка		Приводная втулка с вкладышами		Редуктор в сборе	
Разновидности основных элементов	Шпиндель		Ведущая труба		Ведущий вал	
	Проходной	Непроходной	Извлекаемая из ротора	Неизвлекаемая	Проходной	Непроходной
	Полый	Сплошной			Полый	Сплошной
Соединение с бурильной колонной	Патроном	Резьбовое	Резьбовое или фланцевое		Патроном	Резьбовое или патроном
Способ освобождения из устья скважины	Отодвигание станка или поворот вращателя на шарнире		Освобождение проходного отверстия ротора, отодвигание или поворот его на шарнире		Подъем, отодвигание или поворот на шарнире	

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. 11.4) 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 также при наращивании бурильной колонны и спускоподъемных операциях осуществляется гидравлической системой.

В конструкциях буровых станков используются чисто гидравлические патроны (зажим и раскрепление их осуществляется гидравлической системой) и чисто механические зажимные патроны, аналогичные по своему устройству зажимным патронам токарных металлообрабатывающих станков. Вращатель через траверсу связан с силовыми гидроцилиндрами подачи – часто изготавливается с ними единым конструктивным блоком и помещается в едином корпусе.

Траверса служит для передачи осевого усилия от штоков гидроцилиндров 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.

Таким образом, шпинделю бурового станка через пару конических шестерен передается вращение от привода, а через траверсу – осевые усилия перемещения от гидроцилиндров подачи. Зажимные патроны передают вращение и осевое усилие от шпинделя бурильной колонне.

Роторный вращатель также 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 соответствует размерам и форме поперечного сечения ведущей бурильной трубы. Ротор обычно не имеет жесткой конструктивной связи с механизмом подачи, является самостоятельным механизмом и для мощных буровых установок изготавливается 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 вращателями других типов обеспечивает повышенные частоты вращения снаряда (до 1500 и даже 2000 об/мин), что необходимо при алмазном бурении скважин малого диаметра в крепких породах. В то же время шпиндель обеспечивает относительно не-

высокие значения крутящих моментов, что ограничивает возможность применения вращателей данного типа при бурении скважин большого диаметра, прежде всего эксплуатационных скважин.

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 также при проходке скважин предельной глубины (2000 м и более).

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 (см. рис. 11.4) 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, получающем вращение от раздаточной коробки через коробку перемены передач. В непрерывном зацеплении с ней находятся три шестерни сателлитов $Z_{сат}$, 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 $Z_{сат}$ находятся в постоянном зацеплении с внутренним зубчатым венцом $Z_в$ 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 колодка-

ми, воздействуя посредством рычага на которые можно затормозить (остановить) их вращение. Затормозив водило рычагом тормоза подъема, мы заставляем барабан лебедки вращаться. Происходит 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 фиксируются в подвешенном состоянии). При отпускании 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 снабжена индивидуальным электроприводом.

Технические решения гидросистем буровых станков разнообразны. Общее устройство и принцип действия гидравлической системы бурового станка в первом приближении можно представить упрощенной схемой, представленной на рис. 11.5.

Гидросистема станка включает следующие основные элементы: маслонасос; маслобак; систему трубопроводов всасывающей, напорной и сливной 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 также из полостей гидроцилиндров.

Дроссель (регулируемое гидросопротивление) предназначен для управления рабочим давлением в гидросистеме. В зависимости от того, где устанавливается дроссель – в напорной или сливной магистрали – различаются типы гидросистем и принципы их работы.

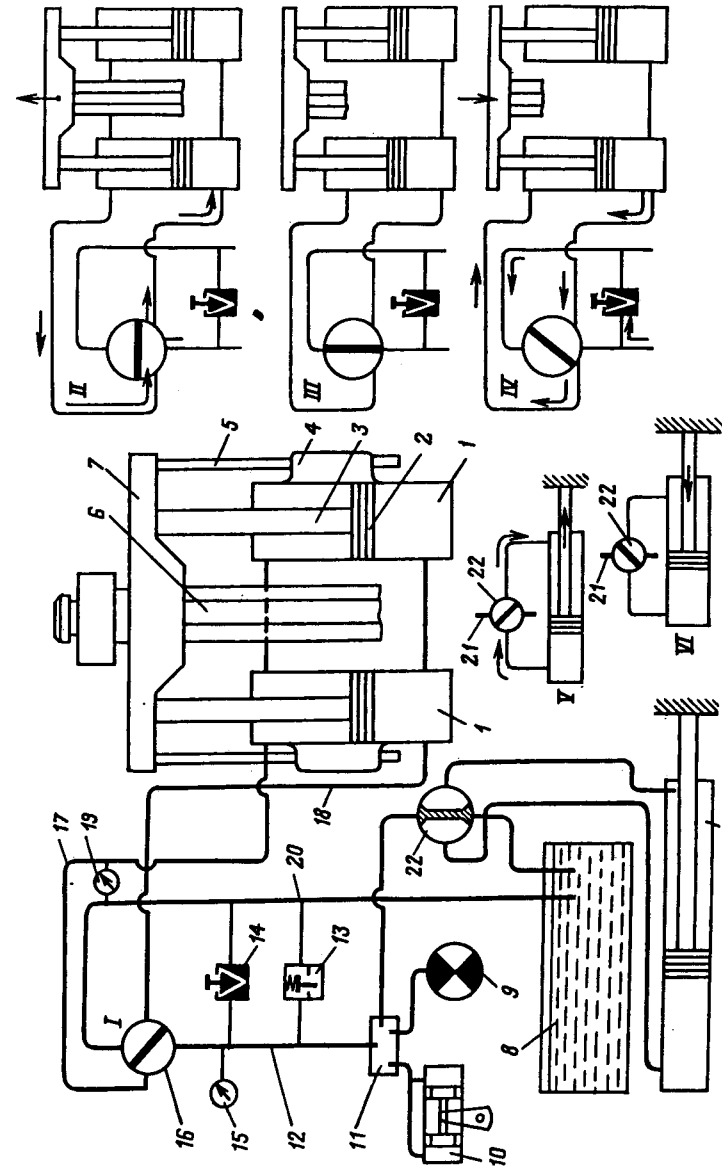


Рис. 11.5. Схема гидравлической подачи буровых станков в различных режимах работы

Золотник управления предназначен для подключения напорной магистрали к нижним или верхним рабочим полостям силовых гидроцилиндров, а также 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 упрощенной схемой, представленной на рис. 11.5.

Гидравлическая система буровых станков из двух неподвижных цилиндров *1*, в которых передвигаются поршни *2* со штоками *3*. Верхние концы штоков траверсой *6* связаны со шпинделем *7*, посаженным на упорных шарикоподшипниках. Для усиления жесткости конструкции к траверсе *6* прикреплены два направляющих штока *5*, перемещающихся в бронзовых втулках, установленных на приливах *4* к цилиндрам *1*; на одном из направляющих штоков нанесены деления, позволяющие наблюдать за скоростью подачи.

Лопастный маслонасос *9* подает масло из маслобака *8* в нагнетательный маслопровод *12*, в который включены коробка обратных клапанов *12*, предохранительный клапан *13* и дроссель *14*. Параллельно маслонасосу *9* подключен ручной аварийный маслонасос *10*. Далее масло подается или в цилиндры подачи бурового инструмента, или по маслопроводу *21* в цилиндр перемещения станка.

Регулировка давления масла в цилиндрах подачи осуществляется дросселем *14*. Давление контролируется манометром *17*. Нагрузка на забой – дриллометром *19*.

С помощью распределительного крана *16* можно верхнюю или нижнюю полости цилиндров *1* сообщать через маслопроводы *17* и *18* с нагнетательной линией *20*.

Если вес бурильной колонны недостаточен для создания необходимой нагрузки на колонку, масло под давлением направляется в верхние полости цилиндров, для чего кран *16* ставят в положение *I*.

По мере углубления скважины и увеличения веса бурильной колонны надо уменьшать давление масла в верхней полости цилиндров с помощью крана *16*. Если колонна бурильных труб собственным весом будет создавать нагрузку на забой больше требуемой, необходимо произвести разгрузку колонны путем нагнетания масла в нижние полости цилиндров. Для этого распределительный кран *16* устанавливают в положение *IV*. Если дроссель *15* закрыть, поршни будут поднимать инструмент от забоя. При бурении необходимо через дроссель *14* сбрасывать все масло, нагнетаемое насосом *9* 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 дросселирования 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 *22* устанавливают в положение *V*, при котором масло закачивается в ближнюю к шпинделю полость *23* горизонтального перемещения. При движении станка к скважине осуществляется установкой крана *22* в положение *VI*.

Недостаток гидравлической подачи, представленной на рис. 11.5, заключается в том, что скорость ее колеблется в породах, перемещающихся по крепости. Это ухудшает процесс кернообразования, 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 (рис. 11.6).

При бурении с дополнительной нагрузкой дополнительным дросселем создается дополнительное противодавление под поршнями, что повышает плавность подачи инструмента, уменьшает вибрацию бурильной колонны и увеличивает работоспособность коронок.

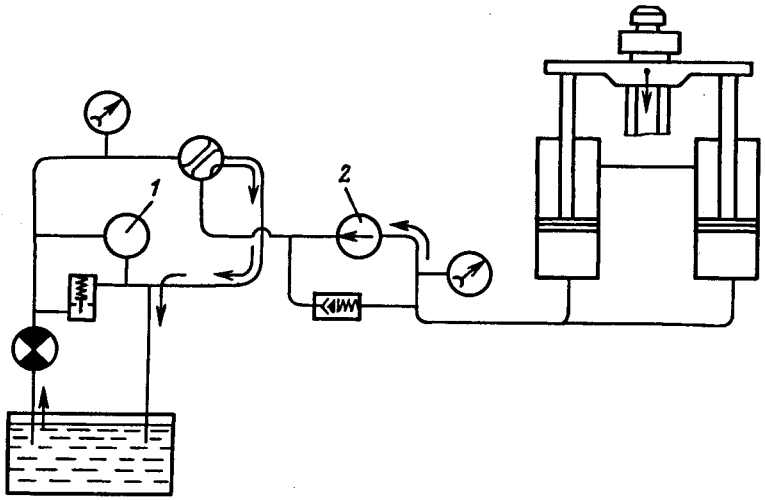


Рис. 11.6. Принципиальная схема гидравлической подачи с дополнительным дросселированием в сливной магистрали:
1, 2 – основной и дополнительный дроссели соответственно

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 предназначены для колонкового бурения алмазными и твердосплавными коронками разведочных скважин из подземных горных выработок, а также в стесненных условиях на поверхности земли.

Основные узлы станка следующие: приводной двигатель, четырехскоростная коробка перемены передач с встроенным масляным фрикционом, вращатель с механическим зажимным патроном и гидроцилиндрами подачи, гидросистема, верхняя и нижняя рамы, штангоподъемник. К особенностям станка относятся 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 процессе бурения нагнетается шестеренным маслонасосом НШ-32В, а в процессе спускоподъемных операций – лопастным маслонасосом Н-400. Коническая пара зубчатых колес на вращателе сменная, благодаря чему обеспечивается два диапазона частот вращения шпинделя (от 200 до 1250 об/мин). На шпинделе расположена 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 неоднородных по прочности горных породах. Для автоматизации изменения направления движения траверса вращателя при спускоподъемных операциях в механизме подачи предусмотрен автоматический реверсивный золотник.

Использование гидроцилиндров подачи при бурении горизонтальных и наклонных скважин для выполнения спускоподъемных операций облегчает и ускоряет их.

Станок обеспечивает бурение скважин глубиной 50–120 м диаметром от 36 мм до 93 мм.

Буровые станки ЗИФ-650М и ЗИФ-1200МР предназначены для бурения вертикальных и наклонных скважин твердосплавными и алмазными коронками и шарошечными долотами глубиной соответственно 800 и 2000 м при конечном диаметре скважины 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.

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.

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 схемного керноприемника осуществлен механической трансмиссией от коробки перемены передач и имеет механический ограничитель крутящего момента.

Буровой станок СКБ-7 выполнен с продольным расположением лебедки и групповым приводом механизмов вращателя и лебедки. Станок комплектуется плавно регулируемым 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 – пружинно-гидравлическим и нижним – гидравлическим. Подача инструмента, регулирование осевой нагрузки, управление 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.

Планетарный редуктор лебедки станка собран в литом стальном корпусе, расположенном слева от барабана лебедки и закрепленном на станине. Управление лебедкой осуществляется командоаппаратом, установленным на выносном пульте управления.

Буровая установка УКБ-8 состоит из отдельных конструктивно независимых блоков: блока ротора, блока лебедки, блока подачи, блока насосной установки, блока гидросистемы и пр.

Блочная конструкция буровых установок предназначена для бурения предельно глубоких скважин. Также 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, предложенное здесь позволит самостоятельно разобраться в любой конструкции.

11.3. 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 забоя скважины от шлама выбуренных пород и с целью охлаждения породоразрушающего инструмента. Кроме того, промывочный насос выполняет роль силовой установки гидропривода забойных гидравлических машин (гидроударников, вибраторов, турбобуров, эжекторных насосов и т.п.). В соответствии с назначением промывочных насосов к ним предъявляются определенные требования.

1. Обеспечение необходимой подачи (расхода промывочной жидкости) – перекачку необходимого объема жидкости очистного агента в единицу времени.

Подача промывочного насоса определяется необходимостью обеспечения рабочей скорости прямого и восходящего потока в бурильной колонне и затрубном пространстве определенных размеров (заданной площади сечения проходного отверстия колонны бурильных труб и площади кольцевого затрубного пространства).

Скорость движения потока очистного агента определяет величину его кинетической энергии. Эта кинетическая энергия расходуется следующим образом:

а) на гидропривод забойных устройств и машин, формирование технологических эффектов (гидромониторный размыв слабых пород, гидроуплотнения и местные гидрозавесы за счет турбулизации потока в определенных зонах);

б) на подъем частиц шлама на поверхность – переход в потенциальную энергию подъема частиц шлама определенной массы разрушенной горной породы на определенную высоту в поле силы тяжести Земли;

в) на дросселирование различного вида, в том числе непосредственно через зону контакта породоразрушающего инструмента с горной породой на забое и преодоление различного вида местных и линейных гидросопротивлений.

В геологоразведочных скважинах малого диаметра промывочные насосы должны обеспечивать расход промывочной жидкости в пределах от 10–20 л/мин до нескольких сотен литров в минуту.

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.

Суммарные гидросопротивления в скважинной технологической системе складываются из линейных, местных, рабочих потерь напора и определяются:

а) длиной, площадью проходного сечения и гидравлической шероховатостью поверхности линейных гидросопротивлений (колонны бурильных труб и скважины);

б) величиной местных гидросопротивлений (резких изменений диаметра, сужений водотоков, перегибов и искривлений каналов);

в) рабочими потерями напора (перепадами давления на входе и выходе забойных гидравлических машин и устройств).

Рабочее давление промывочного насоса – давление в его рабочей (напорной) магистрали обеспечивается соответствующей мощностью привода насоса (кВт) исходя из зависимости:

$$N = \frac{Qp}{k\eta}, \qquad (11.9)$$

где N – мощность привода, кВт; Q – расход промывочной жидкости, л/мин; p – давление в рабочей магистрали, гПа; k – коэффициент приведения размерности, $k \approx 10$; η – КПД насоса, $\eta = 0{,}8 \div 0{,}75$.

Величина рабочего давления предъявляет требования к обвязке насоса: уплотнения, соединительные трубопроводы и нагнетательные шланги должны выдерживать рабочее давление с коэффициентом запаса прочности, определяемого тем фактором, что разрушение обвязки рабочим давлением представляет опасность для персонала технологической буровой установки и может иметь тяжелые последствия для процесса бурения, так как внезапное прекращение циркуляции очистного агента в скважине может привести к аварии.

3. Промывочный насос в большинстве случаев осуществляет перекачку не чистых жидкостей, а водопесчаноглинистых и газопесчаноглинистых агрессивных смесей, обладающих сильным абразивным действием. Это, в частности, ограничивает возможности применения высокоэффективных кинематических схем, предполагающих высокие скорости перемещения рабочих элементов – роторно-лопастные, центробежные, винтовые, аксиально и радиально-поршневые, шестеренчатые малогабаритные высокопроизводительные насосы для перекачки промывочных жидкостей применяться не могут. Для

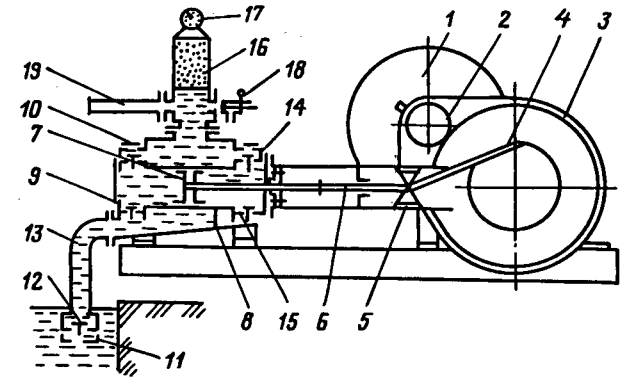


Рис. 11.7. Схема устройства поршневого насоса

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. 11.7) 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* при 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*.

Принципиальное отличие 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 наблюдаются неконтролируемые перетоки жидкости, снижающие КПД насоса и затрудняющие регулирование его работы.

В плунжерных насосах 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 в российской геологоразведочной практике поршневых и плунжерных насосов представлена в табл. 11.6 и 11.7 соответственно.

Таблица 11.6

Техническая характеристика поршневых буровых насосов

Показатели	Тип насоса		
	ПГр	ПБ-32	НБ-125 (9МГР)
Подача, л/мин Давление, МПа Диаметр сменных втулок, мм	225; 300 6,3; 5,0 80; 90	294; 384; 486; 594 4,0; 4,5; 3,2; 2,6 80; 90; 100; 110	220; 1000 16,0; 3,5 80; 90; 100; 115; 127

Таблица 11.7

Техническая характеристика плунжерных буровых насосов

Показатели	Тип насоса				
	НБ1-26/16	НБ2-63/40	НБ3-120/40	НБ4-320/63	НБ5-320/120
Подача, л/мин	25	16; 40; 25; 63	15; 19; 40; 70; 120	32; 55; 88; 125; 180; 320	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	63	45; 80	45; 80

Показатели	Тип насоса				
	НБ1-26/16	НБ2-63/40	НБ3-120/40	НБ4-320/63	НБ5-320/120
Длина хода плунжера, мм	45	40	60	90	90
Мощность двигателя, кВт	3,3	2,1/3	7,5	22	37

Для более полного представления об устройстве и возможностях плунжерных буровых насосов рассмотрим описание некоторых из них.

Насосная установка НБ1-25/16 (рис. 11.8) предназначена для перекачивания воды и глинистого раствора плотностью до 1260 кг/м^3 и условной вязкостью до 25 с по СПВ-5. При комплектации насосом станков колонкового бурения на глубину до 25 м обеспечивается эффективная промывка скважины диаметрами 36 и 46 мм с использованием твердосплавных и алмазных коронок.

Насосная установка 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.

Насосная установка комплектуется всасывающим рукавом с приемным клапаном, напорной линией, снабженной перепускным вентилем и манометром, который имеет защитное и демпфирующее устройства. Для выравнивания пульсаций давления нагнетания насос снабжен воздушным колпаком, установленным на нагнетательной линии. Двигатель присоединен к редуктору. Насос горизонтальный, одноплунжерный, одинарного действия. Насос 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 представляет собой цельный литой стальной корпус, в котором размещена 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 болтами. С наружной стороны корпус гидроблока имеет два

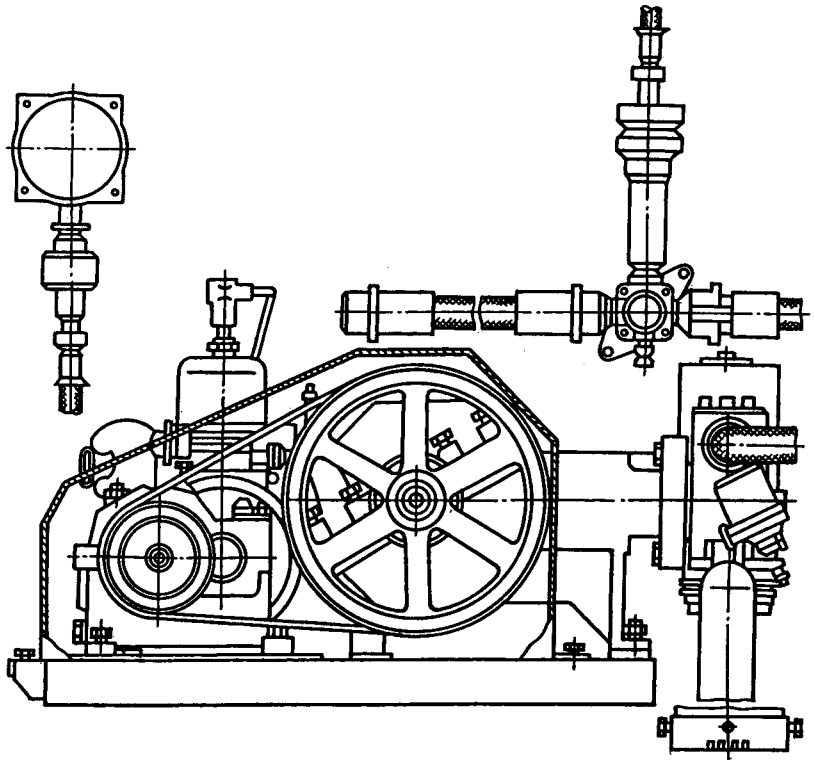


Рис. 11.8. Общий вид насосной установки НБ1-25/16

подсоединительных штуцера, предназначенных для крепления всасывающей и нагнетательной линии и предохранительного клапана. Плунжер уплотняется резиновыми манжетами 45×65 мм. Изготовитель – Екатеринбургский машиностроительный завод им. Воровского (Россия).

Насосная установка НБЗ-120/40 предназначена для перекачивания воды и глинистого раствора плотностью до 1300 кг/м^3 и условной вязкостью до 35 с 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 также буровыми комплексами со съемными керноприемниками ССК-46, ССК-59 и ССК-76.

Насосная установка состоит из трехплунжерного насоса, коробки перемены передач (коробки скоростей) и фрикционной муфты сцепления от автомобиля ЗИЛ-151, а также 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 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-59 насос комплектуется сменными плунжерами диаметром 454 мм, что позволяет получить диапазон подачи 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 течение нескольких минут.

В гидроблоке установлен пружинный дифференциальный предохранительный клапан, являющийся одновременно и сбросным вентилем. Седло и наконечник клапана изготовлены из твердого сплава ВК6М, что обеспечивает длительный срок службы клапана при перекачке абразивных жидкостей. Для контроля за давлением насос снабжен манометром, вынесенным на гибком бронированном шланге, что позволяет устанавливать его в удобном для наблюдения месте. Система защиты обеспечивает четкую работу манометра без колебания показаний и гарантирует повышенную долговечность.

Конструкции клапанного узла обеспечивает надежную работу насоса при перекачивании жидкости с твердыми частицами размером до 2 мм. Плунжеры, клапаны и седла клапанов изготовлены из высоколегированной хромистой стали, подвергнуты термической обработке с целью придания высокой твердости поверхности этих деталей.

Применение в схеме привода автомобильной коробки перемены передач снижает трудоемкость изготовления насоса и повышает надежность работы приводной части. При использовании в самоходных буровых установках коробка перемены передач размещается на насосе сверху, что позволяет уменьшить его размеры.

Особый класс насосных буровых установок составляют гидроприводные буровые насосы. Гидроприводный насос от-

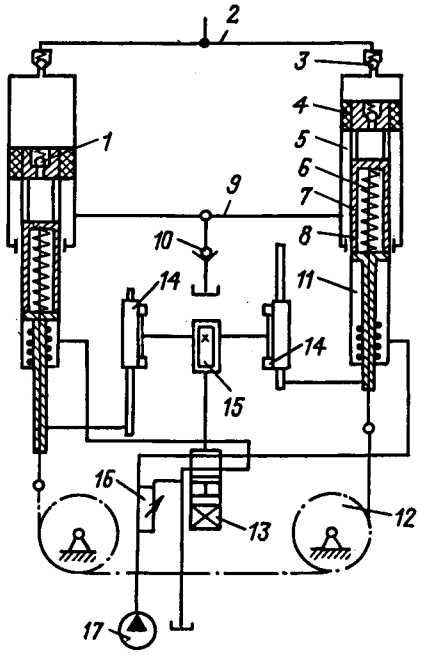


Рис. 11.9. Принципиальная схема конструкции гидроприводного насоса ГНБ

личается тем, что в нем отсутствует механическая трансмиссия, а вытеснители приводятся в действие силовыми гидроцилиндрами. Использование гидропривода в насосной буровой установке, благодаря особенностям механической характеристики гидропривода, позволяет в 1,5–2 раза увеличить рабочий ход плунжеров или поршней и уменьшить скорость их перемещения, что резко повышает надежность их работы. Эти насосы позволяют использовать в качестве промывочной жидкости наряду с технической водой и эмульсиями глинистые растворы плотностью до 1500 кг/м^3, вязкостью до 70 с по СПВ-5 и массовым содержанием песка до 10 %.

Рассмотрим особенности и принцип действия гидроприводного насоса на примере поршневого прямодействующего двухмерного насоса дифференциального действия ГНБ. Принципиальная схема насоса ГНБ представлена на рис. 11.9.

Основными элементами конструкции насоса являются литые корпуса, в расточках которых расположены рабочие *5* и приводные *11* цилиндры, золотник реверса *13*, синхронизатор *12* и дроссель регулирования производительности *16*.

Работа насоса осуществляется следующим образом. При очередном рабочем ходе плунжер реверсивного золотника *13* занимает одно из крайних положений и масло от маслонасоса НШ-10 *17* буровой установки поступает в приводной цилиндр *11*, воздействует через плунжер *8* на рабочий поршень *4*, который, перемещаясь, нагнетает перекачиваемую жидкость через клапан *3* в нагнетательную линию *2* и подает ее через приемный клапан *10* и линию всасывания *9* в штоковую полость рабочего цилиндра *5*. Одновременно тот же плунжер через опирающиеся на пружины *6* тяги *7* и цепную передачу воздействует на плунжер второго приводного цилиндра и через него на рабочий поршень, который, перемещаясь, всасывает перекачиваемую жидкость из штоковой полости второго рабочего цилиндра и линии всасывания через клапан *1* в поршневую полость рабочего цилиндра.

Реверсирование поршней производится от золотника *13*, который управляется от поршней через муфты свободного хода *14* и кулачок *15*, перемещающий плунжер золотника. При реверсировании происходит наложение подач цилиндров, чем достигается высокая степень равномерности перекачивания промывочной жидкости. При этом происходит деформация пружин *6* с их последующим возвратом в исходное положение и рабочий цикл насоса повторяется. Имеются конструктивные решения гидроприводных насосов, синхронизация плунжеров в которых осуществляется гидросистемой без применения цепной передачи.

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 коэффициентом запаса прочности, соответствующим ситуациям, угрожающим здоровью и жизни персонала (наивысший коэффициент запаса прочности). Значение этого коэффициента регламентируется национальными законодательствами по охране труда и ведомственными (отраслевыми) нормативными документами. Кроме того, буровые рукава должны обеспечивать герметичность. В России действует отраслевой стандарт на рукава буровые оплеточные (МРТУ 38-105537–73), выдерживающие рабочее давление от 10 до 20 МПа при двукратном по отношению к рабочему разрушающем давлении.

Механическая прочность рукавов обеспечивается металлическими оплетками, число которых изменяется от 1 до 3. Оплеточный буровой рукав допускает минимальный радиус изгиба, равный 10 наружным диаметрам (выпускаются рукава с

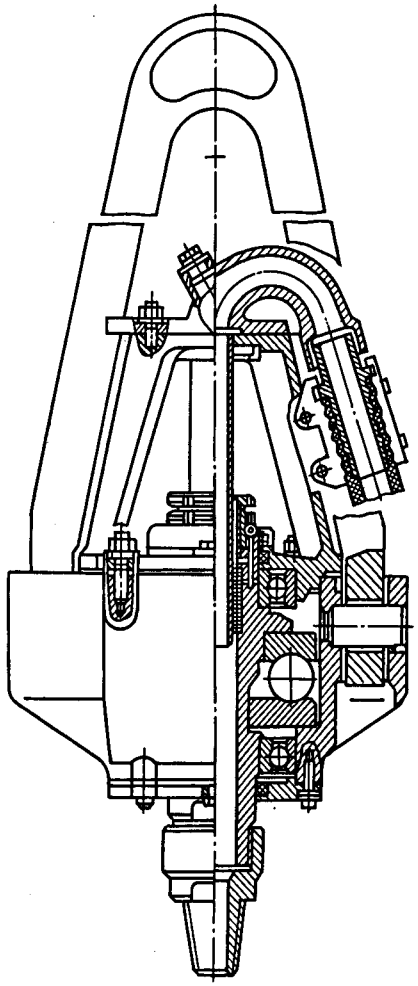


Рис. 11.10. Вертлюг-сальник

наружным диаметром 56,6; 57,8; 59 мм при внутреннем диаметре 38 мм). Длина рукава изменяется от 3 до 18 м.

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°С. Рукава состоят из внутреннего резинового слоя, одной или нескольких оплеток из полиамида или полиэфирных нитей и наружного резинового слоя. Рукава испытываются на герметичность и механическую прочность при

давлении 8,0 и 15,0 МПа соответственно. Деформация рукавов в радиальном направлении не должна превышать при этом 5 %. Минимальный радиус искривления рукавов с нитяными оплетками – 500 мм. Выпускаются также 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. 11.10) вертлюг-сальник представляет собой подшипниковую систему, заключенную в герметичный корпус.

11.4.ОБОРУДОВАНИЕ ДЛЯ СПУСКОПОДЪЕМНЫХ ОПЕРАЦИЙ

Спускоподъемные 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 спускоподъемных операций используется для устранения прихватов и затяжек снарядов, а в некоторых случаях – для снятия излишней осевой нагрузки в процессе бурения. Поэтому к нему предъявляются повышенные требования по грузоподъемности, динамической надежности и простоте в эксплуатации.

Основными элементами оборудования для спускоподъемных операций являются следующие.

1. Буровая вышка (копер, или мачта) – высотная конструкция, воспринимающая рабочие усилия от лебедки бурового

станка при подъеме и спуске снаряда и 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 также плоские и стержневые конструкции именуются буровыми мачтами.

2. Талевая оснастка – система блоков и канатов, посредством которой усилием лебедки бурового станка буровой снаряд поднимается из скважины и фиксируется в нужном положении. Талевая оснастка монтируется на буровой вышке. Основные элементы талевой оснастки – 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 элемент оборудования для спускоподъемных 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-подъемных операций используются деревянные трех- и четырехногие вышки, металлические вышки и треного, передвижные вышки и буровые мачты для вертикального и наклонного бурения. На рис. 11.11 представлены схемы конструкций основных типов буровых вышек:

башенная вышка (рис. 11.11, *а*) – разновидность буровой вышки, талевая оснастка которой размещена внутри контура конструкций, образующих ее несущий ствол;

пирамидальная вышка (рис. 11.11, *б*) – буровая вышка башенного типа, выполненная в виде пирамиды с кронблоком,

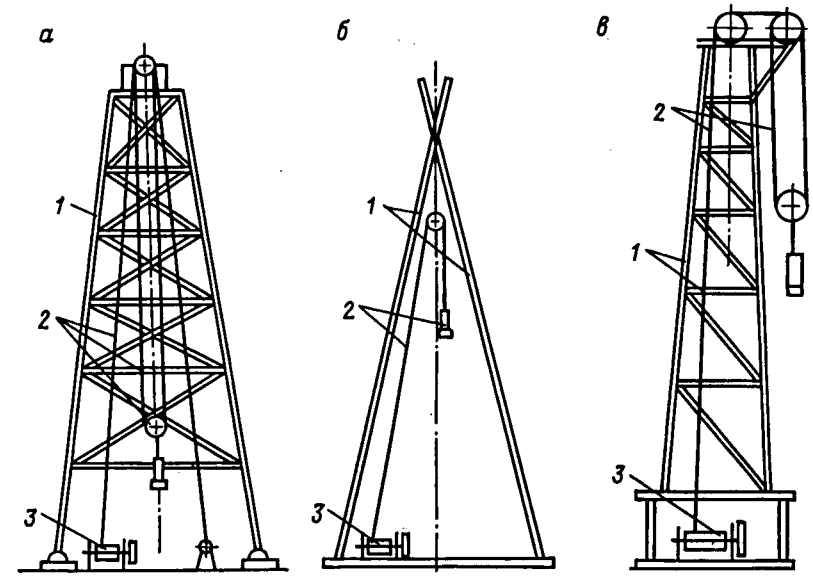


Рис. 11.11. Основные типы буровых вышек:
а – башенная; *б* – пирамидальная; *в* – буровая мачта; *1* – несущие опоры; *2* – талевая оснастка; *3* – лебедка бурового станка

закрепленным на оси, проходящей через точку пересечения несущих опор вышки;

буровая мачта (рис. 11.11, *в*) – буровая вышка, талевая оснастка которой полностью или частично вынесена за контур конструкций, образующих ее несущий ствол.

Пирамидальные трех- и четырехногие вышки изготавливают 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.

Основные параметры буровой вышки (мачты) следующие: высота, размер верхнего и нижнего сечений, грузоподъемность и собственная масса.

Высота вышки определяется по формуле

$$H = Kl, \qquad (11.10)$$

где K – коэффициент, учитывающий необходимую высоту пе-

реподъема, а также высоту (длину) комплекта грузоподъемной гарнитуры (элеватора, талевого блока, труборазворота), обычно $K = 1{,}3 \div 1{,}5$; l – рациональная длина свечи, м.

Длину свечи вычисляют, исходя из следующего:

1) из условий устойчивости от действия сил тяжести собственного веса;

2) из условий экономически выгодной длины свечи с учетом затрат на строительство вышки необходимой высоты, ее монтаж и демонтаж при транспортировке от одной рабочей точки (скважины) к другой.

Из условий устойчивости критическую длину свечи можно определить по формуле

$$l_{кр} = 853\sqrt[3]{d_{ср}^2}, \qquad (11.11)$$

где $d_{ср}$ – средний диаметр бурильной трубы, см.

Расчетная длина свечи берется с учетом коэффициента устойчивости $l = l_{кр}/k_у$. Из опыта известно, что коэффициент устойчивости, обеспечивающий достаточную надежность, составляет 1,3.

Для стандартных бурильных труб диаметром 42 мм ($d_{ср} = 37$ мм) критическая длина свечи составляет 20,4 м; для труб диаметром 50 мм ($d_{ср} = 44{,}5$ мм) – 23,0 м; для труб диаметром 63,5 мм ($d_{ср} = 57{,}5$ мм) – 27,3 м; для труб диаметром 73 мм ($d_{ср} = 66$ мм) – 30,0 м.

В зависимости от проектной глубины скважины на практике обычно применяют следующие длины свечей.

Глубина скважины, м ...	< 1000	200–500	500–800	1200–2000	> 2000
Длина свечи, м	4,7	9,5	14,0	18,6	24–32

Экономически выгодную длину свечи можно вычислить по формуле И.А. Сергиенко:

$$l_э = \sqrt{\left(C_ч \sum L_i t_р\right)\left(\frac{A}{K} + B\right)p}, \qquad (11.12)$$

где $C_ч$ – стоимость 1 ч работ, связанных со спускоподъемными операциями; ΣL_i – суммарная длина бурильных труб, извлеченных из скважины и опущенных в скважину за период ее бурения; $t_р = 0{,}5 \div 0{,}05$ – время при ручном свинчивании и развинчивании одной свечи, ч (с возрастанием глубины скважины значение $t_р$ возрастает из-за увеличения усилия затягивания резьбовых соединений); A – усредненная стоимость изготовления 1 м вышки; B – усредненная стоимость сборки и разборки 1 м вышки; $K = M/T$ – коэффициент оборачиваемости; $P = 1{,}3 \div 1{,}5$ – отношение высоты вышки к длине свечи (большая величина для более высокой вышки); M – срок службы буровой вышки; T – время бурения скважины.

Значение ΣL_i зависит от углубки скважины за один рейс:

$$\sum L_i = L^2 / h, \qquad (11.13)$$

где L – глубина бурения, м; h – углубка за рейс, м.

Размер нижнего основания буровой вышки выбирают из условий удобства размещения оборудования и инструмента.

Верхнее сечение вышки ($a_в$ – ширина верхнего сечения) выбирается с учетом размещения на нем кронблока с зазорами 0,5–0,7 м по обе стороны от него:

$$a_в = c + 2(0{,}5 \div 0{,}7), \qquad (11.14)$$

где c – максимальный поперечный размер кронблока.

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; 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 поперечном расположении станка обеспечивается более компактное размещение промывочного насоса и вспомогательного оборудования. Это позволяет уменьшить размеры бурового здания. Кроме того, поперечное расположение станка повышает устойчивость буровой вышки при наклонном бурении.

Масса буровой вышки приближенно определяется по формуле:

$$G = KQ_{кр}L, \qquad (11.15)$$

где K – коэффициент удельной металлоемкости несущих элементов мачты, $K = 10 \div 15$; $Q_{кр}$ – масса груза на крюке, кг; L – рабочая высота мачты, м.

Установлено, что мачты с поперечным расположением станка имеют меньшую массу и обладают меньшей относительной металлоемкостью.

При бурении глубоких скважин стационарными буровыми установками вышки монтируются на фундаментах во избежание усадки грунта, перекоса и потери устойчивости вышки. Площадь фундаментных тумб под опоры вышки вычисляют по формуле

$$F = (Q_0 + Q_в + Q_т)4\sigma_{сж}, \qquad (11.16)$$

где F – площадь основания тумбы, см^2; Q_0 – максимальная нагрузка на кронблок, Н; $Q_в$ – вес вышки, Н; $Q_т$ – вес талевой оснастки, Н; $\sigma_{сж}$ – допустимая удельная нагрузка на грунт, Н/см^2.

Значения допустимой удельной нагрузки (Н/см^2) для различных грунтов приведены ниже.

Трещиноватые скальные породы	100–60
Щебень	60–40
Дресва	40–20
Глина:	
твердая	60–30
пластичная	25–10
Суглинок:	
твердый	40–25
пластичный	25–10
Песок:	
сухой	30–20
влажный	25–15
водонасыщенный	25–8
Гравий и галька	60–50

Во многих случаях вместо фундамента нижнее основание вышки изготавливают в виде двух полозьев из стальных швеллеров, связанных поперечными поясами. При этом площадь опорной поверхности швеллеров должна обеспечивать удельную нагрузку на грунт не более 10 Н/см^2. В комплект вышки входят также маршевые и туннельные лестницы, растяжки, кронблок и промежуточные площадки.

Собирают вышки на земле, на специально подготовленной для этого площадке. Поднимают вышки с помощью лебедки или трактора, применяя для этого подъемную стрелу и талевую оснастку (рис. 11.12). Предварительно вышка поднимается так, чтобы ее ось заняла горизонтальное положение.

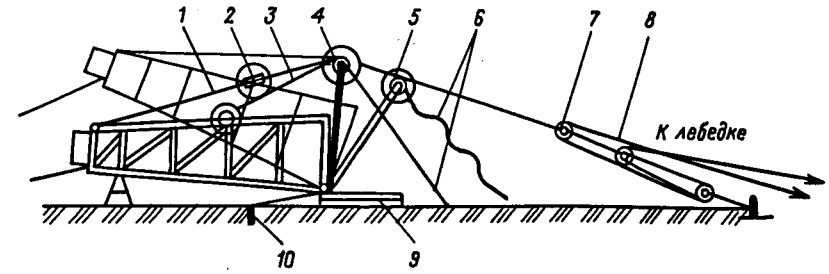


Рис. 11.12. Схема подъема металлической вышки башенного типа:
1 – подъемная петля; *2* – замок; *3, 6* – оттяжки; *4* – стрела подъема; *5* – канат подъема; *7* – блок; *8* – канат полиспаста; *9* – брусья; *10* – канат крепления основания

Для удержания вышки от опрокидывания в момент ее перехода через центр тяжести со стороны, противоположной подъему, устанавливают лебедку или трактор. По мере подхода вышки к положению равновесия страховочный канат выбирается. При переходе вышки через центр тяжести постепенным ослаблением страховочного каната и натяжением подъемного каната устанавливают ее в вертикальное положение.

Буровые мачты – более совершенные в инженерном отношении сооружения, чем буровые вышки башенного и пирамидального типов. Они изготавливаются на заводах, 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.

Предметно рассмотреть технические решения буровых мачт можно на примере описания некоторых конструкций буровых мачт, зарекомендовавших себя на практике.

Мачта МРУГУ-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. Для обеспечения свободного перемещения талевого блока вдоль ствола мачты кронблок закреплен консольно относительно ее ствола. Установка ствола мачты для бурения наклонных сква-

жин осуществляется поворотом ее в плоскости, перпендикулярной к 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.

Мачта МРУГУ-3 выполнена по аналогичной конструктивной схеме, но несущий ствол ее выполнен в виде пространственной фермы.

Буровые установки УКБ-4, УКБ-5, УКБ-7 комплектуются мачтами типа БМТ. Особенностью 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 установку перебазируют волоком на полозьях; на большие – на подкатных пневматических тележках. Мачта БМТ-7 для перевозки разбирается на три 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 (число струн, грузоподъемность, металлоемкость), так и конструктивными особенностями исполнения, обусловливающими различную надежность и предел возможностей эксплуатации.

Принципиальные схемы талевых систем различного типа представлены на рис. 11.13.

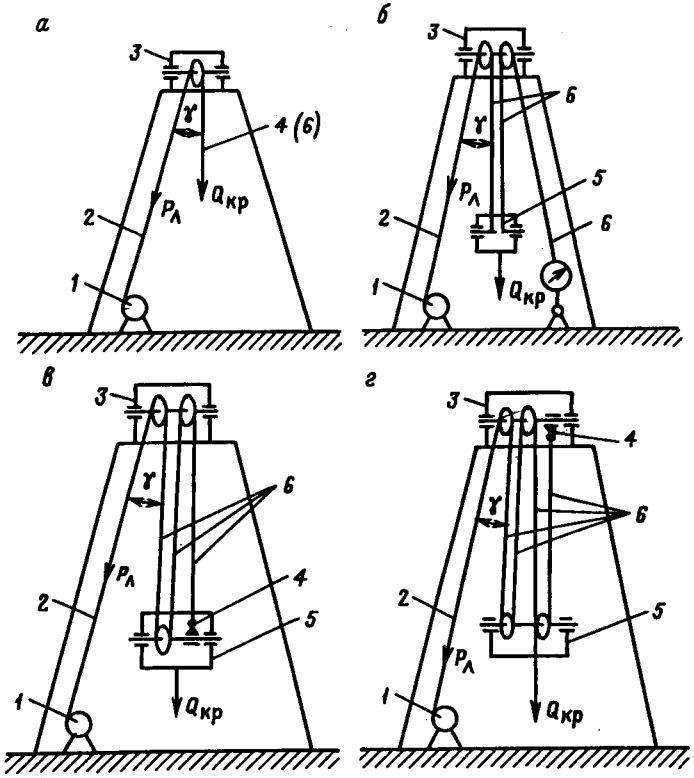


Рис. 11.13. Основные типы талевых систем:
а – бурение на прямом канате; *б, г* – талевая оснастка с мертвым концом, закрепленным соответственно на полу буровой и кронблоке; *в* – талевая оснастка со свободным концом каната, закрепленным на талевом блоке; *1* – лебедка; *2, 4* – ходовой и свободный (мертвый) конец каната соответственно; *3* – кронблок; *5* – талевый блок; *6* – струны; $P_л$ – усилие лебедки; $Q_{кр}$ – усилие на талевом блоке

При анализе талевых систем выделяют следующие элементы.

Ходовой конец каната – конец каната, наматываемый на барабан лебедки и воспринимающий усилие лебедки. Ходовой конец каната 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 непосредственно на грузоподъемной гарнитуре (при бурении на прямом канате) либо присоединяемый к эле-

ментам вышки и талевой оснастки. В зависимости от места крепления свободного конца каната изменяется грузоподъемность талевой системы, а также характер воздействия со стороны свободного конца на конструкции вышки: опрокидывающее, изгибающее или уравновешивающее усилие. В том случае, когда свободный конец каната закрепляется на неподвижных элементах вышки, он именуется мертвым концом.

Канаты, используемые для талевой оснастки буровых вышек, при работе подвергаются сложной нагрузке: растяжению, чередующемуся изгибу, контактным напряжением, 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, d – диаметр проволоки) целесообразно выбирать конструкцию каната 6×19 + 18 С: канат, образованный шестью прядями, содержащими по 19 проволок в каждой пряди и стальной сердечник, содержащий 18 проволок. При отношении $D/d < 25$ можно рекомендовать более гибкие канаты, например 6×37 + 1 ОС или 6×36 + 1 ОС (ОС – органический сердечник).

Существуют стандартные правила, согласно которым канат рассчитывают на растяжение:

$$P \geq SK, \qquad (11.17)$$

где P – разрывное усилие каната (паспортная величина); S – наибольшее натяжение ветви каната без учета динамических нагрузок, но с учетом коэффициента полезного действия талевой системы; K – коэффициент запаса прочности, $K = 5{,}0$ при легком и среднем режиме работы, $K = 6{,}0$ при тяжелом режиме работы.

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, чтобы на них не было задиров, заусениц и раковин. При заделке каната в петли необходимо закладывать коуши, а концы каната закреплять зажимами. Избегать перекрещивания каната при навивке его на барабан лебедки, а также не допускать петель и переломов каната. Канат необходимо регулярно смазывать специальной канатной мазью НК, смазкой УНЗ. Примерный состав смазки (в %) приведен ниже.

Битум БН	46
Гудрон	14
Петролатум	23
Масло индустриальное (машинное С)	17

Кронблок – 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.

Условное наименование	БИ249-139	БИ249-141	БИ249-142
Грузоподъемность, МН	0,10	0,15	0,30
Число роликов	2	2	2
Диаметр, мм:			
ролика	300	440	440
каната	15	17	21,5
Габаритные размеры, мм	770×330×406	100×420×630	1100×420×630
Масса, кг	117	242	279

Талевый блок – подвижный блок, подвешенный через ролики к канату талевой оснастки и перемещающийся при спуск-подъеме вместе с закрепленной на нем грузоподъемной гарнитурой и буровым снарядом.

Конструктивное исполнение талевого блока аналогично кронблоку.

Характеристики наиболее распространенных талевых блоков приведены ниже.

Условное наименование	БИ249-143	БИ249-138А	БИ249-179А2
Грузоподъемность, МН	0,1	0,2	0,35
Число роликов	1	2	3
Диаметр, мм:			
ролика	440	440	530
каната	17	21,5	21,5
Габаритные размеры, мм	880×550×150	877×550×240	1080×636×508
Масса, кг	155	237	530

Струнами в талевых системах именуются части рабочего каната, располагающиеся между роликами кронблока и талевого блока и обеспечивающие взаимодействие между ними – при движении талевого блока вверх (подъем снаряда) или вниз (спуск снаряда) длина струн соответственно уменьшается или увеличивается.

Благодаря применению талевой оснастки усилием лебедки ($P_л$) поднимается и опускается груз ($Q_{кр}$), немного его превышающий: приближенно усилие, развиваемое на талевом блоке, во столько раз превышает усилие, развиваемое лебедкой, сколько струн содержит данная талевая система. Следует отметить, что выигрыш в силе сопровождается проигрышем в

скорости перемещения груза: скорость спускоподъемных операций замедляется кратно повышению грузоподъемности талевой системы.

Число струн – основная, но не единственная конструктивная характеристика талевой системы. В зависимости от количества роликов кронблока и талевого блока одна и та же талевая система может иметь разное количество струн и обеспечивать разную степень кратности повышения грузоподъемности. Признаком, отличающим одну систему от другой, является место крепления свободного конца каната; от этого зависит характер усилий, деформирующих вышку при критических нагрузках, удельная металлоемкость талевой оснастки (приращение массы вышки на единицу увеличения грузоподъемности) и общая масса талевой оснастки.

Бурение на прямом канате осуществляется на небольших глубинах, так как данная талевая система не дает прироста грузоподъемности, но обеспечивает наивысшую скорость выполнения спуска и подъема снаряда. Схема данной талевой оснастки (рис. 11.13, *а*) реализуется перепусканием каната через ролик кронблока с закреплением свободного конца каната непосредственно на грузоподъемной гарнитуре (элеваторе, вертлюжной скобе и т.д.). Усилие, развиваемое в этом случае на рабочем конце каната (усилие на крюке $Q_{кр}$) несколько меньше усилия лебедки из-за наклонного положения ходового конца каната

$$Q_{кр} = P_{л} \frac{1}{\cos \gamma}. \qquad (11.18)$$

Достоинствами данной талевой системы являются ее минимальные металлоемкость и масса.

Нагрузка на кронблочную раму при подъеме груза на прямом канате определяется как двухкратная нагрузка на крюке:

$$Q_0 = 2Q_{кр}. \qquad (11.19)$$

Некоторая диссимметрия усилий в ходовой и рабочей (свободной) частях каната практически не сказывается и ею пренебрегают.

Применение данной талевой системы ограничивается условиями бурения: глубиной скважины и усилием сопротивления извлеченного снаряда или обсадных труб из скважины.

Талевая оснастка с мертвым концом, закрепленным на полу буровой вышки (рис. 11.13, *б*) может содержать разное число роликов и, следовательно, разное число струн и различную кратность увеличения грузоподъемности. Грузоподъемность ее может быть определена по формуле

$$Q_{кр} = P_{л} m \eta, \qquad (11.20)$$

где m – число струн; η – КПД талевой системы, определяемый числом задействованных в ней роликов:

m	2	3	4	5	6	8
η	0,94	0,92	0,90	0,89	0,87	0,84

Данная талевая система обладает наименьшей относительной (удельной) грузоподъемностью и обладает наибольшими металлоемкостью и массой, требует применения каната максимальной длины. Нагрузка на кронблочную раму в данной талевой системе определится следующим образом

$$Q_0 = Q_{кр}(1 + 2m\eta). \qquad (11.21)$$

В то же время она обладает двумя немаловажными достоинствами:

а) симметричностью усилий в ходовом и свободном концах каната, что исключает опрокидывающие и изгибающие воздействия на буровую вышку при критических нагрузках;

б) возможностью размещения на мертвом конце каната динамометра, точно фиксирующего нагрузку в ходовой и закрепленной ветвях каната.

Талевая оснастка с мертвым концом каната, закрепленным на полу буровой вышки (рис. 11.13, *б*), наиболее эффективна при ликвидации прихватов и в других ситуациях (при бурении скважин большой глубины), когда буровая вышка подвергается предельным нагрузкам. В этом случае проигрыш в металлоемкости сочетается с выигрышем в надежности и контролируемости работы системы.

Талевые оснастки с закреплением свободного конца каната на талевом блоке (рис. 11.13, *в*) и с закреплением мертвого конца на кронблоке (рис. 11.13, *г*) отличаются повышенной относительной грузоподъемностью и пониженной металлоемкостью: соотношение роликов блоков и рабочих струн в этих системах 1:1 (при закреплении мертвого конца на полу буровой 3:2). В данных системах понижена нагрузка на кронблочную раму

$$Q_0 = Q_{кр}(1 + m\eta). \qquad (11.21а)$$

Однако несимметричность усилий в ходовом и свободном концах каната, а также невозможность непосредственного размещения динамометра в ветвях каната снижают надеж-

ность и удобство регулирования работы системы, что имеет немаловажное значение в некоторых аварийных ситуациях и при бурении на предельных глубинах.

При выборе системы талевой оснастки выполняется расчет предельных значений нагрузок на крюке (расчет максимальной грузоподъемности):

$$Q_{кр} = K_{доп}(ag_{бт}l_{бт} + g_{убт}l_{убт}), \qquad (11.22)$$

где $K_{доп}$ – коэффициент дополнительных нагрузок ($K_{доп}$ = = 1,2÷1,3 при глубине скважин более 500 м в устойчивых породах; $K_{доп}$ = 1,4÷1,6 в искривленных, наклонных скважинах глубиной до 500 м); a – коэффициент, учитывающий вес соединительных элементов бурильных колонн различного типа (a = 1,04÷1,06 в колоннах ниппельного соединения; a = = 1,06÷1,1 в колоннах муфтово-замкового соединения); $g_{бт}$ – вес 1 м гладкой части бурильных труб; $l_{бт}$ – длина бурильных труб; $g_{убт}$ – вес 1 м УБТ; $l_{убт}$ – длина УБТ.

Максимально допустимая кратковременная нагрузка на буровую вышку рассчитывается по формуле

$$Q_{max} = P_л^I(m + 2)K\eta, \qquad (11.23)$$

где $P_л^I$ – грузоподъемность лебедки на первой (минимальной) скорости; m – число струн талевой оснастки; K – коэффициент перегрузки двигателя привода станка (K = 1,7÷2,2 для электродвигателя; K = 1,1 для дизеля); η – КПД талевой системы.

Грузоподъемная гарнитура – комплекс устройств, обеспечивающих быстрое и надежное присоединение элементов бурового снаряда (колонны бурильных и обсадных труб) к талевой системе и отсоединение от нее – включает в себя следующие основные элементы.

Вертлюжные скобы – устройства, предназначенные для подвешивания к талевому блоку грузоподъемных принадлежностей (элеваторов и фартшулей). Вертлюжные скобы конструктивно выполнены в виде стального цилиндрического корпуса диаметром от 108 до 245 мм и длиной от 230 до 1135 мм. В верхней части корпуса размещена 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, расположенной внутри корпуса, и могут свободно вращаться друг относительно друга. Грузоподъемность вертлюжных скоб изменяется от 0,01 МН (для БИ249-89А-00) до 0,35 МН (для БИ249-192-00).

Вертлюг-сальник, представляющий собой элемент систем гибких трубопроводов бурового насоса, в то же время является соединительным звеном между талевой системой и бурильной колонной, подвешенной к вращающейся части вертлюга. Схема конструкции вертлюга-сальника приведена на рис. 11.10.

Грузоподъемность вертлюгов-сальников изменяется от 0,025 МН (для ВС-2,5) до 0,35 МН (для БИ249-298). Соответственно масса их изменяется от 27,6 до 250 кг.

Кольцевые элеваторы – основные элементы грузоподъемных принадлежностей, обеспечивающие захват и удержание бурильных труб при их подъеме и спуске и осво-

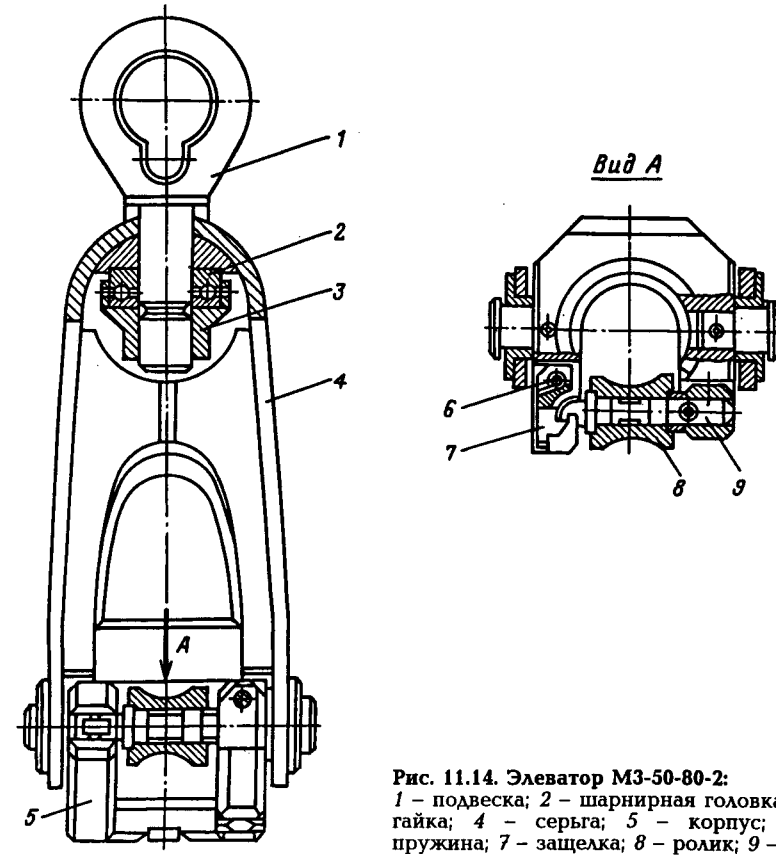


Рис. 11.14. Элеватор МЗ-50-80-2:
1 – подвеска; *2* – шарнирная головка; *3* – гайка; *4* – серьга; *5* – корпус; *6* – пружина; *7* – защелка; *8* – ролик; *9* – ось

бождение 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 рис. 11.14.

Основные узлы элеватора следующие: поворотная шарнирная головка *2*, серьга *4*, корпус *5* 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 выполнена вертикальная цилиндрическая расточка с опорным буртом в нижней части для подхвата свечи за 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, открывается при нажатии на клапан.

Наголовник (рис. 11.15) 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 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 должны 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.

Рис. 11.15. Наголовник для бурильных труб

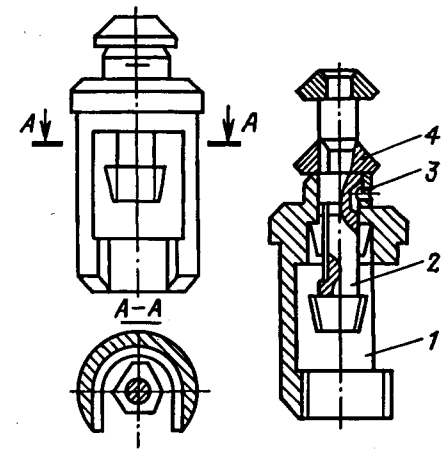
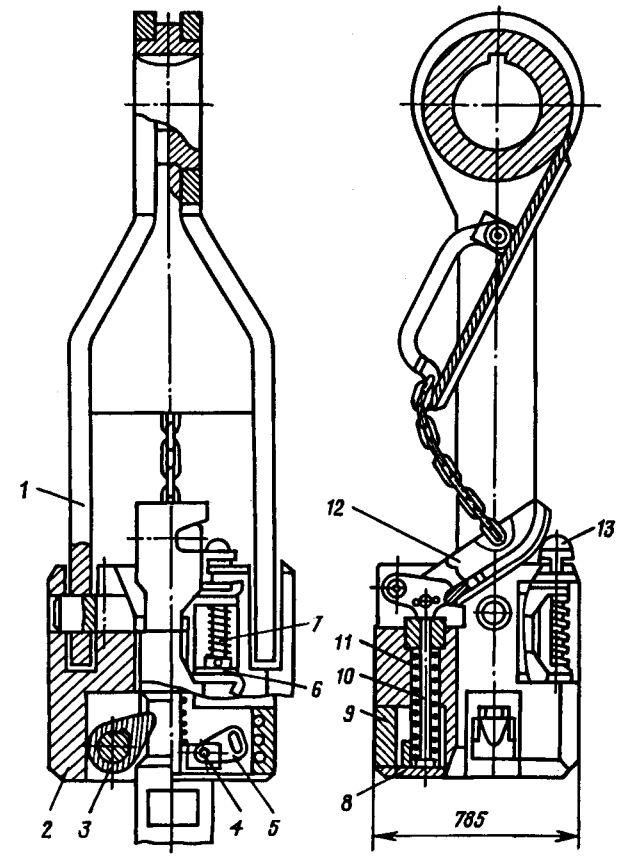


Рис. 11.16. Полуавтоматический элеватор Э-18/50:
1 – серьга с отражателем; *2* – корпус; *3* – кулачки; *4* – штифт; *5* – хвостовик; *6* – створки; *7, 11* – пружины; *8* – траверса; *9* – крышка; *10* – тяга; *12* – копир; *13* – ось



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 комплекс "Уралец-22" принципиально отличается от элеватора МЗ-50-80-2 выполнением конструкции наголовника – подъемной муфты, которая представляет собой цанговый захват за наружные прорези на муфте замка бурильной свечи.

Аналогичные конструкции полуавтоматических элеваторов используют для спускоподъемных операций при бурении комплексами со съемным керноприемником (КССК).

Существуют полуавтоматические элеваторы, не требующие использования наголовников. Элеватор Э-18/50 (рис. 11.16) 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.

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 последующем 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 спускают 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 нижней части отвинченной свечи на подсвечник зев корпуса элеватора ориентируют в сторону штангоприемника, и элеватор опускают. Копир отводится свечой в верхнее положение, а кулачки убираются в пазы корпуса. Элеватор, скользя по свече, отсоединяется от нее и продолжает свободно опускаться.

ТЕХНИЧЕСКИЕ СРЕДСТВА ДЛЯ СВИНЧИВАНИЯ И РАЗВИНЧИВАНИЯ БУРИЛЬНЫХ ТРУБ

Отсоединение свечей от бурильной колонны при подъеме снаряда из скважины и соединение свечей в колонну при спуске ее в скважину является наиболее трудоемкой операцией при спуск-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 резьбы, а также к ее чрезмерному износу и перезатягиванию: усилие развинчивания в этом случае превышает нормальное на 50–100 %. На рис. 11.17 представлен график оптимальных усилий при свинчивании и развинчивании замковых резьб, полученный в результате экспериментальных исследований (А.Н. Бажутин, С.И. Голиков). Последние 60° поворота водила при свинчивании обеспечивают оптимальный натяг резьбы крутящим моментом, равным 2000 Н·м. Раскрепление резьбы при этом обеспечивается поворотом водила на первые 80° при достижении крутящего момента в 2500 Н·м.

Разумеется, вручную выдержать оптимальный график затягивания десятков резьб при спуске колонны невозможно.

Механические труборазвороты обеспечивают как высокую производительность, так и хорошее качество затягивания соединений.

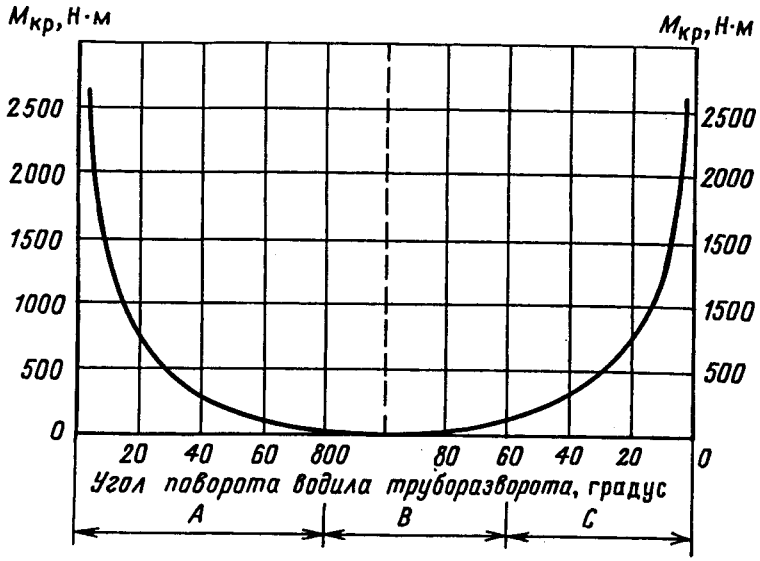


Рис. 11.17. График усредненных значений крутящих моментов, обеспечивающих нормальное свинчивание и развинчивание свечей бурильных труб:
A, C – зона раскрепления и закрепления соответственно; *B* – зона без нагрузки (около 6 оборотов)

На рис. 11.18 представлен труборазворот РТ-1200 М. Механизм устанавливается на устье скважины, пропускает свечу через центральное отверстие в корпусе, имеет замкнутый контур редуктора вращателя *1*. Конструкция его представляет собой редуктор, передающий 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.

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.

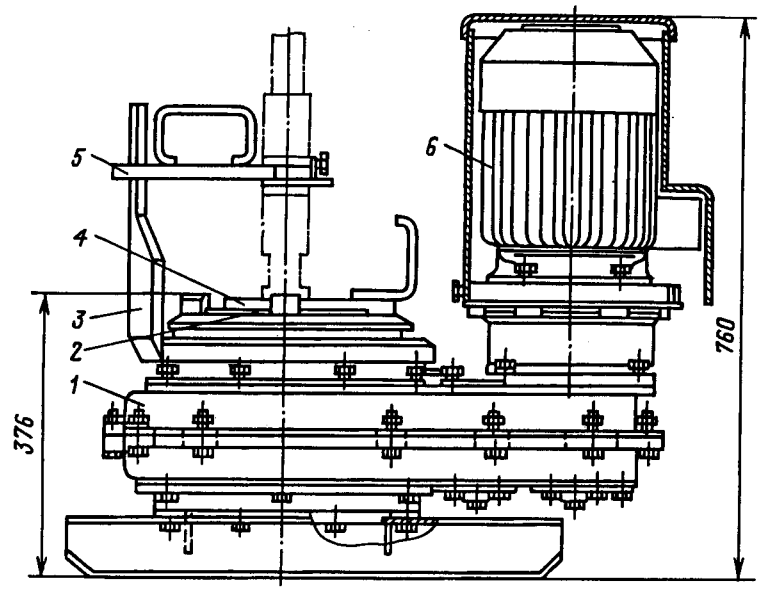


Рис. 11.18. Труборазворот РТ-1200М:
1 – вращатель; *2* – центратор; *3* – водило; *4, 5* – подкладная и ведущая вилки; *6* – электродвигатель

Для выполнения спускоподъемных операций применяется разнообразный вспомогательный инструмент.

Шарнирные ключи (рис. 11.19, *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. 11.19, *б*) предназначены для свинчивания и развинчивания твердосплавных и алмазных коронок, колонковых труб и других деталей колонковых наборов. Ключ КК состоит из двух скоб *1* 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. 11.19, *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 упо-

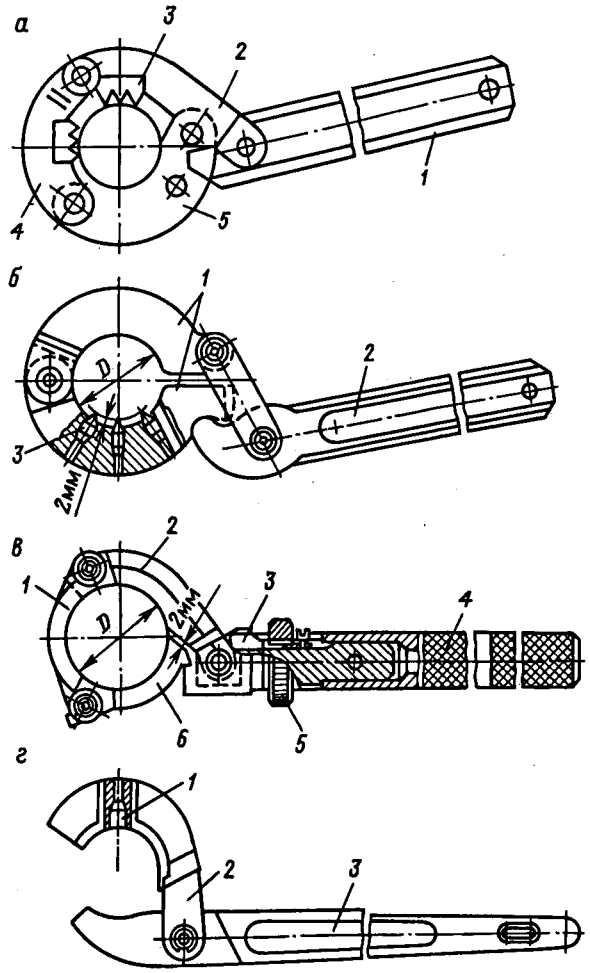


Рис. 11.19. Вспомогательный инструмент для колонкового бурения

ром *3*, скользящим в пазу, препятствует раскрытию накинутого на трубу ключа. Ключи КГ выпускаются двух типоразмеров: на 57 и 73 мм.

Ключи типа КБ (рис. 11.19, *г*) применяют для свинчивания и развинчивания алмазных колонок и расширителей, имеющих круглые отверстия. Ключ КБ состоит из скобы *2* с запрессованным штифтом *1* и рукоятки *3*.

Для удлинения рукояток трубных ключей можно применять только бесшовные патрубки, не имеющие повреждений.

Эти патрубки должны плотно надеваться на ручки ключей. Длина сопряжения должна быть не менее 0,2 м, а общая длина ключа с патрубком не должна превышать 2 м.

ПУТИ ПОВЫШЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ СПУСКОПОДЪЕМНЫХ ОПЕРАЦИЙ

Сокращение объема непроизводительных трудозатрат во многом зависит от увеличения скорости выполнения спускоподъемных операций. Особенно большое значение это имеет при бурении глубоких скважин.

Эта проблема, а также проблемы повышения безопасности и снижения трудоемкости ведения работ решается с помощью комплексной механизации спускоподъемных операций. Основные принципы механизации СПО разработаны в трудах Е.А. Козловского и А.Д. Дьякова.

Влияние спускоподъемных операций на продолжительность бурения определяется зависимостью

$$v_р = h/(t_{ч.б} + t_{спо}), \qquad (11.24)$$

где $v_р$ – средняя рейсовая скорость бурения; h – проходка за рейс; $t_{ч.б}$ – время чистого бурения; $t_{спо}$ – затраты времен на спускоподъемные операции.

Все факторы, влияющие на общую продолжительность спускоподъемных операций, можно разделить на две группы: влияющие на объем спускоподъемных операций и влияющие на скорость их выполнения.

К первой группе относятся глубина скважин, средняя рейсовая скорость и характер ее изменения с глубиной; ко второй – мощность привода лебедки, длина и вес свечей бурильных труб, скорость спуска и подъема нагруженного элеватора.

С ротором глубины бурения затраты времени на спускоподъемные операции увеличиваются в степенной зависимости от 2 до 3. Это связано с тем, что при подъеме инструмента на поверхность бурильная колонна расчленяется на относительно короткие свечи бурильных труб, а при спуске свечи свинчиваются в колонну, равную глубине скважины.

На рис. 11.20 показана зависимость времени операций спуск-подъема от глубины скважины. С увеличением высоты буровой вышки сокращаются затраты на спуск и подъем, так как могут применяться свечи большей длины и сокращается общее число свинчиваемых и развинчиваемых соединений, со-

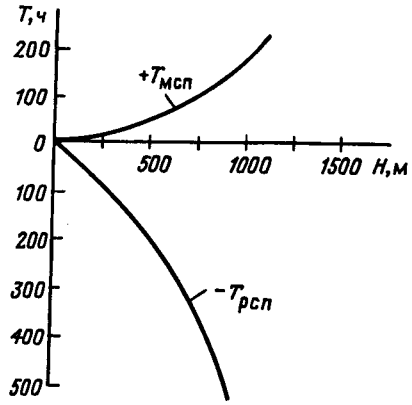


Рис. 11.20. Зависимость времени спускоподъемных операций T от глубины скважины H:
$T_{мсп}$ – общее машинное время, затрачиваемое на подъем труб и незагруженного элеватора; $T_{рсп}$ – продолжительность ручных и машинно-ручных операций в процессе спуска и подъема инструмента

кращение числа операций со свечами. Однако в то же время возрастает металлоемкость буровой вышки, затраты на ее монтаж и демонтаж.

Если по оси абсцисс откладывать значения высоты вышки h, а по оси ординат – объемы затрат, отнесенные к 1 м скважины (рис. 11.21), то можно построить две кривые: $R_1 = f_1(h)$ – стоимость эксплуатационных расходов, зависящих от высоты вышки, и $R_2 = f_2(h)$ – стоимость спускоподъемных операций, в которую входят и затраты на механизацию этих работ.

Стоимость эксплуатационных расходов R, отнесенных к 1 м бурения, определяется по формуле

$$R_1 = [C_1 + C_2 + n(C_3 + C_4)]/Q, \qquad (11.25)$$

где C_1, C_2, C_3, C_4 – стоимость соответственно вышки, ремонта вышки за полное время ее эксплуатации, одного монтажа-демонтажа вышки, одной ее перевозки; n – число перевозок вышки за время эксплуатации; Q – объем бурения, выполненный с помощью вышки за время ее эксплуатации, м.

Стоимость спускоподъемных операций, отнесенная к 1 м бурения, определяется следующим образом:

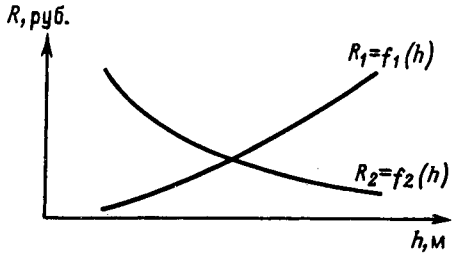


Рис. 11.21. График определения оптимальной высоты буровой вышки

$$R_2 = Trn/L, \qquad (11.26)$$

где T – время, затрачиваемое на спускоподъемные операции при проходке скважины на глубину L,

$$T = \frac{K_u L^2}{2lh}, \qquad (11.27)$$

r – стоимость 1 станко-смены; n – число пробуренных скважин за время эксплуатации вышки; K_u – коэффициент, учитывающий дополнительные рейсы, связанные с авариями, подъемом утерянного керна и т.д.; t – среднее время на спуск и подъем свечи при проходке скважины на глубину L, станко-смена; l – длина бурильной свечи, м; h – углубка за рейс, м.

Усредненное значение рейсовой углубки за длительный промежуток времени может быть определено по формуле:

$$h = Q_{уст}K/L, \qquad (11.28)$$

где $Q_{уст}$ – годовой объем бурения, выполненный буровой установкой, м; K – календарный срок службы буровой установки, годы.

Очевидно, что на графике (см. рис. 11.21) оптимальной высоте вышки соответствует точка пересечения функций R_1 и R_2.

В настоящее время имеются технические решения, внедрение которых в практику полностью обеспечило бы механизацию спускоподъемных операций: ключи с гидроприводом, гидрозахваты и манипуляторы. Внедрение их зависит только от экономических причин – расходы на их использование, увеличивающие объем затрат на выполнение СПО (см. рис. 11.21, кривая R_2), должны быть экономически оправданы. Поэтому в конечном счете будущее механизации спускоподъемных операций связано с производством недорогих и долговечных элементов: буровых вышек и мачт, элеваторов, труборазворотов и вспомогательных механизмов.

12 ТЕХНОЛОГИЯ И ТЕХНИЧЕСКИЕ СРЕДСТВА ВЕЩЕСТВЕННОГО ОПРОБОВАНИЯ РАЗВЕДОЧНЫХ СКВАЖИН

Получение проб минерального вещества в процессе проходки разведочных скважин – одна из главных технологических задач разведочного бурения. В процессе бурения производится отбор керновых, шламовых, керношламовых и специальных (герметизированных) проб полезного ископаемого и вмещающих пород. На основе вещественных проб, отбираемых средствами бурения, производится геохимическое, минералого-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.

Различные виды вещественных проб в разной степени могут соответствовать приведенным выше 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 породоразрушающим инструментом и располагающийся внутри колонковой трубы.

Обеспечение качества кернового опробования – одна из традиционных проблем технологии разведочного бурения.

Диаметр керна (поперечный или минимальный размер керновой пробы) является определяющим условием при проектировании конструкции скважины. Ограничивая минимальный конечный диаметр в процессе бурения, диаметр керна определяет диаметры всех элементов конструкции разведочной скважины при построении ее снизу вверх.

Обеспечение сохранности керновой пробы в технологии разведочного бурения выражается показателем линейного выхода керна – процентным выражением длины доставленного на поверхность кернового материала $l_к$ по отношению к длине рейсовой углубки $l_р$:

$$B_к = \frac{l_к}{l_р} 100\,\%. \qquad (12.1)$$

Минимально допустимый выход керна для конкретного месторождения можно вычислить по формуле

$$B_{к\,min} = \frac{(1 - K_р)И}{(1 - K_р)И + K_р m_{к\,доп}} 100\,\%, \qquad (12.2)$$

где $m_{к.доп}$ – допустимая техническая погрешность опробования, отн. ед.; $K_р$ – коэффициент равномерности оруденения (отношение среднего содержания компонента в руде к максимальному); $И$ – степень избирательности истирания (доля перетертого керна, приходящая на рудный материал).

В некоторых случаях (при разведке россыпей, месторождений со слабо координированным в пространстве оруденением) более удобны показатели объемного или массового выхода керна (сохранения объема или массы керна, %).

Разрушение керна в процессе бурения может иметь различную природу и зависеть от многих причин.

Наиболее интенсивное разрушение кернового материала происходит при самозаклинивании керна в процессе бурения внутри колонковой трубы, а также при так называемых подклиниваниях керна, когда жесткого заклинивания

не происходит, а его клинообразные части, образуемые в результате расслоения и трещиноватости, расположенные под острым углом к оси керна, периодически сламываются и крошатся.

К потерям кернового материала ведет взаимоистирание кусков трещиноватого керна, подверженного вращению и вибрации во вращающейся колонковой трубе.

Определенную роль в разрушении керна играет температурный режим работы алмазной коронки на забое. Установлено, что при алмазном бурении с продувкой, когда нагрев керна вследствие относительной теплофизической инертности воздуха повышается до 220 °С (при промывке водой температура керна не превышает 25 °С) происходит дискование керна — расслоение его на диски толщиной 5–10 мм. Это, в конечном счете, также ведет к потерям керна.

Особое значение для сохранения кернового материала имеет режим промывки. Поток жидкого очистного агента проявляет себя двояко. Во-первых, он оказывает разрушающее гидродинамическое воздействие. В слабых, размываемых и растворяемых горных породах (супесях и суглинках, песках, слабых углях, каменных солях) поток промывочной жидкости непосредственно разрушает керн. Во-вторых, поток очистного агента при прямой промывке выносит из колонковой трубы частицы керна, разрушенные механическим воздействием. При этом наиболее интенсивно выносятся легкие частицы, растворимые и летучие компоненты, что приводит к искажающему обогащению пробы тяжелыми и устойчивыми компонентами.

Особенностью технологических мероприятий, методики повышения керна является неоднозначность происходящих на забое процессов, не поддающихся непосредственному наблюдению. Поэтому в настоящее время принята методика, основывающаяся на выделении факторов, при воздействии которых происходит разрушение и утрата кернового материала. Все эти известные из опыта факторы подразделяются на три основные группы: геологические, технические и технологические факторы. Иногда выделяют еще и организационные факторы, к которым относят недостаточную квалификацию персонала, неполное материально-техническое обеспечение, ошибки технологического проектирования работ и т.д.

Геологические, технические и технологические факторы не действуют независимо друг от друга – их отрицательное влияние на керн проявляется лишь во взаимовлиянии, причем

конкретные сочетания отдельных геологических, технических и технологических факторов определяют содержание каждого отдельного физического явления, приводящего к разрушению и утрате кернового материала. Один и тот же фактор может проявлять себя различным образом в зависимости от наличия или отсутствия других факторов. На этом строится методика и технология повышения выхода керна.

Рассмотрим технологические факторы потерь керна, как определяющие, поскольку можно утверждать, что любая горная порода может быть опробована с высоким качеством при правильном (соответствующем ее свойствам и особенностям) выборе способов и технологических приемов бурения.

Группу технологических факторов составляют разрушающие керн воздействия, сопровождающие процесс бурения.

Вращение колонковой керноприемной трубы приводит к взаимному истиранию кусков керна, имеющих разную массу и вращающихся с различной угловой скоростью под действием силы трения колонковой трубы. Разрушающее воздействие на керн оказывает также вибрация, возникающая при вращении бурового снаряда. Отрицательное влияние колонковой трубы может проявиться только в трещиноватых породах — интенсивность взаимоистирания кусков керна пропорциональна площади контактной поверхности, а в монолитном образце керна взаимоистирание кусков керна невозможно. Интенсивность взаимоистирания кусков керна под действием вращения керноприемника проявляется сильнее в неоднородных породах, включающих слабый цемент и твердые абразивные минеральные зерна (некоторые виды песчаников), а также в слабых горных породах.

Гидродинамическое воздействие потока промывочной жидкости определяется расходом промывочной жидкости, значения которой существенно отличаются в разных способах бурения. Минимальные удельные расходы промывочной жидкости (на единицу диаметра коронки) отмечаются при алмазном бурении; максимальные – при гидроударном бурении. Характер гидродинамического воздействия зависит также от вида промывочной жидкости: вязкие глинистые растворы оказывают большее разрушающее воздействие вследствие большей плотности и больших гидравлических сопротивлений их истечению.

Правильно выбранная схема циркуляции промывочной жидкости в призабойной зоне и применение соответствующих специальных технических средств позволяют избежать

потерь керна, в том числе и разрушенного механическими воздействиями.

Комплексными технологическими факторами, поддающимися управлению и определяющими режим керносбережения, являются продолжительность рейсовой углубки и рациональный выбор параметров режима бурения, обеспечивающий эффективность разрушения горной породы на забое и высокую скорость проходки скважины.

Если режим бурения (частота вращения снаряда, осевая нагрузка, расход промывочной жидкости) и способ разрушения породы на забое (вид и типоразмер породоразрушающего инструмента) выбраны неправильно, то процесс бурения идет медленно, забой скважины и формируемый керн подвергаются значительным дополнительным разрушающим воздействиям.

Продолжительность рейсовой углубки определяет продолжительность разрушающих воздействий и тем самым непосредственно влияет на величину выхода керна.

К техническим факторам относятся явления и процессы, обусловленные применением различных устройств для отбора керна. Они тесно связаны с технологическими факторами и предназначены для нейтрализации негативных технологических факторов.

Первостепенное значение в обеспечении качественного кернового опробования имеет правильный выбор устройств для отрыва и удержания керна. Неправильно выбранный кернорватель приводит к дополнительному разрушению или заклиниванию керна в нем в процессе бурения. Кернорвательное устройство, не соответствующее типу или физическому состоянию разбуриваемых пород, не обеспечивает удержание керна в керноприемнике при его подъеме на поверхность.

Тип и конструктивные особенности бурового снаряда, керноприемного устройства могут как усиливать процесс разрушения и утраты керна, так и способствовать его сохранению несмотря на присутствие других неблагоприятных факторов.

К геологическим факторам относятся характеристики, выражающие устойчивость горных пород к разрушающим воздействиям процесса бурения. Важнейшие из них – прочность и монолитность (степень трещиноватости), однородность минерального состава (структурно-текстурные особенности), анизотропность и характеристики макроструктуры (слоистость и перемежаемость слоев по прочности), условия залегания и угол встречи плоскости слоистости с осью скважины. Наибольшее влияние на выход керна оказывают перемежаемость пород по прочности, косослоистость (по отношению к оси скважины) и трещиноватость.

Отрицательное влияние перемежаемости горных пород на выход керна проявляется в том, что слабые пропластки неизбежно воспринимают технологические воздействия, направленные на разбуривание крепких пропластков и вследствие этого подвергаются усиленному разрушению. Однородные, даже очень слабые породы могут буриться с полным выходом керна при соответствующих им параметрах режима бурения. В случае высокой перемежаемости технологический процесс определяется условиями бурения наиболее прочных составляющих разреза.

Косослоистость вызывает самозаклинивание керна в результате образования естественного клина при раскалывании керна по плоскостям напластования.

Трещиноватость горных пород обусловливает взаимоистирание кусков керна во вращающейся колонковой трубе.

Таким образом, свойства горных пород в разрезе оказывают влияние на выход керна не сами по себе – они проявляются в определенных технико-технологических условиях.

Для характеристики геолого-технических условий кернообразования применяется комплекс показателей, в который входят:

характеристика степени трещиноватости (сильная, средняя, слабая);

показатели удельной кусковатости керна (число кусков на 1 м длины и отношение средней длины куска $l_к$ к диаметру керна $d_к$);

показатели буримости горных пород (объединенный показатель динамической прочности и абразивности $\rho_м$);

структурно-текстурные признаки пород в разрезе (характеристики связности, однородности, отношение коэффициентов динамической прочности $F_д$ перемежающихся прослоев).

Институтом ВИТР в России разработана и применяется эталонная схема классифицирования горных пород по трудности отбора керна (табл. 12.1).

Данная схема классифицирования увязывает в единое целое геологические, технические и технологические факторы применительно к конкретным разновидностям горных пород и помогает оценить не только степень трудности отбора керна, но и характер причин кернопотерь, свойственных данной породе.

Таблица 12.1

Эталонная схема классифицирования горных пород по трудности отбора керна ($B_к$, %)

Степень трещиноватости	Кусковатость $K_у$, шт/м	$\rho_м$	Цифровой индекс поля	Структурно-текстурные характеристики				
				Несвязные, рыхлые, размываемые	Связные, неоднородные по твердости $\frac{F_{A1}}{F_{A2}} >> 1$	Связные, перемежающиеся $\frac{F_{A1}}{F_{A2}} >> 1$	Связные, неоднородные $\frac{F_{A1}}{F_{A2}} >> 1$	Связные, однородные $\frac{F_{A1}}{F_{A2}} \approx 1$
				Буквенный индекс поля				
				А	Б	В	Г	Д
Слаботрещиноватые и монолитные	1–10, $\frac{l_к}{d_к} >$ > 2,4	> 22,5 10,0–22,5 0–10	11 2 3	0–20	65–70 60–65 50–55	70–75 65–70 60–65	80–85 70–75 65–70	90–100 85–90 80–85
Среднетрещиноватые и монолитные	11–30, $\frac{l_к}{d_к} =$ =0,8–2,4	> 22,5; 10,0–22,5; 0–10	4 5 6	0–20	45–50 40–45 35–40	55–60 45–50 40–45	60–65 55–60 45–50	75–80 70–75 60–65
Сильнотрещиноватые	> 31, $\frac{l_к}{d_к} =$ = 0,8	22,5 10,0–22,5 0–10	7 8 9	0,20	20–25 15–20 0–5	25–30 20–25 5–10	35–40 25–30 10–15	45–50 35–40 15–20

Примечание. Приведены значения выхода керна при бурении одинарной коронкой с прямой промывкой.

12.1. СПОСОБЫ И СРЕДСТВА ПОВЫШЕНИЯ ВЫХОДА КЕРНА

Все способы и средства повышения выхода керна при колонковом механическом вращательном бурении базируются на трех подходах:

1) устранение или ограничение разрушающих побочных воздействий в процессе бурения;

2) сохранение разрушенного кернового материала в керноприемном устройстве;

3) защита керна от побочных разрушающих воздействий технологического процесса бурения.

Некоторые способы повышения выхода керна сочетают в себе разные подходы.

Простейший технологический прием повышения выхода керна – ограничение длины рейсовой углубки. Обычно геологи задают ограничения рейсовой углубки при бурении по рудному телу до 2,1 и даже 0,5 м. Отбор специальных и наиболее ответственных проб может производиться и более короткими рейсами. Эффект в данном случае достигается только за счет ограничения продолжительности воздействия на керн неблагоприятных факторов. Этот способ чрезвычайно дорогой, особенно при разведке глубоко залегающих месторождений и не всегда эффективный.

Наиболее распространены в современной технологической практике способы, базирующиеся на сохранении разрушенного кернового материала и получения полноценной керношламовой пробы, содержащей все первичные компоненты опробуемого минерального вещества – такой подход дает более высокую точность химического опробования, чем подход, основанный на предотвращении разрушения пробы.

Сохранение разрушенного вещества достигается путем создания на забое местной обратной циркуляции очистного агента.

Достоинство обратной призабойной циркуляции промывочной жидкости заключается прежде всего в том, что интенсивный поток очистного керна, охлаждающий коронку и очищающий забой от шлама подводится к забою не со стороны уже сформированной керновой пробы, а из затрубного пространства. Дросселируя через каналы коронки, он теряет гидродинамический напор, а попадая в свободное пространство керноприемной трубы, теряет скорость до уровня, меньшего критической скорости, соответствующем скорости естественного осаждения мелких частиц породы в жидкости. Таким образом, все частицы вещественной пробы независимо от степени разрушенности и величины остаются в керносборном устройстве.

Создание обратной призабойной циркуляции промывочной жидкости достигается различными способами, схемы которых представлены на рис. 12.1.

При отсутствии специальных технических средств для бурения в трудных для отбора керна породах применяется безнасосное бурение (рис. 12.1, *а*). Для осуществления этого способа колонковый набор *4* снабжается специальным переход-

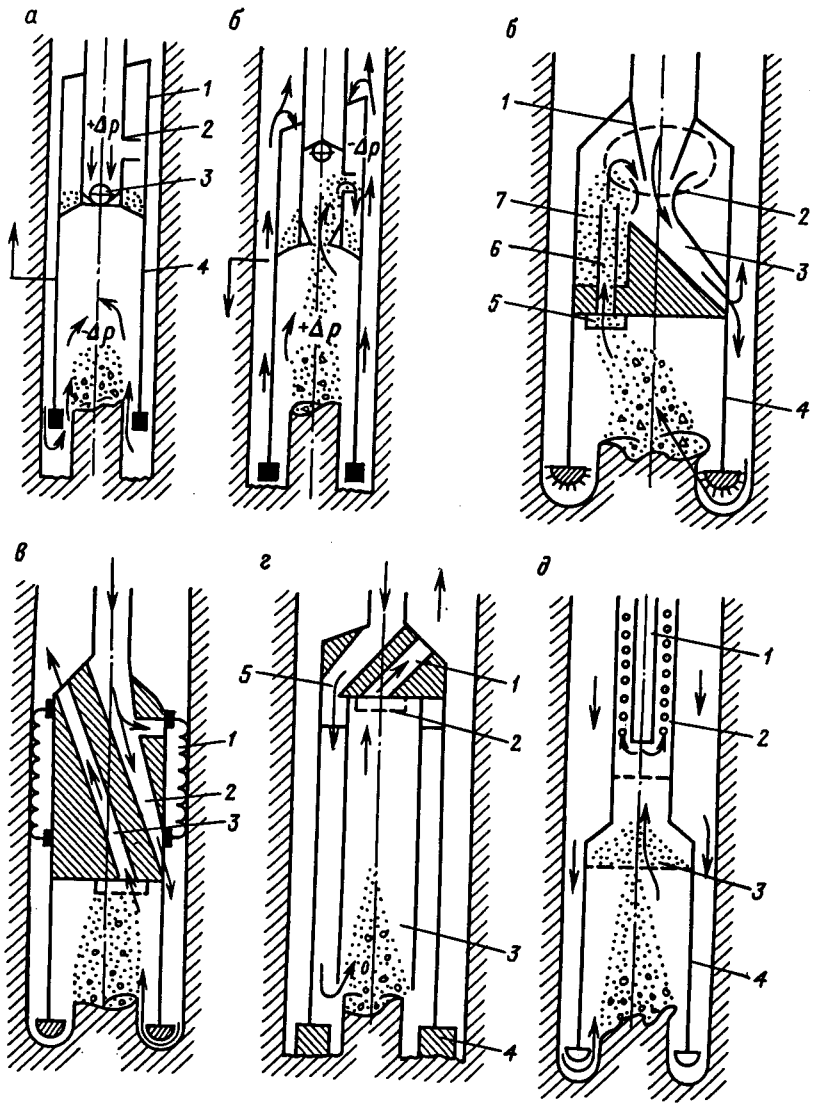


Рис. 12.1. Схемы формирования обратной призабойной циркуляции промывочной жидкости

ником с отверстием *2* и обратным шариковым клапаном *3*, а также шламосборной трубой *1* открытого или закрытого типа. Промывка скважины буровым насосом в этом случае не производится. Бурение ведется с расхаживанием снаряда – периодическим подъемом и спуском снаряда на 15–20 см с задержкой его в рабочем режиме на забое на несколько секунд. Обычно выполняется 5–10 циклов расхаживания в 1 мин.

Обратная призабойная циркуляция промывочной жидкости формируется следующим образом. При движении колонкового набора *4* вверх в его внутренней полости создается зона пониженного давления $-\Delta p$: падение давления соответствует величине гидросопротивления движению колонкового набора вверх. Под действием разности давлений промывочная жидкость из скважины дросселируется через затрубное пространство во внутреннюю полость керноприемника, захватывая частицы керна и шлама. Клапан *3* при этом остается закрытым.

При движении колонкового набора вниз во внутренней полости колонкового набора создается зона повышенного давления $+\Delta p$, а в затрубном пространстве над колонковым набором – зона депрессии $-\Delta p$. При этом промывочная жидкость из колонковой трубы под действием разности давлений устремляется из колонковой трубы *4* через открытый в этом случае клапан *3* в шламосборник *1*, захватывая легкие частицы шлама, критическая скорость осаждения которых ниже скорости перемещения потока промывочной жидкости. В шламовой трубе происходит дальнейшее замедление скорости движения потока жидкости и осаждение наиболее легких частиц шлама.

Таким образом, с одной стороны, происходит устранение разрушающего гидродинамического воздействия прямого потока очистного агента на керн, а с другой – улавливание всех частиц горной породы, подвергшихся разрушению в процессе бурения.

Однако данный способ отличается весьма низкой производительностью и практически непригоден при бурении крепких пород алмазными коронками (постоянное расхаживание снаряда отрицательно сказывается на коронке, а кроме того, кернорвательное устройство алмазного породоразрушающего инструмента может захватывать керн при подъеме снаряда даже на незначительную величину).

На рис. 12.1, *б* изображена схема работы эжекторного снаряда, использующего для создания обратной призабойной циркуляции жидкости эжекционный эффект – эффект понижения давления вблизи струи жидкости, движущейся с повышенной скоростью.

Основным элементом эжекторного снаряда является эжектор, состоящий из сопла *1* (гидродинамической насадки) и

диффузора *2* (фигурной горловины, улавливающей струю, истекающую из сопла с повышенной скоростью).

Работает эжекторный снаряд следующим образом.

Струя промывочной жидкости, истекая под давлением из сопла *1* с высокой скоростью создает вблизи верхней горловины диффузора *2* область повышенного давления $-\Delta p$ и по каналу *3* направляется в затрубное пространство.

Область повышенного давления вблизи диффузора *2* через канал *6* гидравлически связана с внутренней полостью керноприемника *4*, где также формируется давление, пониженное по сравнению с давлением жидкости в затрубном пространстве. В результате жидкость подсасывается из затрубного пространства через пазы коронки во внутреннюю полость колонковой трубы *4*, захватывая частицы шлама и керна и далее через фильтр *5* поступает в полость шламосборника *7*. Частицы керна и шлама по ходу движения жидкости осаждаются из нее в полость колонковой трубы или в закрытый шламосборник. Для улавливания тонкоизмельченных взвешенных в промывочной жидкости частиц шламосборники эжекторных снарядов обычно оснащаются специальными системами шламоулавливания: гидроциклонными устройствами, шнековыми, винтовыми, лабиринтными шламоуловителями, акустическими гидровибраторами и т.д.

Эжекторные снаряды оснащаются алмазными коронками и предназначены для бурения в горных породах, содержащих наряду с мягкими, легко разрушаемыми минералами (тонкими прослоями мягких минералов) твердые и очень твердые минералы и пропластки, а также для опробования очень твердых, но сильно трещиноватых и хрупких пород и руд.

На рис. 12.1, *б* представлена принципиальная схема формирования обратной призабойной циркуляции за счет эжекционного эффекта. Конструкции реальных эжекторных снарядов достаточно сложны и разнообразны. Помимо одинарных эжекторных снарядов (ОЭС) конструкции ЦНИГРИ имеются двойные эжекторные снаряды марки ТДН-76-Э и ТДВ-76-Э конструкции ВИТРа, в которых с целью усиления коэффициента эжекции струя на выходе из диффузора направляется в межтрубное пространство двойной колонковой трубы, создавая дополнительный подпор промывочной жидкости.

В настоящее время выпускаются эжекторные снаряды для бурения скважин диаметрами от 59 до 93 мм. Рабочий расход промывочной жидкости на привод эжектора 80–100 л/мин. Рейсовая углубка при использовании эжекторного снаряда, как правило, не превышает 1, 5 и реже – 2 м.

Недостатком эжекторного снаряда является обратная зависимость скорости потока обратной циркуляции от массы перемещаемого при этом шлама – эффективность работы эжекторного насоса снижается по мере насыщения потока очистного агента шламом. Существует некоторый критический предел зашламования, определяемый опытным путем, при котором эжекторный насос перестает работать, а вся промывочная жидкость движется вверх по затрубному пространству, что чревато прижогом снаряда. Поэтому эжекторные снаряды не применяются при бурении пород мягких и средней крепости, где объемы шлама и разрушенного керна бывают велики.

Для опробования мягких пород, а также крепких и средней крепости пород и руд, образующих вследствие особенностей своего строения большое количество шлама и частиц разрушенного керна, используются пакерные снаряды (рис. 12.1, *в*, *г*), которые формируют поток обратной призабойной циркуляции за счет создания искусственных препятствий (гидросопротивлений) нормальной прямой циркуляции очистного агента.

Пакерные снаряды, предназначенные для использования в скважинах с относительно устойчивыми, ровными стенками (см. рис. 12.1, *в*), имеют в качестве основного рабочего элемента пакер *1* – устройство уплотнения затрубного пространства в верхней своей части – эластичную камеру.

Работает снаряд следующим образом. Поток промывочной жидкости, нагнетаемый под давлением в колонну бурильных труб формирует в пакере *1* давление, необходимое для увеличения объема эластичной камеры и перекрытия затрубного пространства скважины. Этим же потоком формируется подпор, зона повышенного давления промывочной жидкости в затрубном пространстве призабойной зоны.

Внутренняя полость керноприемника имеет гидравлическую связь с затрубным пространством с помощью канала *2* выше пакера, где формируется область пониженного давления. В результате промывочная жидкость продавливается через пазы коронки во внутреннюю полость колонковой трубы, захватывая частицы шлама и керна, которые осаждаются при уменьшении скорости движения потока в свободном пространстве керноприемника. Далее промывочная жидкость через канал *3*, снабженный шламоулавливающим фильтром устремляется в свободное затрубное пространство и далее на поверхность. Коэффициент использования потока промывочной жидкости в таком устройстве может быть близок к единице (определяется качеством гидромеханического уплотнения за-

трубного пространства). Недостатком является быстрое разрушение гидромеханического пакера, подвергающегося в процессе бурения абразивному износу.

Существуют технические решения, в которых гидромеханический пакер заменен гидравлическим – системой винтовых наружных проточек, кольцевых буртиков и канавок, турбулизирующих поток очистного агента, дросселируемого через зазор затрубного пространства и создающих повышенные гидравлические сопротивления. Условием работы гидравлического пакера является низкий уровень гидросопротивлений на забое, что обеспечивается только в крепких устойчивых породах с ровным хорошо проработанным забоем и стенками скважины.

Другой принцип действия заложен в конструкции пакерных снарядов (см. рис. 12.1, *г*), предназначенных для бурения слабых пород, содержащих прослои глин и рыхлых отложений (гравийно-галечниковых, щебенистых кор выветривания и т.д.).

Роль пакера в таких снарядах играет специальная твердосплавная или алмазная коронка *4*. Колонковая труба в снарядах данной конструкции обязательно должна быть двойной – подпор промывочной жидкости, обеспечивающий обратную циркуляцию, создается в межтрубном пространстве через канал *5*. При этом толстостенная коронка *4* препятствует движению жидкости в затрубное пространство и направляет его во внутреннюю полость керноприемника *3* и далее через фильтр *2* и канал *1* в затрубное пространство и далее на поверхность. Частицы шлама и керна остаются внутри керноприемной трубы. Пакерные снаряды обоих типов могут снабжаться дополнительными устройствами шламоулавливания.

На базе снарядов данного типа разработаны специальные двойные колонковые трубы ТДН-0.

Для бурения легкорастворимых горных пород (минеральных солей), а также при опробовании крепких трещиноватых горных пород в условиях интенсивного поглощения промывочной жидкости применяется эрлифтная обратная промывка.

Принцип эрлифтной промывки (рис. 12.1, *д*) основан на закачивании в колонну бурильных труб *2*, являющихся в этом случае водоподъемными трубами, воздуха через воздухопроводящие трубы *1*, спущенные внутрь водоподъемных труб на определенную глубину. При этом внутри водоподъемной колонны образуется водовоздушная смесь, плотность которой меньше плотности жидкости, находящейся в затрубном пространстве. В результате жидкость, находящаяся в затрубном пространстве, под действием гидростатического давления вытесняется во внутреннее пространство водоподъемной колонны, с которым затрубное пространство скважины находится в положении сообщающихся сосудов. Вытесняемая из затрубного пространства жидкость проходит через коронку во внутреннюю полость, захватывая частицы шлама и керна и охлаждая породоразрушающий инструмент так же, как это происходит в других случаях применения обратной призабойной циркуляции промывочной жидкости. В верхней части колонкового набора *4* располагается шламосборник закрытого типа *3*.

Бурение с эрлифтной промывкой реализуется комплексом КОЭН конструкции ВИТРа, в состав которого входят:

малогабаритный компрессор ВК-25-3А или ВК-25-Д1 с расходом воздуха от 0,015–2,5 МПа до 0,031 $м^3/с$ при давлении 2,5 и 0,7 МПа соответственно;

воздушный расходомер РВ-4;

эрлифтные насосы НЭ-50П или НЭ-63П с полиэтиленовой воздухопроводящей трубой длиной 50, 100 или 150 м диаметром 16/12 мм.

При работе комплекса КОЭН буровой снаряд первоначально не доводится до забоя на 0,5–1 м, после чего включается компрессор. Через 3–5 мин, после установления в системе рабочего давления, снаряд ставится на забой с вращением.

При снижении рабочего давления на компрессоре в процессе бурения на величину 0,2–0,25 МПа производится расхаживание снаряда. Если после этого давление не возвращается к норме, то это означает прекращение призабойной циркуляции в результате зашламования и необходимо поднять снаряд на поверхность.

К техническим средствам, обеспечивающим защиту керна от разрушающих воздействий относятся двойные колонковые трубы. Схемы конструкций основных типов двойных колонковых труб представлены на рис. 12.2.

Для алмазного бурения по монолитным и слаботрещиноватым породам при промывке скважин водой с целью увеличения скорости бурения, проходки за рейс и выхода керна применяются двойные колонковые трубы с невращающейся внутренней керноприемной трубой ТДН-У (рис. 12.2, *а*), имеющие меньшую толщину матрицы алмазной коронки *1*. Это обеспечивает меньший объем разрушаемой породы на забое и, в свою очередь, определяет конструкцию набора (тонкостенные трубы, выход промывочной жидкости выше керно-

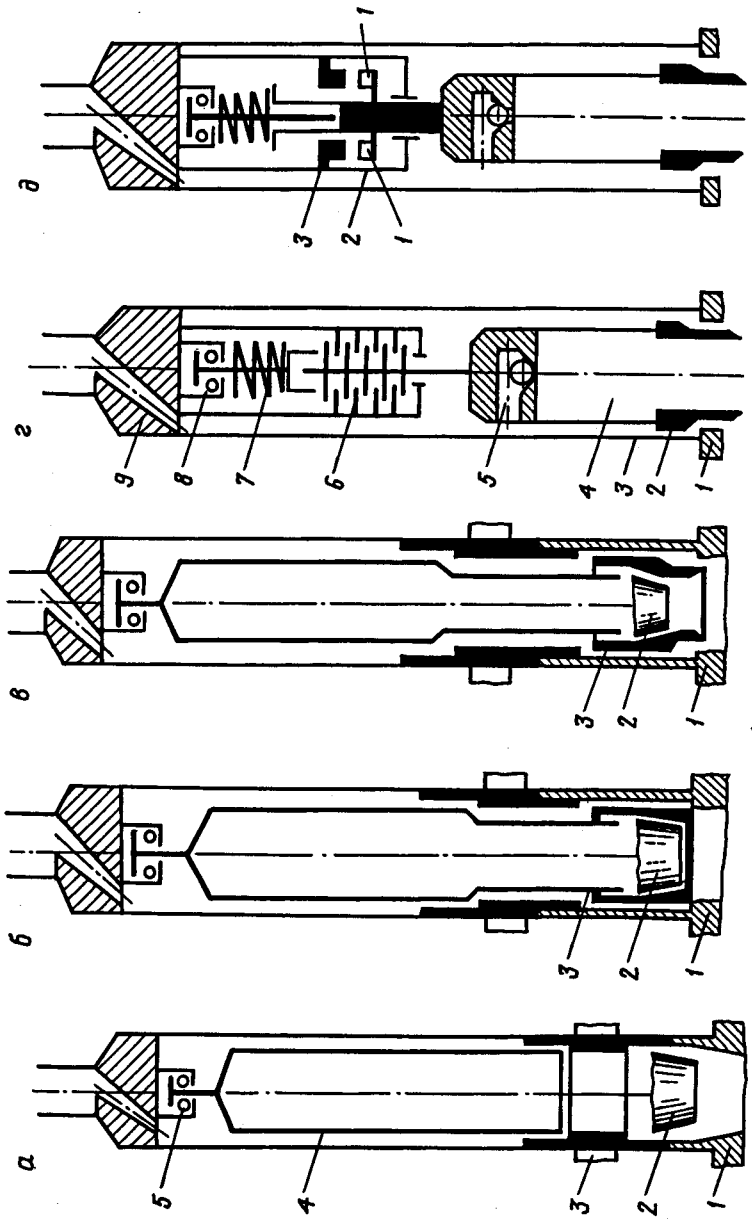


Рис. 12.2. Принципиальные схемы конструкций основных типов двойных колонковых труб

рвательного кольца *2*, расположение кернорвательного кольца в коронке). В монолитных породах применяется вариант конструкции с вращающейся внутренней керноприемной трубой (ТДВ-У). Способ крепления внутренней керноприемной трубы *4* (с вращением или без вращения) определяется конструкцией подшипникового узла *5*. Нижний конец внутреннего керноприемника размещается в корпусе расширителя-калибратора *3*, препятствующего вибрации наружной и внутренней колонковых труб. Применение труб типа ТДН-У позволяет применять частоту вращения свыше 1000 об/мин. Серийно выпускаются трубы с наружным диаметром 46 и 50 мм, с внутренним соответственно – 34 и 45 мм, длиной 4000 мм.

При бурении по среднетрещиноватым породам при промывке скважин водой или безглинистым раствором с целью увеличения скорости бурения и проходки за рейс применяются двойные колонковые трубы ТДН-УТ (рис. 12.2, *б*), которые оснащаются стандартной алмазной коронкой *1* (для одинарных труб) с выходом промывочной жидкости ниже кернорвателя *2*, размещенного во внутреннем керноприемнике *3*. Для бурения в сильнотрещиноватых и раздробленных породах VI–XI категорий по буримости применяют двойные колонковые трубы ТДН-4 (рис. 12.2, *в*), особенностью конструкции которых является вывод промывочной жидкости под торец коронки *1* с практически полной изоляцией керна от воздействия потока очистного агента. Кернорватель *2* в трубах ТДН-4 размещается внутри керноприемника *3* таким же образом, как и в трубах ТДН-4Т.

Рассматривая двойные колонковые трубы для алмазного бурения, надо иметь в виду, что они предназначены не только для защиты керновой пробы от разрушения, но и для защиты алмазной коронки от разрушающих воздействий при высоких частотах вращения бурового снаряда.

Иначе устроены двойные колонковые трубы для опробования угольных пластов, принципиальные схемы конструкции которых представлены на рис. 12.2, *г* и *д*.

Формирование керновой пробы угля, имеющего относительно невысокую механическую прочность, осуществляется штампованием – вырезанием цилиндрического столбика керн путем вдавливания кольцевого штампа, выступающего за рабочий торец коронки.

Основными элементами конструкции двойной колонковой трубы Донбасс НИЛ-II (см. рис. 12.2, *г*), предназначенной для отбора проб слабых углей, являются коронка *1* с кернорвателем типа "паук" (описание устройства кернорвателей смотри

ниже), присоединенная резьбой к наружной трубе *3*, внутренняя керноприемная труба *4* со штампом *2* и переходником, оснащенным обратным клапаном *5*, фрикционный узел *6*, упругий элемент *7*, подшипниковый узел *8* и присоединительный переводник *9*.

Работает снаряд Донбасс НИЛ-II следующим образом. При бурении по углю осевая нагрузка и крутящий момент через переводник *9* и наружную колонковую трубу *3* подаются на коронку *1*, которая формирует кольцевой забой. Промывочная жидкость по каналам переводника *9* в межтрубное пространство подается на забой и далее в затрубное пространство (в скважину), удаляя на поверхность шлам и охлаждая коронку. Проба угля (керн) при этом остается изолированной как от потока очистного агента, так и от механических воздействий коронки, вследствие того штамп *2* выступает за торец коронки и вырезает керн из ненарушенного массива угля. Поступающий в керноприемник *4* керн вытесняет из него промывочную жидкость через клапан *5*.

Снаряд Донбасс НИЛ-II – саморегулирующееся устройство. При увеличении прочности опробуемого угля увеличивается реакция забоя на штамп *2* и внутренний керноприемник *4* перемещается вверх. При этом сокращается величина выступа штампа *2* за рабочий торец коронки *1*, происходит сжатие упругого элемента *7*, выполненного в виде пакета тарельчатых пружин. Одновременно диски фрикционного устройства *6* смыкаются и через них вращение передается на внутренний керноприемник *4* и штамп *2*, что облегчает опережающее вырезывание пробы угля.

Двойной колонковый снаряд Донбасс НИЛ-III (см. рис. 12.2, *д*) предназначен для отбора твердых углей или углей, включающих твердые составляющие (линзы, пропластки). Главная отличительная особенность конструкции этого снаряда – применение механического вибратора *2* взамен фрикционного узла. При попадании под штамп твердого включения и сжатии упругого элемента зубчатые муфты (нижняя *1*, соединенная с керноприемником и штампом, невращающаяся и верхняя *3*, соединенная с наружной трубой, вращающаяся) смыкаются и на штамп через внутренний керноприемник подается высокочастотная ударная нагрузка, облегчающая вырубание штампом керновой пробы в крепком угле. В остальном схема Донбасс НИЛ-III аналогична схеме снаряда Донбасс НИЛ-II.

Для отбора керно-газовых проб на угольных, нефтяных и газовых месторождениях используют специальные керногазонаборники.

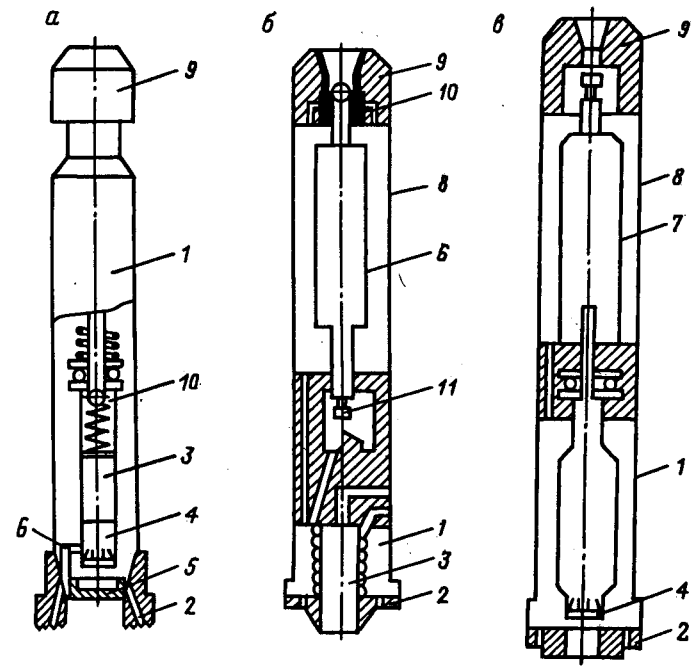


Рис. 12.3. Схемы специальных колонковых снарядов для опробования газоносных пород

При бурении герметизирующим снарядом (рис. 12.3, *а*) кернорватель *4* керноприемника *3* обгоняет обуривающую коронку *2*, навинченную на наружную трубу *1*. При подъеме снаряда керноприемник *4* перемещается вверх относительно трубы *1* и коронки *2*, свинцовый запорный клапан *5* опрокидывается из вертикального положения в горизонтальное и плотно запечатывает выход из керноприемника, прижимаемого к нему и фиксируемого во время подъема снаряда на поверхность в прижатом состоянии путем забрасывания шарика *10* в запорное устройство.

Колонковый снаряд, представленный на рис. 12.3, *б*, обеспечивает отбор проб флюидосодержащих пород методом замораживания. При бурении промывочная жидкость через канал *10* в переходнике *9* поступает в пространство между наружной трубой *1* и внутренним керноприемником *3* и далее через отверстия в коронке *2* – на забой, удаляя частицы шлама и охлаждая коронку. По окончании бурения через колонну бурильных труб в устройство забрасывается шарик, перекрывающий

Таблица 12.2

Рекомендации по обеспечению выхода кондиционного керна в различных комплексах пород

Группа горных пород по трудности отбора керна	Выход керна при бурении одинарным колонковым снарядом, %	Поля эталонной схемы по табл. 12.1	Категория пород по буримости	Краткая характеристика пород	Рекомендуемые технические средства и способы
I	0–20	От А-1 до А-9	I–III	Несвязные, рыхлые, размываемые	На глубине до 50 м: шнековое бурение, вибробурение, пневмопробойники, грейферное бурение. На глубине 50 м и более безнасосное бурение
		Б-8-9, В-8	III–VIII	Неоднородные, перемежающиеся по твердости и однородные слабосвязные, сильнотрещиноватые	КССК, эжекторные и пакерные снаряды, безнасосное бурение, бурение с гидротранспортом керна
II	20–40	Б-6	III–IV	Неоднородные, перемежающиеся по твердости и однородные слабосвязные, среднетрещиноватые	КССК, ТДН-2, Донбасс НИЛ-II
		Б-7	IX–XII	Неоднородные, перемежающиеся по твердости и однородные слабосвязные, сильнотрещиноватые	Эжекторные снаряды, ТДН-0, ТДН-2, ССК
		Г-7-9, Д-8	VII–VIII	Связные, неоднородные и однородные по строению, сильнотрещиноватые	ТДН-4, ССК, эжекторные снаряды
III	40–60	Б-3	III–IV	Неоднородные, перемежающиеся по твердости, слабосвязные, монолитные и слаботрещиноватые	Донбасс НИЛ-I, II, ТДН-2, КССК
		Б-4, Г-5-6	III–VIII	Неоднородные, перемежающиеся по твердости и строению, связные, среднетрещиноватые	Эжекторные снаряды, ТДН-2, ССК
		В-4-5	III–VIII	Однородные, слаботрещиноватые	ТДН-УТ, ССК
		В-6	IX–XII	Однородные, среднетрещиноватые	Эжекторные снаряды, ТДН-УТ
		Д-7	IX–XII	Однородные, сильнотрещиноватые	Эжекторные снаряды, ТДН-0, ТДН-2
IV	60–80	Б-1-2, В-1-2	VII–XII	Неоднородные, перемежающиеся по твердости, монолитные и слаботрещиноватые	ТДН-УТ, ТДН-2, одинарный колонковый снаряд
		В-3	III–VIII	Однородные и неоднородные, монолитные и слаботрещиноватые	ТДН-УТ, КССК, ССК, одинарный колонковый снаряд
		Г-4, Д-4-5	VII–XII	Однородные и неоднородные, среднетрещиноватые	ТДН-2, ССК, одинарный колонковый снаряд
		Д-6	III–VI	Однородные среднетрещиноватые	Донбасс НИЛ-2, 3; одинарный колонковый снаряд
V	80–100	Г-1, Д-1	IX–XII	Неоднородные и однородные по строению, слаботрещиноватые	ТДН-УТ, ССК, одинарный колонковый снаряд
		Д-2-3	III–VIII	Однородные, связные, монолитные и слаботрещиноватые	ТДН-УТ, ССК, КССК, одинарный колонковый снаряд

канал для прохода промывочной жидкости. Под давлением потока промывочной жидкости баллон *6* с углекислотой перемещается вниз. При этом запорный ниппель *11* сламывается, и жидкая углекислота, находящаяся в баллоне *6* под высоким давлением, по трубчатому змеевику, обвивающему керноприемник *3*, устремляется наружу и замораживает керн вместе с включенными в него частицами газа и летучих жидкостей.

Отбор проб газа колонковым снарядом, схема которого представлена на рис. 12.3, *в*, осуществляется вытеснением жидкости из герметичной емкости *7* газом, постепенно выделяющимся из керна в процессе бурения. Керн при подъеме снаряда на поверхность удерживается кернорвателем *4* типа "паук". Общими элементами керногазонаборников являются элементы конструкции, обеспечивающие процесс бурения: коронка *2*, наружная колонковая труба *1*, промежуточная труба *8*, верхний переходник *9*.

Большую роль в обеспечении высокого качества кернового опробования при использовании любых типов колонковых снарядов имеют кернорвательные устройства, обеспечивающие отрыв и удержание керна при подъеме снаряда. На рис. 12.4 изображены схемы конструкций кернорвателей трех типов: заклинивающие кольца для бурения твердосплавными коронками и аналогичные кернорватели для бурения алмазными коронками (рис.12.4, *а*, *б*), для коронок пневмоударного бурения – скобы (рис. 12.4, *в*) и керноудерживающие устройства для отбора рыхлых, сыпучих или слабых, раздробленных пород (рис. 12.4, *г* – пластинчатый, рис. 12.4, *д* – проволочный типа "паук"). Принцип действия кернорвателей понятен из их конструкции.

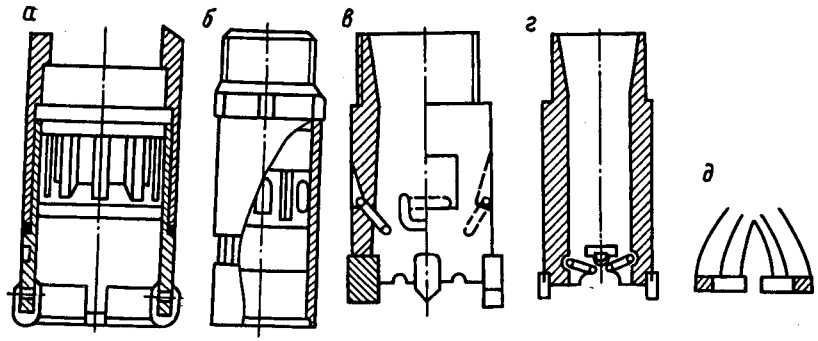


Рис. 12.4. Схемы конструкций кернорвателей:
а – для бурения твердосплавными коронками; *б* – для алмазного бурения; *в* – скобы для пневмоударного бурения; *г* – пластинчатые для сыпучих пород; *д* – типа «паук»

Многообразие устройств для бурения с отбором керна требует внимательного отношения к их выбору, так как любое специальное устройство может выполнить свою роль только в тех условиях, для которых оно предназначено.

В табл. 12.2 представлена характеристика горных пород, составленная в соответствии с эталонной схемой классифицирования пород по трудности отбора керна, совмещенная с рекомендациями по применению технических средств.

12.2. УКЛАДКА И ХРАНЕНИЕ КЕРНА

Керн, извлекаемый из колонковой трубы после каждого рейса, принимается бурильщиком, обмывается от частиц шлама и очистного агента (если это не нарушает целостности керна) и укладывается в специальные керновые ящики, обеспечивающие его хранение при транспортировке. Керновые ящики, как правило, изготавливаются из тарной древесины или других плотных материалов. Размеры ящиков: 1×0,5 – 0,6×0,1 м, на торцовых сторонах они должны иметь рукоятки для удобства переноски и погрузки-разгрузки. Высота стенок и ширина отделений в ящиках должны соответствовать диаметру укладываемого керна. Хранение керна без керновых ящиков запрещаеся.

Укладывать керн рекомендуется слева направо в каждом отделении ящика. Сверху, на боковых стенках и продольных перегородках наносят стрелки, указывающие порядок укладки керна. Укладка керна в ящик "змейкой" не допускается.

Укладывать керн в ящики следует плотно, без промежутков между отдельными кусками, в строгом соответствии с расположением кусков по разрезу скважины. Куски разбитого керна совмещают при укладке по плоскостям раскола. Мелкие кусочки керна, точное месторасположение которых в интервалах разреза не установлено, завертывают в плотную оберточную бумагу или полиэтиленовую пленку и располагают в верхней части интервала укладки. Образцы разрушенного или сыпучего керна помещают в полиэтиленовые или матерчатые мешочки и в том же порядке укладывают в отделениях керновых ящиков. Керн быстровыветривающихся или разлагающихся пород хранят в особых условиях с использованием парафинирования, герметизации в капсулах, термостатах, в емкостях с инертными газами.

В конце каждого интервала, соответствующего одному рейсу, по которому поднят керн, бурильщик ставит деревянную бирку, соответствующую размеру отделения ящика, которая разделяет керн, полученный в разных рейсах. Местоположение бирки обозначается на перегородках ящика поперечной зарубкой и стрелкой. На бирке записывается интервал глубин бурения в данном рейсе и величина рейсовой углубки (в м) с точностью до 0,01 м.

Керновые ящики плотно закрываются крышками и снабжаются информацией о месторождении, участке, скважине, интервале глубин отбора керна и т.д. Заполненные керном ящики перевозятся в специальные кернохранилища, в состав которых входят технологические линии по обработке керна (продольному раскалыванию, распиливанию в продольном и поперечном направлениях, отбору частиц керна по специальной методике и специальным инструментом для геохимического опробования, изготовлению шлифов и т.д.) и складские помещения, оборудованные специальными стеллажами, средствами механизации для укладки керновых ящиков на стеллажи и их съема; помещения для просмотра керна, а также система хранения, обработки и систематизации геологической информации, связанной с керном (компьютеризированные каталоги).

Разнообразие целей и задач изучения керна требует его длительного хранения в форме, удобной для изучения. Сохранение всего кернового материала в исходном состоянии делает эту задачу невыполнимой из-за огромной массы минерального вещества, дублирующего одну и ту же геологическую информацию. Во избежание больших технических трудностей, связанных с обработкой кернового материала, производится его сокращение и формирование из оставшегося материала эталонных коллекций. По технологии обработки керна, разработанной в Уральском горном институте совместно с объединением "Уралгеология", образцы керна по каждой скважине обрабатываются в виде полированных пластин и помещаются в специальные плоские алюминиевые коробки с прозрачными крышками из оргстекла.

Не допускается сокращение кернового материала опорных, параметрических и сверхглубоких скважин, инженерно-геологических скважин, проходимых для обоснования строительства особо важных объектов, картировочных скважин, вскрывающих породы фундамента платформы.

Ликвидация кернового материала производится путем надежного закапывания, оформляемого специальным актом.

12.3. ОТБОР ПРОБ ШЛАМА

Шлам – частицы горных пород, разрушаемых в процессе бурения, во многих случаях может служить материалом вещественных проб. Шлам, как материал для опробования, может собираться в процессе колонкового бурения при бескерновом бурении сплошным забоем, 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 представительностью шлама (уничтожением структурно-текстурных особенностей пород при их разрушении буровым инструментом), так и искажениями вещественного состава шлама при бурении: дифференциацией частиц шлама по плотности и крупности в потоке очистного агента, привлечением в его состав частиц со стенок скважины по мере движения потока вверх.

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. 12.5).

При алмазном, твердосплавном и шарошечном 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 также при помощи пневмоциклонов при бурении с продувкой.

Шламоулавливающие желоба (рис. 12.6) имеют систему перегородок и устанавливаются с уклоном не более 1:125, обеспечивающим движение потока жидкости со скоростью меньше критической. После осаждения шлама из желоба сливают воду, высушивают шлам и помещают его в мешочки с указанием данных о месте, времени и интервале отбора шлама.

Для улавливания шлама в желобе *2* (рис. 12.6, *а*) может быть установлен ящик-ловушка *3* недалеко от устья скважины *1*.

Гидроциклонные шламоотделители (рис. 12.6, *б*) представляют собой воронку-диффузор *3* с верхней цилиндрической частью, к которой по касательной подведена труба *1* со специальной насадкой. Через эту трубу в диффузор поступает про-

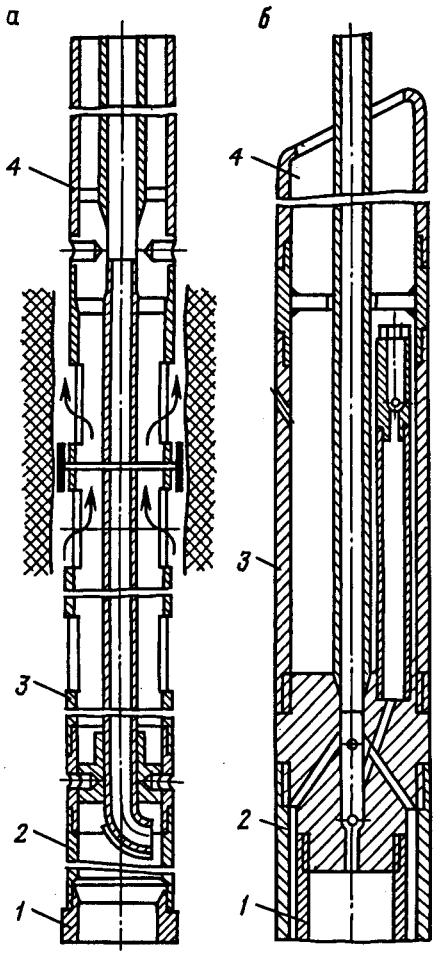


Рис. 12.5. Скважинные шламоулавливающие средства:
а – комбинированного типа с открытой и закрытой шламовой трубой: *1* – коронка; *2* – колонковая труба; *3* – закрытый шламосборник; *4* – открытая шламовая труба; *б* – для сбора частиц разрушенного керна: *1* – внутренний керноприемник; *2* – наружная колонковая труба; *3, 4* – закрытый и открытый шламосборники

мывочная жидкость, содержащая шлам, и приобретает вращательное движение вокруг оси диффузора. Частицы шлама под действием центробежных сил отжимаются к стенкам диффузора и под действием сил тяжести опускаются, скапливаясь в нижней части. Шлам извлекается через нижнее отверстие *4* в диффузоре. Очищенная жидкость выводится через верхнюю трубу *2*. В гидроциклоне с диаметром в цилиндрической части 150–175 мм и конусностью воронки 30–40° отделяются от глинистого раствора частицы шлама размером 0,02 мм.

Сбор шлама при бескерновом бурении – единственное средство получения вещественных проб при бурении. Так как

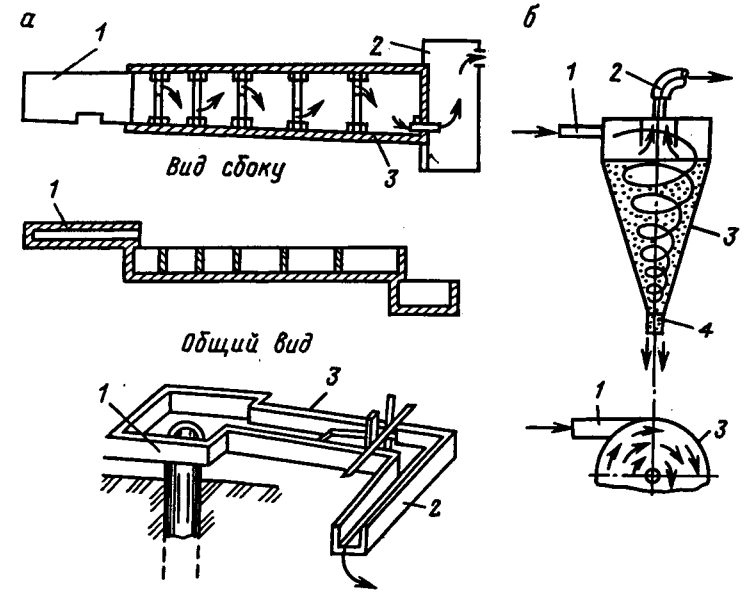


Рис. 12.6. Поверхностные шламоулавливающие средства

производительность шарошечного бурения весьма высока, некоторое снижение качества вещественного опробования иногда бывает оправдано.

13 БУРЕНИЕ СНАРЯДАМИ СО СЪЕМНЫМ КЕРНОПРИЕМНИКОМ

Для бурения в геологических разрезах, представленных в основном твердыми породами VIII–X категорий по 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 отбором керна колонковыми буровыми снарядами этот метод и технические средства существенно повышают производительность бурения и улучшают качество отбираемого кернового материала. Повышение производительности бурения достигается главным образом за счет увеличений рейсовой углубки скважины без подъема бурильной колонны на поверхность при высокой средней механической скорости бурения. Качество кернового материала повышается, во-первых, 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. Во-вторых, качество кернового опробования в этом случае обеспечивается возможностью поднимать керноприемник на поверхность в каждом случае самозаклинивания керна.

Этот метод способствует также повышению устойчивости стенок скважин и улучшает баланс рабочего времени в результате значительного сокращения числа спускоподъемных операций.

Рассмотрим схему реализации бурения со съемным керноприемником (рис. 13.1). 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 от-

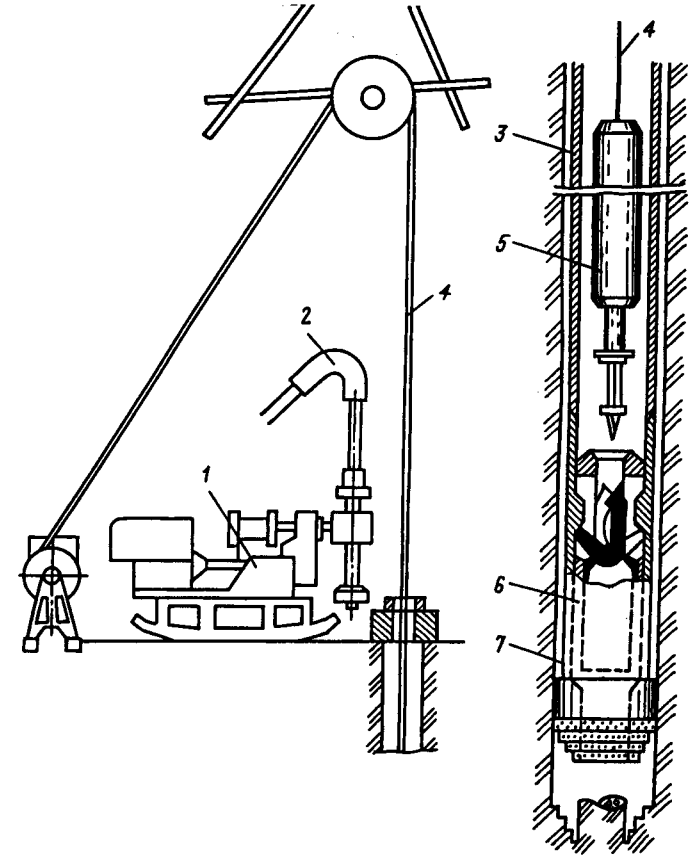


Рис. 13.1. Основные элементы комплекса для бурения со съемным керноприемником
1 – буровой станок; *2* – вертлюг-сальник; *3* – бурильные трубы; *4* – трос; *5* – ловитель; *6* – съемный керноприемник; *7* – наружная колонковая труба

рыва бурового снаряда от забоя. Извлекают съемный керноприемник ловителем *5* на тросе *4*, который под действием собственного веса спускается внутри бурильных труб. Спускают и поднимают ловитель с керноприемником при помощи лебедки. После извлечения керна из съемного керноприемника цикл операций повторяется.

Алмазные коронки для бурения со съемным керноприемником имеют более широкий и сложный по форме ступенчатый торец, в большей степени, чем обычные коронки, насыщенный алмазами. В корпусе коронки размещается корпус

кернорвательного кольца, поджимаемый сверху керноприемником, что обеспечивает отрыв керна практически у забоя скважины. Коронка и расширитель посредством резьбы соединяются с наружной колонковой трубой, в которой при бурении размещается съемный керноприемник.

Основные элементы съемного керноприемника следующие: 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 съемным керноприемником относятся тонкостенная гладкоствольная колонна бурильных труб, лебедка для спуска-подъема керноприемника и ловителя, имеющая высокую скорость навивки каната на барабан и большую канатоемкость.

Таблица 13.1

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, кН	12	16	18	26
расход промывочной жидкости, л/мин	10–20	20–30	30–70	30–100

* Угол наклона скважины 90–75°.

Комплексы снарядов со съемными керноприемниками предназначены для бурения геологоразведочных скважин диаметрами 46, 59 и 76 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. 13.1.

Использование съемных керноприемников позволяет увеличить производительность бурения в 1,5–2 раза по сравнению с традиционным алмазным бурением за счет сокращения времени спускоподъемных операций и возможности бурения на большую глубину при высокой частоте вращения бурильной колонны (более 1000 об/мин). При этом снижается расход алмазов и увеличивается выход керна (за счет хорошей центрации бурильной колонны и колонкового набора в скважине при наличии сигнализатора самозаклинивания керна). Также снижается трудоемкость работы и травматизма на буровой.

13.1. ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЙ ИНСТРУМЕНТ

БУРИЛЬНЫЕ ТРУБЫ

Конструктивно бурильные трубы выполняются гладкими с наружной и внутренней стороны, которая необходима для свободного перемещения керноприемника внутри труб и для максимального приближения наружного диа-

метра труб к размеру скважины, что уменьшает их изгиб при передаче осевой нагрузки на забой. Трубы комплексов ССК изготавливаются без высадок концов, снабжены наружной и внутренней трапецеидальной резьбой 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 (табл. 13.2)

Таблица 13.2

Характеристика бурильных труб КССК-76

Показатели	Бурильная труба	Приварные резьбовые концы
Диаметр, мм: наружный внутренний	 70 61	 73 53
Длина, мм	6200, 3000, 1500	460
Масса, кг	46,4; 23,2; 12,3	5,7
Упрочнение наружной поверхности	Нет	Контактное электроимпульсное покрытие ТВЧ

Кроме того, разработан и внедрен комплекс КССК-76М с усовершенствованной конструкцией колонкового снаряда, имеющего сигнал-затор заклинивания керна, работающего по принципу перекрытия межтрубного набора при радиальной деформации манжет.

Бурильные трубы, входящие в комплекс КССК-76М, отличаются тем, что имеют приварные резьбовые соединения и увеличенную длину трубы до 6200 м. Прочность резьбы увеличена за счет улучшения качества материала резьбовых концов. Техническая характеристика бурильных труб КССК-76М приведена в табл. 13.3.

Колонковый набор состоит из съемного керноприемника, извлекаемого на канате через бурильные трубы после заполнения его керном и располагающегося внутри колонкового снаряда с наружной колонковой трубой, алмазной коронкой и расширителем.

Техническая характеристика колонковых наборов комплексов приведена в табл. 13.4.

Таблица 13.3

Техническая характеристика бурильных труб

Показатели	ССК-46	ССК-59	ССК-76	КССК-76
Диаметр труб, мм: наружный внутренний по внутренней высаженной части	 43,0 33,4 –	 55,0 45,4 –	 70,0 60,4 –	 70,0 61,0 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 диаметр внутренний, мм	 – –	 – –	 – –	 73 53
Замок: диаметр наружный, мм диаметр внутренний, мм масса, кг	 – – –	 – – –	 – – –	 73 53 5,8
Зазор между бурильной колонной и скважиной, мм	1,7	2,2	3,2	3,2; 1,7 (по муфте)

Таблица 13.4

Техническая характеристика колонковых наборов

Показатели	ССК-46	ССК-59	ССК-76	КССК-76
Наружная колонковая труба: наружный диаметр, мм толщина стенки, мм	 44 4,5	 56 5,5	 73 6,5	 73 6,5
Керноприемная труба: наружный диаметр, мм толщина стенки, мм	 30 2,2	 42 2,5	 56 2,8	 48 3,0
Зазоры, мм: между керноприемной и колонковой трубами	2,5	1,5	2,0	6,0

Продолжение табл. 13.4

Показатели	ССК-46	ССК-59	ССК-76	КССК-76
между керном и керноприемной трубой между колонковой трубой и скважиной	0,8 1,2	0,8 1,7	1,2 1,7	1,0 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 комплексов со съемными керноприемниками выпускаются четыре комплекса алмазных коронок, в каждом из которых предусмотрено несколько типоразмеров, предназначенных для бурения в определенных геологических условиях (табл. 13.5).

Комплексы для бурения со съемными керноприемниками ССК-46, ССК-59, ССК-76 предназначены для бурения в твердых породах при разведке преимущественно металлических руд. Комплексы ССК-76 также применяются для бурения разведочных скважин в породах средней твердости и твердых преимущественно при разведке месторождений каменного угля.

Алмазные коронки для бурения комплексом ССК (рис. 13.2) имеют утолщенную матрицу: корпус коронки удлиненный с внутренней резьбой. Коронки выпускаются со ступенчатой формой матрицы (рис. 13.2, *а*) и зубчатой (рис. 13.2, *б*). Первый тип коронок имеет матрицу твердостью HRC 25–35. Ступенчатая матрица создает несколько плоскостей обнажения и облегчает разрушение породы. Объемные алмазы имеют выпуск около 30 % линейного размера кристаллов. Зернистость алмазов 60–20 шт/кар. Расположение алмазов однослойное и импрегнированное. Коронки предназначены для бурения горных пород VII–IX категорий по буримости. Техническая характеристика коронок приведена в табл. 13.5.

Алмазные коронки для бурения комплексом КССК-76 (рис. 13.2, *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 пред-

Таблица 13.5

Техническая характеристика алмазных коронок для снарядов со съемным керноприемником

Тип коронки	Конструктивные признаки коронок	Число секторов (зубьев, резцов)	Размеры алмазов, шт/кар			Масса алмазов, кар
			объемных		подрезных	
			Пилот	Ступени (конус)		
	Для ССК-46					
К-90	Трехступенчатая однослойная	4	30–20	30–20	30–20	5,7–8,6
К-90-1	Четырехступенчатая однослойная	4	50–30	50–30	30–20	4,6–7,4
К-90-2	Пятиступенчатая однослойная	4	60–40	60–40	50–30	4,5–6,9
	Для ССК-59					
К-01	Трехступенчатая однослойная	4	30–20	30–20	30–20	9,1–13,6
К-01-1	Четырехступенчатая однослойная	4	50–30	50–30	30–20	6,9–11,4
К-01-2	Пятиступенчатая однослойная	4	60–40	60–40	50–30	5,8–9,0
К-02	Зубчатая с импрегнированным слоем	16	20–12 или 12–8 и 400–150	–	20–12	12,0–18,4
К-08	Комбинированная четырехступенчатая	4	400–150	60–30	60–30	16,0–19,0
	Для ССК-76					
КАСК-4С	Четырехступенчатая однослойная	8	30–20	30–20	30–20	14,1–21,2
КАСК-К	Конусная однослойная	8	30–20	30–20	30–20	14,4–21,6
КАСК-3	Зубчатая с импретингированным слоем	20	20–12 или 12–8 и 400–150	–	20–12	16,0–22,9
КАСК-Р	Резцовая	40	5–2	–	20–12	9,2–20,7
	Для КССК-76					
17А4	Пятиступенчатая	6	30–20	30–20	30–20	15,1–22,6
К-16	Четырехступенчатая	6	50–30	50–30	30–20	18,0–20,0
К-30	Ступенчато-зубчатая	12	30–20	20–12	20–12	9,0–10,0

Примечание. Твердость HRC матрицы коронок от 20–30 до 30–35.

назначены для бурения плотных и средней степени трещиноватости горных пород VII–IX категорий по буримости. Плотная часть коронки армируется алмазами высокого качества подгруппы XVa, ступени – алмазами подгрупп XVa и XXXVa, в качестве подрезных применяются алмазы подгруппы XXXIVб. 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-го качества ступени. Ступени в коронках К-01 армируются алмазами групп

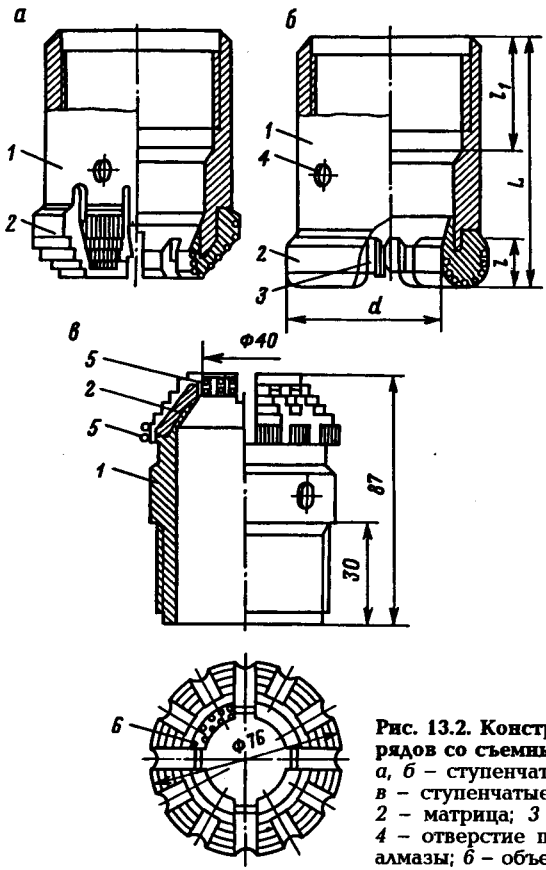


Рис. 13.2. Конструкция коронок для снарядов со съемным керноприемником:
а, б – ступенчатые и зубчатые для ССК; *в* – ступенчатые для КССК; *1* – корпус; *2* – матрица; *3* – промывочный клапан; *4* – отверстие под ключ; *5* – подрезные алмазы; *6* – объемные алмазы

пы 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.

Условия применения коронок:

К-01 – плотные слабо- и среднетрещиноватые горные породы, преимущественно VIII категории по буримости;

К-01-1 – плотные породы, преимущественно IX категории по буримости;

К-01-2 – среднетрещиноватые горные породы преимущественно IX категории по буримости;

К-02 – горные породы преимущественно VII категории по буримости;

К-08 – плотные и среднетрещиноватые горные породы IX–X категорий по буримости.

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, выполненными в виде секторов кольцевого цилиндра, расположенных в вершинах клиньев. В подрезном слое по наружной и внутренней поверхностям использованы цилиндрические вставки твесала (диаметром 5 мм и высотой 3 мм).

Коронки ССК-БСБ предназначены для бурения в монолитных и трещиноватых горных породах IX–X категорий по буримости различной степени абразивности. Выпускаются в соответствии с ТУ УССР ИСМ 725–80.

Техническая характеристика коронок ССК-БСБ

Диаметр, мм:	
наружный	59
внутренний	35,4
Число промывочных пазов	10
Масса алмазов, кар	25,0
Число вставок твесала	30
Объем славутича, $см^3$	0,84

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

КАСК-4С – четырехступенчатые, оснащенные в пилотной части алмазами группы XVa 1- и 2-го качества, на ступенях – алмазами группы XXXVa. В качестве подрезных используются алмазы группы XXXIVб.

КАСК-К имеют конусную форму матрицы при выполнении конуса под углом 30°.

Коронки типов КАСК-4С и КАСК-К применяют для бурения плотных и слаботрещиноватых пород VIII–IX категорий по буримости.

КАСК-3 – зубчатые комбинированного типа. Каждый зуб армируется по контуру крупными алмазами группы XXXVIг в объемном слое, а в подрезном – группы XXXIVб, и между крупными алмазами расположен импрегнированный слой. Предназначены для бурения плотных и трещиноватых пород VI–VIII категорий по буримости.

КАСК-Р – резцового типа, резцы представляют собой выступы в матрице которые армированы наиболее крупными алмазами группы XXXVIг, в подрезном слое – группы XXXIVб. Предназначены для бурения плотных и слаботрещиноватых пород V–VI категорий по буримости.

17А4, К-16 и К-30 разработаны для КССК-76.

Коронка 17А4 имеет пятиступенчатую форму с пилотом шириной 7 мм и высотой 6 мм, армируется выступающими в торце и боковых ребрах алмазами группы XXXV, высота ступеней 4 мм и ширина 2 мм, имеет четыре основных промывочных канала (сечением 4×4 мм) в боковых поверхностях и торце, и восемь дополнительных каналов сечением 4×3 мм в ступенчатой части. Коронка предназначена для бурения горных пород VII–VIII категорий по буримости.

Коронка К-16 имеет четырехступенчатый профиль рабочего торца, в котором используются более мелкие алмазы, и рекомендуется для бурения горных пород VIII–X категории по буримости.

Коронка К-30 – зубчатого типа, имеет 12 секторов шириной 4 мм, разделенных промывочными каналами и армированных по передней кромке одним рядом алмазов зернистостью 30–20 шт/кар, секторы имеют двухступенчатую форму со стороны наружной боковой поверхности, а на пилотной части установлены с чередованием через два сектора шесть на пять алмазов, на ступени – три и два алмаза.

13.2. ТЕХНОЛОГИЯ БУРЕНИЯ

Технологические особенности бурения снарядами со съемными керноприемниками обусловлены конструктивными особенностями используемых технических средств.

Высокая герметичность резьбовых соединений бурильных труб позволяет обеспечивать нормальный процесс бурения при расходах промывочной жидкости в пределах 8–12 дм^3/мин. При этом возникающие высокие значения гидродинамических сопротивлений при прокачивании промывочной жидкости снижаются за счет введения в состав полимерных добавок, которые действуют комплексно, уменьшая трение бурильной колонны о стенки скважины и стабилизируя глиносодержащие горные породы в стенках скважины, 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 1,5–2,5 %) и кальцинированной содой (до 0,5—0,7 %). В таких условиях также целесообразно использовать полимербентонитовые растворы с малым (до 2 %) содержанием твердой фазы (бентонита), при введении в состав раствора полимеров ряда полиакрилонитрила (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 в следующем режиме: частота вращения до 300 мин$^{-1}$; осевая нагрузка до 400 даН; расход промывочной жидкости до 20 дм^3/мин.

В течение первых 10–15 см углубки ведется приработка алмазной коронки. Дальнейший процесс бурения осуществляют в режиме, обеспечивающем максимальную механическую скорость бурения и углубку за рейс при минимальном расходе алмазов. К концу рейса по мере притупления алмазов в коронке осевую нагрузку необходимо увеличивать, пределы изменения которой в зависимости от типа алмазной коронки приведены в табл. 13.6.

Таблица 13.6

Пределы изменения осевой нагрузки для различных типов алмазных коронок

Тип комплекса	Тип коронок	Осевая нагрузка, даН
ССК-46	К-90 К-90-1 К-90-2 К-96	500–300 800–1000 700–900 1000–1200
ССК-59	К-01 К-01-1 К-01-2 К-08 К-09-И2Г	1000–1300 1300–1500 1200–1400 1500–1700 –"–
ССК-76	КАСК-4С КАСК-К КАСК-3 КАСК-Р	1500–1800 1600–2200 1000–1400 800–1000
КССК-76	17А4 К-40 К-16, К-17 К-70, К-26 К-32	1500–2000 1400–1600 1300–1900 700–1000 500–900

Частота вращения бурильной колонны выбирается в зависимости от глубины скважины в соответствии с рекомендациями, приведенными в табл. 13.7.

Таблица 13.7

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	600 400	СКБ-7 СКБ-8	1200 1000

Для опробования угольных пластов снарядами со съемным керноприемником 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.

Керноприемник "Конус" – самонастраивающееся в процессе работы устройство, в котором в качестве автоматического регулятора применен упругий элемент (пакет тарельчатых пружин) с заданной характеристикой. Этот элемент отражает изменение возмущающего воздействия (твердость опробуемого угля) в форме сигнала управления, регулирующего работу керноприемника.

Чем тверже разбуриваемый уголь, тем больше сжимается пакет тарельчатых пружин и тем меньше величина опережения торца штампа по отношению к торцу алмазной коронки. Одновременно возрастает удельная осевая нагрузка на торец штампа, формируемая усилием сжатия тарельчатых пружин.

Для опробования газовых углей комплексом КССК-76 применяется съемный керногазосборник КГИС. Керногазосборник КГИТС также оснащен 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 через специальную отводную трубку – газ скапливается в верхней части герметичной полости керноприемника под давлением, уравновешивающим давление столба промывочной жидкости.

Для повышения эффективности бурения крепких абразивных пород разработан съемный гидроударник ССГ-76, применяемый в составе комплекса КССК-76. Применение гидроударника позволяет избежать самозаклинивания керна, повышает устойчивость 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 съемный керноприемник, включающий в себя эжектор и гидравлический вибратор.

14 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 категорий по буримости с пропластками пород до VI–VII категорий при бурении скважин глубиной 100–300 м. Производительность бурения с гидротранспортом керна достигает 300 м/ч. При этом качество вещественного опробования при разведке рудных, редкометалльных 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. 14.1.

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 колонны и на расстоянии 20–30 мм от забоя скважины через коронку *1* 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 (КГК-300), в состав которого входят: самоходная буровая установка УРБ-2А-2ГК, бурильная колонна, твердосплавные 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 буро-

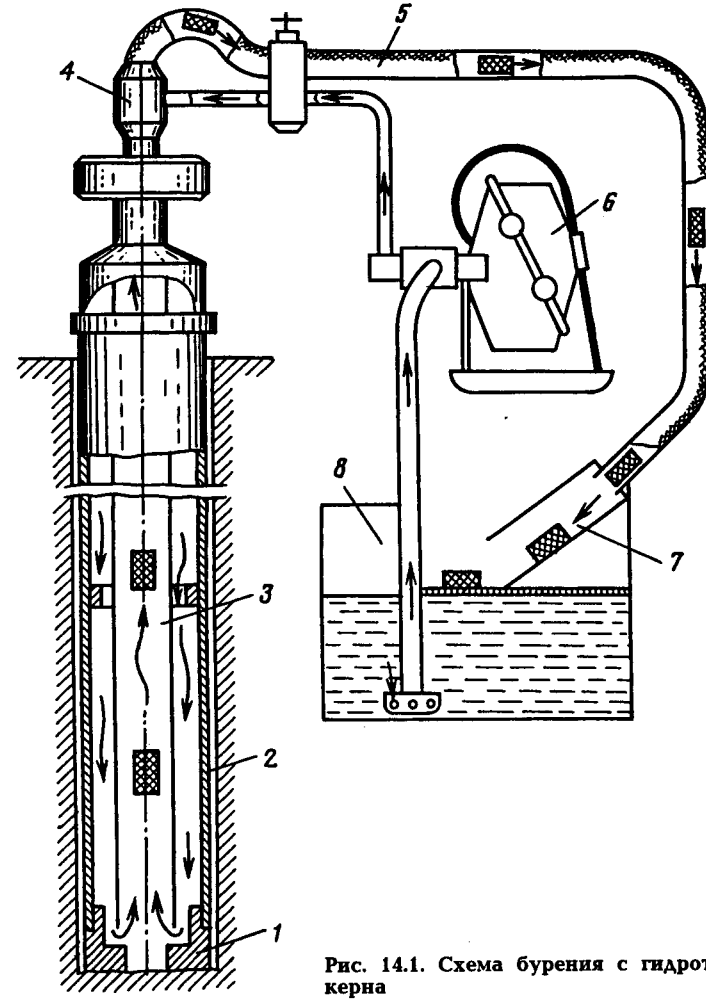


Рис. 14.1. Схема бурения с гидротранспортом керна

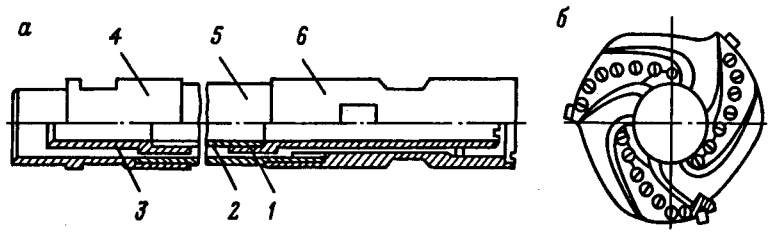


Рис. 14.2. Оборудование для бурения с гидротранспортом керна

вой 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 комплекса КГК-100 (рис. 14.2, *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 кернопроводящим 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 свинчивании наружных труб в колонну внутренние трубы сопрягаются между собой по торцовым поверхностям втулок.

Твердосплавные коронки (рис. 14.2, *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 равным 76, 84 и 93 мм. На боковой поверхности коронок выполнены 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.

ОСОБЕННОСТИ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО ПРОЦЕССА БУРЕНИЯ С ГИДРОТРАНСПОРТОМ КЕРНА

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 один оборот снаряда происходит не только за счет воздействия резцов коронки на породу, но и за счет вдавливания в забой короночного кольца (корпуса 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 $M_{вр}$. Поскольку давление в гидросистеме пропорционально крутящему моменту, а давление в гидросистеме 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 с в зависимости от физико-механических свойств пород. На рис. 14.3 представлена диаграмма изменения давления в гидросистеме подачи $p_{под}$, механической скорости углубки $v_м$, частоты вращения снаряда n, давления в гидросистеме вращателя $p_{вр}$ и давления в нагнетательной линии бурового насоса $p_{нас}$ в различных фазах (*I–IV*) цикла углубки скважины.

В табл. 14.1 приведены значения загрузочных характеристик бурового оборудования комплекса бурения с гидротранс-

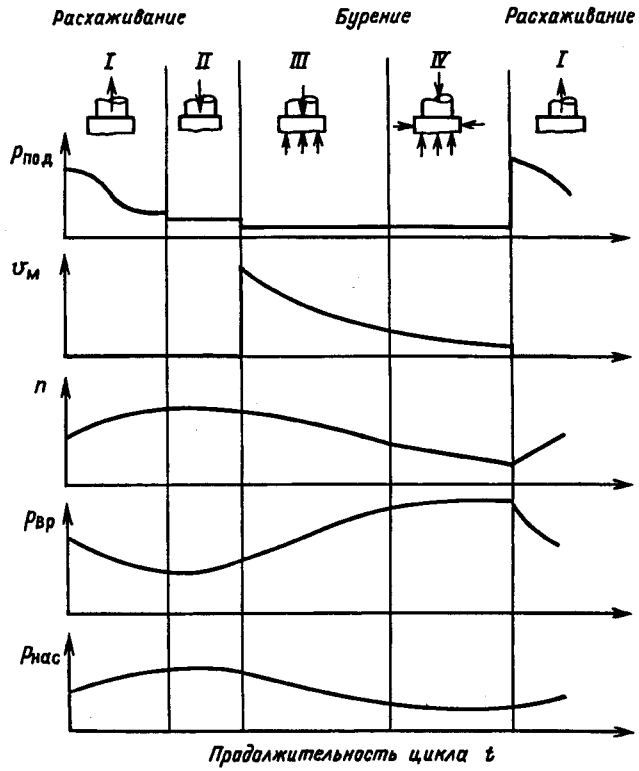


Рис. 14.3. Диаграмма изменения параметров процесса бурения в течение одного цикла

Таблица 14.1

Значения загрузочных характеристик (в МПа) комплекса бурения с гидротранспортом керна

Загрузочные характеристики	Глубина бурения, м					
	50	100	150	200	250	300
	В глинистых породах					
$p_{вр}$	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)
$p_{под}$	0,8–1,2	1,4–1,8	1,8–2,2	2,2–2,7	2,8–3,2	3,3–3,7
$p_{нас}$	0,5–0,7	1,0–1,2	1,8–2,0	2,4–2,6	3,0–3,2	3,7–4,0
	В глинисто-щебенистых отложениях					
$p_{вр}$	3,6–4,0	4,0–4,5	4,5–5,0	5,0–5,5	5,5–6,0	6,0–6,5
$p_{под}$	0,7–0,9	0,5–0,7	0,2–0,4	0,1–0,3	0,4–0,6	0,7–0,9
$p_{нас}$	0,5–0,7	0,9–1,1	1,7–2,0	2,4–2,6	3,0–3,2	3,7–4,0

портом керна для бурения в глинистых и глинисто-щебенистых отложениях.

Загрузочные характеристики – давление в гидросистемах вращателя $p_{вр}$, подачи $p_{под}$, в напорной магистрали бурового насоса $p_{нас}$ в комплексе для бурения с гидротранспортом керна – играют 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.

Бурение с гидротранспортом керна имеет некоторые особенности в сложных условиях. К группе сложных относятся разрезы, представленные в основном породами, склонными к вспучиванию, песчаными и гравийно-галечниковыми отложениями мощностью до 40 м, пропластками (до 0,5 м) пород VI–VIII категорий по буримости и водонасыщенными горизонтами песков, а также разрезы с наличием зон поглощения промывочной жидкости. 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 $M_{вр}$, которое достигается следующими технологическими приемами:

расхаживанием бурильной колонны;
подрывом колонны;
прорабатыванием ствола скважины;
прямой промывкой 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, сла-

Таблица 14.2

Технологические рекомендации по бурению с гидротранспортом керна в сложных условиях

Параметры и технологические приемы	Породы				
	Песок	Супесь	Суглинок	Глина	Несвязные породы
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	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

Примечание. Расход промывочной жидкости составляет 180–300 $дм^3$/мин по всему комплексу пород.

гающих стенки скважины. Прямая промывка предотвращает сальникообразование.

Основным технологическим приемом является расхаживание снаряда. Другие приемы применяются по мере необходимости. В табл. 14.2 приведены параметры режима бурения и технологические приемы, применяемые в различных породах.

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 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.

15 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 (особенно хрупкие) имеют пониженную прочность при динамическом характере прикладываемой нагрузки. Накладываемые на породу ударные импульсы обеспечивают рост глубины внедрения режущих элементов в породу и вызывают появление остаточных деформаций в виде трещин, а собственно разрушение породы (скалывание) происходит только при вращении бурового инструмента. В результате этого повышается механическая скорость бурения. 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.

15.1. БУРЕНИЕ ГИДРОУДАРНЫМИ МАШИНАМИ

НАЗНАЧЕНИЕ И КОНСТРУКЦИЯ ГИДРОУДАРНЫХ МАШИН

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-7, Г-9, ГВ-5, ГВ-6 (рис. 15.1).

Гидроударники прямого действия – машины, в которых разгон поршня-бойка и удар его по наковальне осуществляются 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 широкого применения в разведочном бурении, так как для обеспечения необходимой скорости взвода поршня-бойка требуется большой расход промывочной жидкости (табл. 15.1).

Таблица 15.1

Техническая характеристика гидроударников

Показатели	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 в 1 мин	1000	1200	2800–3600	3000
Тип коронки	ГПИ-126М	ГПИ-74МВ	Серийные твердосплавные и алмазные коронки	

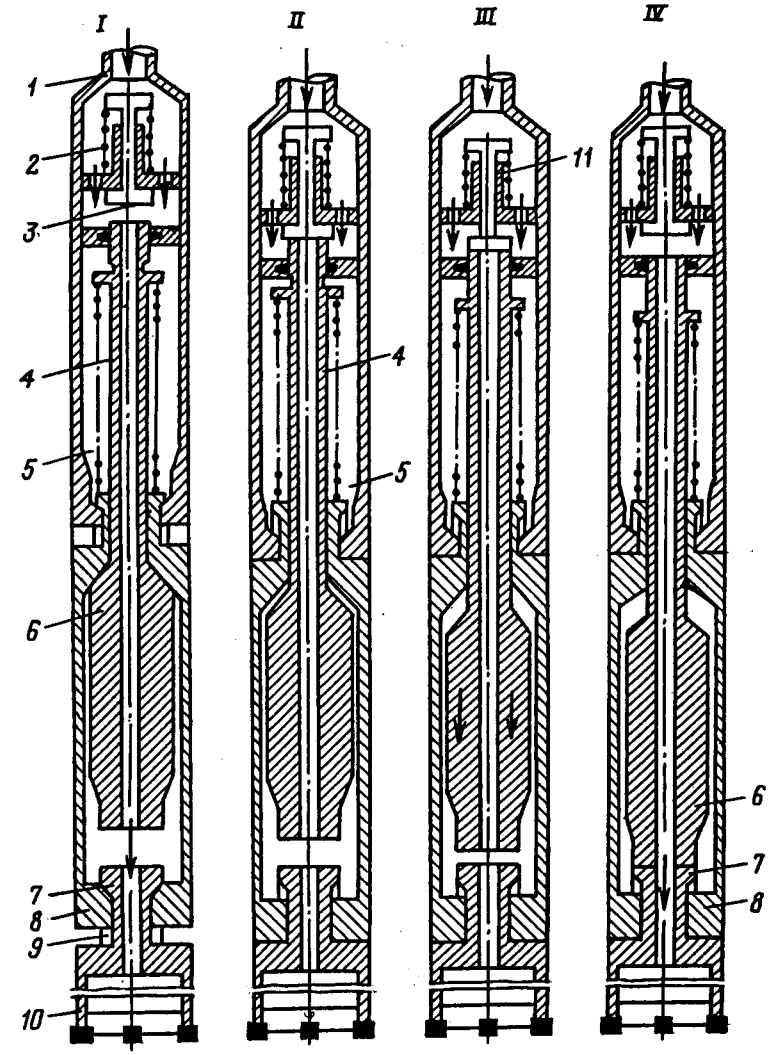


Рис. 15.1. Схема элементов работы гидроударника, прямого действия на различных стадиях рабочего процесса:
I – спуск в скважину; *II* – постановка на забой; *III* – рабочий ход поршня ударника; *IV* – удар по наковальне породоразрушающего инструмента; *1* – бурильная труба; *2, 5* – пружины; *3* – клапан; *4* – поршень; *6* – утяжелитель; *7* – наковальня; *8* – стакан; *9* – шлицевой разъем; *10* – колонковый снаряд; *11* – ограничитель

Кроме того, гидроударники подразделяются по частотной характеристике на среднечастотные и высокочастотные с частотой ударов соответственно 1200–1500 и 2000–3000 ударов в 1 мин.

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 диаметрами 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. 15.1).

Во время спуска и подъема гидроударник находится в подвешенном состоянии и нижняя его часть в местах шлицевых разъемов *9* опускается (см. рис. 15.1, *I*). В таком положении промывочная жидкость, нагнетаемая насосом, свободно проходит через гидроударник и колонковый снаряд *10*, что бывает необходимо для удаления с забоя шлама при постановке породоразрушающего инструмента на забой, 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. 15.1, *II*). Под действием резко повысившегося давления клапан совместно с поршнем-бойком с нарастающей скоростью движутся вниз, сжимая силовые возвратные пружины *2* и *5*. В определенный момент, когда упорная втулка клапана дойдет до ограничителя *11* (см. рис. 15.1, *III*), клапан останавливается и отрывается от поршня.

Поршень-боек *4* под действием приобретенной кинетической энергии движется вниз и в конце хода наносит удар по наковальне *7*; под действием удара резцы породоразрушающего инструмента осуществляют разрушение породы забоя (см. рис. 15.1, *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 упругопластичных породах (кварциты, порфирит и др.).

При бурении гидроударниками с повышенной энергией удара (Г-7, Г-9) особое внимание уделяется выбору бурового оборудования и обвязке его на поверхности. Желательно использовать буровые станки с невысокой частотой вращения (ЗИФ-650М, ЗИФ-1200МР).

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

Нагнетательная магистраль (рис. 15.2) состоит из стояка, напорных трубопроводов, вентиля для регулирования расхода промывочной жидкости, компенсатора с манометром, шланга высокого давления и вертлюга-сальника. Все элементы, входящие в нагнетательную магистраль, должны быть рассчитаны на давление 7–10 МПа и иметь максимальные проходные сечения. Например, стояк и нагнетательные трубопроводы рекомендуется сваривать из бурильных труб диаметром 63,5 мм. Стояк обычно выводится в люк бурового здания. Соединение стояка с сальником следует производить высоконапорным

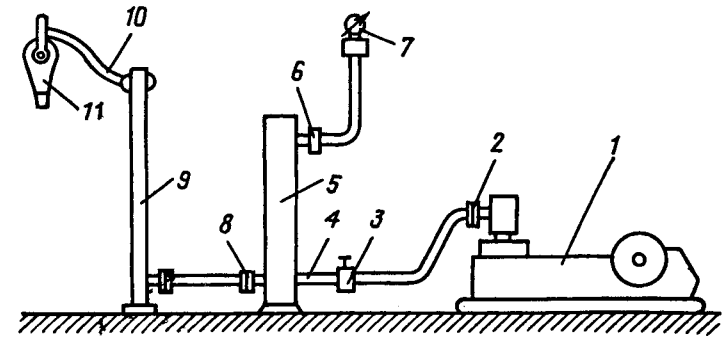


Рис. 15.2. Нагнетательная магистраль при бурении гидроударниками с повышенной энергией удара:
1 – насос; *2, 8* – соединительные фланцы; *3* – вентиль; *4* – трубопровод; *5* – компенсатор; *6* – штуцер; *7* – манометр; *9* – стояк; *10* – напорный шланг; *11* – вертлюг-сальник

шлангом длиной 4,5 м, рассчитанным на рабочее давление 10–15 МПа. Желательно производить бронирование нагнетательных шлангов.

Гидроударник ставится над колонковой трубой с толщиной стенки 5,5 мм. Для блокировки керна применяется кернорватель цангового типа.

Между гидроударником и колонковой трубой предусмотрена возможность включения эжектора 0К90, который обеспечивает повышение выхода керна при бурении трещиноватых пород.

При бурении гидроударником Г-9 применяется твердосплавная коронка диаметром 59 мм марки ГПИ-162М. Для ловли сколотых в скважине резцов коронки в комплект технических средств гидроударника Г-9 входит ловушка Л-59.

Бурение породоразрушающим инструментом диаметрами 76 и 93 мм производится гидроударником Г-7. Он снабжен понизителем расхода промывочной жидкости. Понизитель расхода представляет собой автоматическую задвижку, почти полностью закрывающую проходное отверстие при прямом и обратном ходе поршня. В результате этого происходит двукратное снижение расхода промывочной жидкости и накопление энергии в трубопроводе во время обратного хода поршня. Это увеличивает забойную мощность при повышении перепада давления на машине в 2,0–2,5 раза. Когда применяется понизитель расхода жидкости, то эжектором не пользуются.

Гидроударники ГВ-5 и ГВ-6 с пониженной энергией единичного удара и высокой частотой ударов применяются с серийными твердосплавными и алмазными коронками. Они устанавливаются над колонковым стандартным набором и служат для интенсификации процесса разрушения горной породы на забое и повышения длины рейса при твердосплавном и алмазном вращательном колонковом бурении. При алмазном бурении обязательно применение антивибрационных средств – смазок, эмульсионных жидкостей.

В малоабразивных монолитных породах целесообразно использовать однослойные алмазные коронки с нормальной матрицей, а в абразивных твердых породах, а также трещиноватых – импрегнированные коронки с нормальной, твердой и сверхтвердой матрицами.

ТЕХНОЛОГИЯ БУРЕНИЯ ГИДРОУДАРНЫМИ МАШИНАМИ

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 %.

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. Энергию ударов (Н·м) забойной машины для обеспечения эффективного разрушения горной породы определяют из выражения

$$A_y \geq \Sigma l_p \cdot a_y, \qquad (15.1)$$

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

Значения a_y зависят от категории породы и принимаются согласно приведенным ниже данным.

Необходимая удельная энергия удара для пород различной буримости

Категория горных пород по буримости.....	VI–VII	VIII–IX	X	XI
a_y, Н·м/см.....	10	10–15	15–20	22–25

Очевидно, для алмазного бурения можно экспериментальным путем установить аналогичную зависимость энергии удара от единицы площади контакта алмазов с породой.

Частоту вращения бурового снаряда для гидроударников Г-

7, Г-9 принимают небольшой; при использовании гидроударников ГВ-5 и ГВ-6 ее повышают.

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

$$m_0 = \pi D_{ср}/\delta, \qquad (15.2)$$

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

Тогда частота вращения (об/мин) породоразрушающего инструмента

$$n = \frac{n_y}{m_0} = \frac{n_y \delta}{\pi D_{ср}}, \qquad (15.3)$$

где n_y – число ударов в 1 мин.

Для горных пород VII–XI категорий по буримости значение δ принимают равным 8–6 мм, для пород IX–XI категорий – 5–3 мм.

Количество промывочной жидкости принимается в соответствии с паспортом машины.

Гидроударники находят успешное применение на ряде месторождений. На месторождениях со сложным геологическим строением гидроударники обеспечивают 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.

ПРЕДУПРЕЖДЕНИЕ И ЛИКВИДАЦИЯ АВАРИЙ

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 поломки и выпадения твердосплавных резцов могут быть дефекты твердого сплава и низкое качество изготовления породоразрушающего инструмента, нарушение правил эксплуатации инструмента – несоблюдение схемы чередования коронок, крутильные удары при бурении трещиноватых пород.

Для предупреждения поломок породоразрушающего инструмента необходимы тщательная отбраковка инструмента, имеющего какие-либо дефекты, организация правильного чередования коронок, снижение осевой нагрузки в трещиноватых породах и увеличение частоты вращения, использование инструмента с большим числом резцов, четкое соблюдение правил спускоподъемных операций.

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

Для уменьшения размыва матрицы алмазной коронки нужно снижать расход промывочной жидкости, постоянно следить за состоянием промывочных каналов.

Заклинивание породоразрушающего инструмента на забое происходит по причине потери диаметра и заужения скважины из-за уменьшения разработки ствола скважины. Чаще всего она наблюдается, когда рейс заканчивается в более вязких и абразивных породах, чем проходились вначале.

Меры борьбы с прихватами – заканчивание рейса при снижении механической скорости бурения на 25–30 % от начальной, увеличение подачи промывочной жидкости по мере углубки при бурении без отбора керна (долотом) – периодическое расхаживание снаряда.

Причиной обрывов колонковых и бурильных труб, гидроударника является их износ. Основная мера предупреждения обрывов – своевременная отбраковка элементов бурового снаряда. Особенно тщательно необходимо следить за износом корпуса, верхнего переходника, шлицевых разъемов гидроударника.

Обрывы ликвидируются с помощью стандартного ловильного инструмента.

Прихваты снаряда шламом происходят при сильном зашламовании скважины во время либо постановки снаряда на забой, либо внезапного прекращения подачи промывочной жидкости (отключение электроэнергии, поломка насоса). Данная авария при гидроударном бурении является редкой и ее профилактика заключается в обеспечении чистоты скважины.

Дополнительные мероприятия по предотвращению прихватов:

при внезапном прекращении подачи промывочной жидкости приподнять снаряд над забоем на 2,5–3 м;

не допускать работы гидроударника без вращения снаряда;

не допускать к работе гидроударники с изношенными соединениями.

Ликвидация прихватов производится обычными известными методами: выбивание забойными вибраторами, размыв шламовой пробки. При невозможности ликвидации прихвата, выше прихвата ставят отклоняющий клин и забуривают новый ствол скважины.

15.2. БУРЕНИЕ ПНЕВМОУДАРНЫМИ МАШИНАМИ

НАЗНАЧЕНИЕ И КОНСТРУКЦИЯ ПНЕВМОУДАРНЫХ МАШИН

Ударно-вращательное бурение с помощью пневмоударников находит широкое применение при бурении разведочных скважин на коренных и россыпных месторождениях полезных ископаемых, при бурении скважин на воду, а также сейсмических и инженерно-геологических скважин.

Весьма эффективно пневмоударное бурение в районах распространения вечной мерзлоты, в безводных пустынных и высокогорных районах, в условиях поглощения промывочной жидкости.

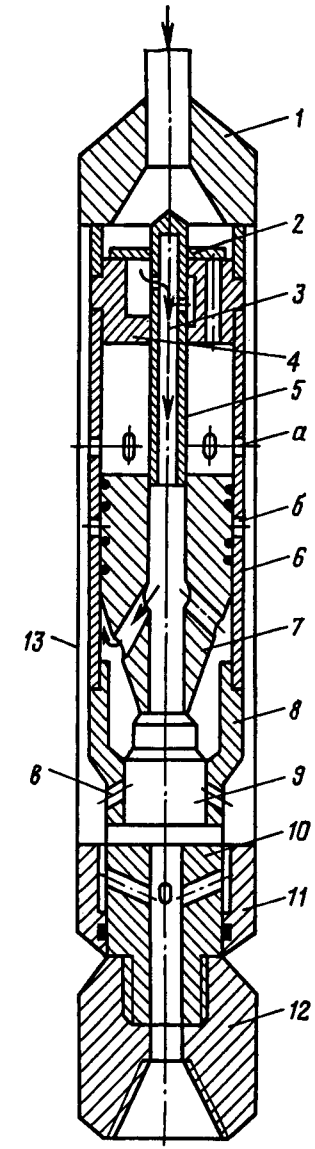
По данным ЦНИГРИ, механическая скорость пневмоударного бурения в 3–4 раза выше твердосплавного, в 1,5–2 раза выше алмазного вращательного бурения, а себестоимость работ снижается на 25–45 %.

Область применения пневмоударного бурения ограничивается отсутствием высокопроизводительных компрессоров большого давления и 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. 15.3):

Рис. 15.3. Пневмоударник РП–130



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 движется вниз (рабочий ход) и нанесет удар по хвостовику. Избыточная энергия удара

Таблица 15.2

Техническая характеристика пневмоударников

Показатели	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, $м^3$/мин:			
общий	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

компенсируется за счет окна *в*. После удара цикл повторяется.

Особенностью бесклапанных пневмоударников является схема распределения воздуха, в которой роль клапана выполняет поршень в паре с цилиндром. Принцип действия пневмоударника основан на возвратно-поступательном движении поршня-бойка 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, 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. 15.2 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, необходимый 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 разработаны 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 203 мм.

Твердосплавные коронки армируются резцами цилиндрической формы из твердого сплава ВК15, ВК8-В достаточно крупного размера и с ориентированной вставкой лезвий резца. Число 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 (рис. 15.4).

Основное оборудование включает буровой станок *14*, компрессор *1* с воздухосборником *2* и буровой насос *15* с приемной емкостью *16*. Насос можно использовать в случае осложнений или при встрече сильно обводненных пород. В систему обвязки оборудования включают влагоотделитель *4* для сбора конденсата, холодильник *5* для поддержания постоянной температуры воздуха, герметизатор устья скважины *11*, шламоотводная линия *12* с циклоном *13* для очистки воздуха. В систему обвязки входят соединительные шланги *3*, вентили *7*. К одному из вентилей подсоединена трубка *6* для сброса воздуха в атмосферу. В качестве контрольно-измерительной аппарату-

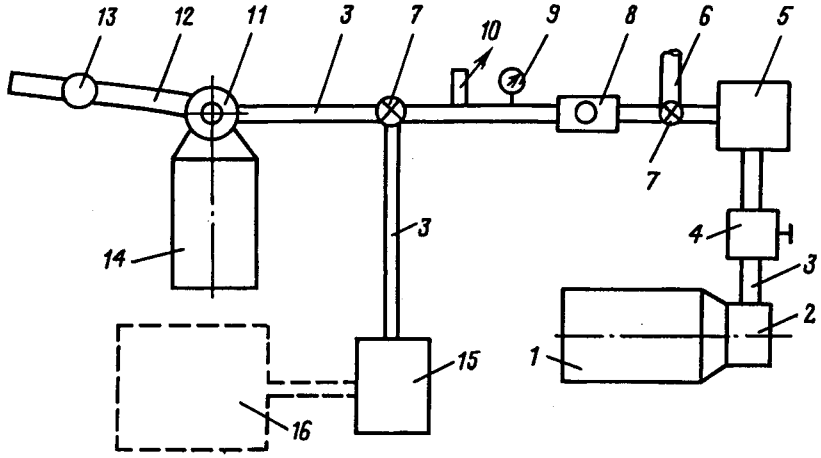


Рис. 15.4. Схема обвязки оборудования при разведочном колонковом бурении с продувкой воздухом

ры используют манометр *9* для контроля за давлением воздуха, расходомер *8*, термометр *10*. Температура сжатого воздуха не должна превышать 90 °С, так как это может вызвать разрушение резиновых шлангов. Выкидная линия *12* обычно устанавливается в сторону господствующих ветров на расстоянии не менее 10 м. Для уменьшения попадания пыли на буровую иногда на конце выкидной линии устанавливают вытяжной вентилятор. Трубопроводы поверхностной обвязки не должны иметь резких сужений и поворотов.

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 равной 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 компрессоре, так как снижение давления на 0,1 МПа приводит к уменьшению скорости бурения на 20–25 %.

Повышение давления может быть причиной образования сальников или скопления шлама в скважине. Признаком зашламования скважины является увеличение количества шлама на выходе. В этом случае нужно пневмоударник приподнять от забоя, таким образом блокировав его, и продуть скважину в течение 5–10 мин. При появлении затяжек инструмента, в случае сальникообразования, необходимо расхаживать снаряд при полной подаче воздуха и сблокированном пневмоударнике.

Для предотвращения сальникообразования в скважинах с малыми водопритоками (0,1–0,3 л/мин) необходимо в поток воздуха вводить раствор ПАВ. Расход водного раствора ПАВ подбирается в зависимости от интенсивности водопритока и условий выноса шламовой пульпы из выкидной линии и не должен превышать 7–8 и 8–10 л/мин для пневмоударников РП-111 и РП-130 соответственно. В качестве ПАВ применяют ОП-7, ОП-10, концентрация которых в пресных водах составляет 0,1–0,2 %, а в рассолах увеличивается до 1,1–1,2 %.

16 БУРЕНИЕ НЕГЛУБОКИХ СКВАЖИН В РЫХЛЫХ ПОРОДАХ БЕЗ ПРОМЫВКИ

Бурение неглубоких скважин в рыхлых и мягких породах широко применяется при геологической съемке и картировании, специальных видах съемок, разведке цветных, редких и черных металлов, химического сырья, строительных материалов (глин, песков, гравийных смесей), сейсмической разведке, инженерно-геологических изысканиях на площадях и трассах, при гидрогеологических зондировании и разведке, проходке эксплуатационных скважин на воду и в некоторых других случаях.

При этом применяются различные способы бурения, оборудование и инструмент в соответствии с особенностями задач и геолого-технических условий. Геолого-технические условия бурения неглубоких скважин весьма разнообразны и часто резко отличаются в пределах одного локального района в различных точках рельефа. Тем не менее во всех случаях им присущи общие характерные черты: геологическая целесообразность и техническая возможность проходки скважин без использования промывки, относительно невысокий уровень мощности, расходуемой на бурение.

Рыхлые отложения, в которых бурят неглубокие скважины без промывки, чаще всего представляют собой перемежающиеся пласты, прослои, пропластки, линзообразные включения четвертичных, юрских и меловых отложений с различными структурой и текстурой, типами связи между частицами и физико-механическими свойствами.

В.Г. Кардышем предложена классификация пород, учитывающая характер сцепления частиц в породе, физико-механические свойства грунтов, возможность применения различных способов разрушения породы, а также устойчивость открытого ствола скважины. Классификация представлена в табл. 16.1.

Таблица 16.1

Классификация горных пород по связности, устойчивости и применимости способов разрушения

Группа пород	Характер связности частиц	Типы пород	Устойчивость открытого ствола	Возможный способ разрушения
I	Несвязные мелко- и крупнообломочные	Пески сухие и водонасыщенные до плывунов, дресва, гравийно-галечниковые отложения	Только при бурении с одновременной осадкой	Разрыхление, уплотнение (для водонасыщенных пород)
II	Сцементированные	Пески, супеси, слабые, разной степени насыщенности обломочным материалом	Не более 12 ч	Разрыхление, резание, уплотнение
III	Связные рыхлые	Влажные супеси, суглинки, пластичные глины с различным содержанием песка и крупнообломочного материала	Не менее 12 ч Возможно обрушение	Резание, уплотнение
IV	Связные плотные	Малопластичные, сухие и твердые глины, моренные суглинки	Не ограничена	Резание, дробление

Под способом разрушения породы на забое бурящейся скважины в данном случае понимается воздействие инструмента, приводящее к отделению от массива определенной части породы или нарушению связей между частицами породы. При этом резание трактуется как отделение породной стружки от поверхности забоя; дробление – как отделение от массива породы кусков различной крупности с образованием в массиве системы трещин; разрыхление заключается в нарушении слабых связей и преодолении сил трения между частицами пород, сопровождающееся уменьшением плотности породы; уплотнение заключается в уменьшении внутрипородных пустот путем сближения, более полной упаковки частиц и, следовательно, в увеличении плотности породы.

Различные виды геологических исследований, выполняемые с использованием скважин различной глубины, предъявляют разные требования к технологии бурения неглубоких скважин в рыхлых породах (табл. 16.2).

Таблица 16.2

Группировка неглубоких скважин по назначению

Группа скважин	Глубина бурения, м	Подгруппа скважин	Назначение скважин	Диаметры скважин		Требования к отбору керна	Требования к транспортабельности оборудования
				начальный максимальный	конечный минимальный		
I	1,5–5	I	Специальные съемки	76	59	Поинтервальный отбор, допускается нарушение структуры вещества проб	Переносное оборудование
		II	Начальные инженерно-геологические исследования			Сплошной отбор с ненарушенной структурой	
II	10–15	I	Геокартирование и съемка	76	46	Сплошной отбор проб	Легкое передвижное, разборное, переносное оборудование
		II	Инженерные изыскания и съемка	93	76	Сплошной отбор керна с ненарушенной структурой	
		III	Разведка стройматериалов, поиски россыпей	132	112	То же с поинтервальным отбором шлиховых проб	Передвижное, самоходное оборудование
		IV	Гидрогеологическое зондирование	193	132	Сплошной отбор керна с ненарушенной структурой	
III	25	I	Специальные съемки	76	59	Поинтервальный отбор керна, допускается нарушение структуры	Самоходное оборудование
		II	Геокартирование и съемка, поиски месторождений	93	76	Сплошной отбор керна	Самоходное и разборное оборудование
		III	Разведка нерудных россыпей, инженерные изыскания, гидрогеологические скважины	152	112	Сплошной отбор керна с ненарушенной структурой	Самоходное и передвижное оборудование
		IV	Разведка стройматериалов, инженерные изыскания и гидрогеологические скважины	273	168	Сплошной отбор керна с ненарушенной структурой, валовые пробы	Самоходное и передвижное оборудование
		V	Разведка валунно-галечниковых отложений	600	400	Валовые пробы	
IV		I	Геокартирование, съемка, поиски, разведка нерудных полезных ископаемых, инженерные изыскания и гидрогеологическое зондирование	152	93	Сплошной отбор керна, валовые пробы	Самоходное и передвижное оборудование
		II	Гидрогеологические и инженерно-геологические исследования	273	152	Сплошной отбор керна с ненарушенной структурой	
		III	Водоснабжение	476	273	Поинтервальный отбор проб	
		IV	Разведка россыпных месторождений	219	168	Сплошной отбор керна с фиксацией глубины отбора, шлиховые пробы	
		V	Инженерные изыскания под гидротехнические пробы	219	127	Сплошной отбор керна с ненарушенной структурой	

Продолжение табл. 16.2

Продолжение табл. 16.2

Группа скважин	Глубина бурения, м	Подгруппа скважин	Назначение скважин	Диаметры скважин		Требования к отбору керна	Требования к транспортабельности оборудования
				начальный максимальный	конечный минимальный		
		VI	Сейсморазведка	185	145	Поинтервальный отбор проб	

Разные способы бурения имеют различные возможности решения задач разведки. Это определяется характером физических процессов, лежащих в их основе. Рассмотрим способы бурения без промывки.

16.1 ВРАЩАТЕЛЬНОЕ БУРЕНИЕ БЕЗ ТРАНСПОРТИРОВКИ ПОРОДЫ НА ПОВЕРХНОСТЬ (БУРЕНИЕ КОРОТКИМИ РЕЙСАМИ)

Длительное время одним из основных методов бурения неглубоких скважин в мягких и рыхлых породах являлось вращательное бурение короткими рейсами с применением спиральных и ложковых буров. Этим способом бурятся скважины диаметром 70–1500 мм на глубину до 50–100 м.

Механизм воздействия ложкового бура на забой бурящейся скважины заключается в следующем.

Ложковый бур (рис. 16.1, *а*) имеет режущее лезвие, направленное под углом к забою и внутреннюю полость для накопления вещественной пробы. При вращении бура, срезаемая порода по лезвию бура поступает во внутреннюю полость, накапливаясь в ней и уплотняясь. После наполнения бура при рейсовой углубке 0,5–1,0 м снаряд извлекается из скважины вместе с вещественной пробой.

Спиральный бур (16.1, *б*) представляет собой змеевик или шнек – одно- или двухзаходную ленточную спираль различной ширины и толщины, навитую на несущем стальном стержне. В нижней части змеевика располагается породоразрушающий инструмент в виде двух симметричных лезвий в виде спиралей. При скорости подачи на один оборот, равной шагу спирали змеевика (шнека), он ввинчивается в породу.

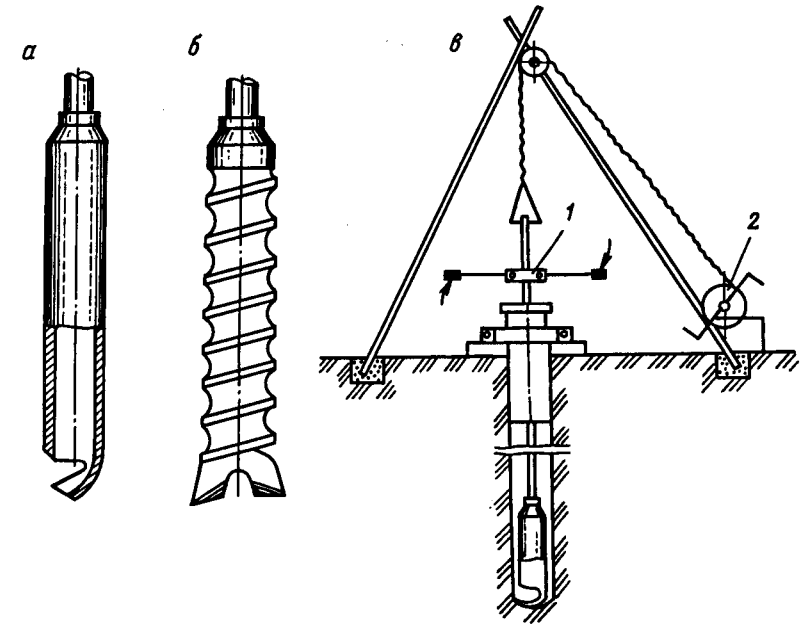


Рис. 16.1. Ложковый (*а*) и спиральный (*б*) буры и схема установки для ручного медленно-вращательного бурения (*в*):
1 – ворот; *2* – лебедка

Частицы породы уплотняются в спиральном пространстве и прочно фиксируются на поверхности спирального бура (шнека) – проба породы извлекается вместе с буром.

Режущая часть спиральных буров имеет две основные разновидности. В первой модификации лопасти направлены к плоскости забоя под прямым углом и после внедрения в породу осуществляют сдвиг верхнего слоя, равного глубине внедрения. В процессе углубки спиральная часть бура постоянно перемещается в разрушенной породной массе.

Вторая модификация шнековых буров имеет лезвие, направленное к забою под острым углом и осуществляющее срез слоя породы. В этом случае срезаемая порода скользит относительно лопасти бура и по ней поднимается вверх.

Бурение спиральными и ложковыми бурами осуществляется при низких частотах вращения (5–10 об/мин) и поэтому называется еще медленно-вращательным бурением. Это позволяет использовать оборудование с небольшой приводной мощностью, обеспечивающей высокие значения крутящего момента.

Необходимая осевая нагрузка (Н) при бурении спиральными и ложковыми бурами может быть определена по формуле

$$P = \frac{D}{2} a\sigma m, \qquad (16.1)$$

где D – диаметр скважины, мм; a – ширина лезвия бура, соприкасающегося с забоем, мм; σ – сопротивление породы внедрению, Н/мм^2; m – число режущих лезвий.

Крутящий момент, необходимый для бурения ложковым или спиральным буром, складывается из момента $M_р$, расходуемого на работу разрушения на забое и из момента сил трения $M_{тр}$:

$$M_р = \frac{D^2}{8} h\sigma m; \qquad (16.2)$$

$$M_{тр} = \frac{D}{8} \sigma a f m, \qquad (16.3)$$

где D – диаметр скважины; h – углубление за один оборот (0,5–2 см); σ – сопротивление породы сдвигу; m — число лезвий; f – коэффициент трения.

При углублении за один оборот более 2 см, а также при использовании буров диаметрами 145–195 мм и более необходимо учитывать момент, расходуемый на преодоление сил бокового трения.

$$M_{б.т} = \frac{\pi D^2}{8} hfp, \qquad (16.4)$$

где p – среднее удельное давление на поверхность бура.

Рабочий диапазон изменения в течение рейса величины крутящего момента на рабочем валу при медленно-вращательном бурении изменяется от 1,5 до 6 кН·м при расходе мощности от 5 до 25 кВт.

16.2. ШНЕКОВОЕ БУРЕНИЕ

При проходке неглубоких скважин в мягких и рыхлых породах получило широкое распространение 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) диаметрами от 60 до 800 мм. Шнековое бурение применяется для бурения взрывных скважин при сейсморазведке, 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 др.).

Процесс шнекового бурения включает в себя разрушение породы на забое, которое в зависимости от ее 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 трехлопастные долота со ступенчатой режущей кромкой, армированной резцами из твердых сплавов (рис. 16.2, *а*).

Шнековая колонна (шнеки) представляют собой составленную из отдельных 1–3-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. 16.2, *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 30–60°, 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 бу-

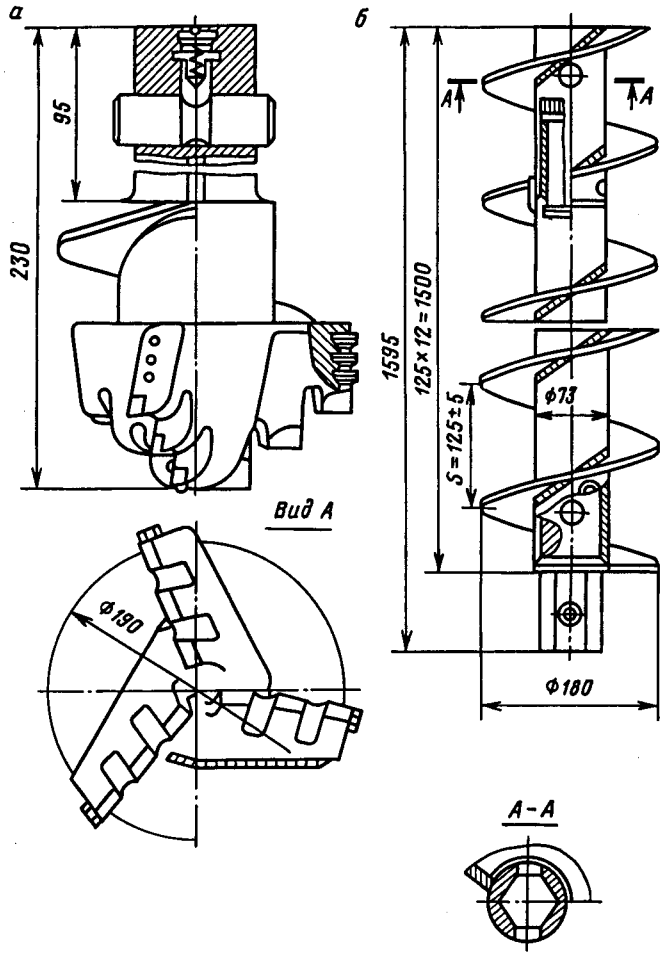


Рис. 16.2. Инструмент для шнекового бурения

рении, 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 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. Необходимое условие работы шнекового транспортера – 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) определяется следующим образом:

$$n_{\min} = \frac{30}{\pi}\sqrt{\frac{g(\mathrm{tg}\alpha + f)}{f'R(1 - f\mathrm{tg}\alpha)}}, \qquad (16.5)$$

где g – ускорение свободного падения; α – угол подъема винтовой линии шнека; f – коэффициент трения породы о шнек; f' – коэффициент трения породы о стенки скважины; R – расстояние от оси вращения до данной частицы породы (текущий радиус – в рабочих расчетах принимается равным радиусу вала шнека).

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 об/мин, а максимальная – 500–700 об/мин. С увеличением диаметра шнека значения минимальной и максимальной частоты уменьшаются.

Мощность, расходуемая на трение колонны шнеков о стенки скважины колеблется в пределах 0,2–0,8 кВт, а мощность, расходуемая на транспортировку породы – в пределах 0,16–0,43 кВт.

Затраты мощности при постоянной частоте вращения 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, нарушается нормальный вынос ее на поверхность – резко возрастают непроизводительные затраты мощности и нагрузка 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 м углубки). Вода может заливаться в затрубное пространство или закачиваться через шнеки. При этом скорость бурения увеличивается на 30 %, а расходуемая мощность снижается на 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 8,0–12,0 кН на каждый метр длины шнековой колонны. Нередко возникает необходимость разгрузки долота от чрезмерного реактивного усилия шнека во избежание его поломки. Разгрузка долота 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 расхаживании с вращением. В валунно-галечниковых отложениях используют утяжеленные шнеки со спиралью из 16-мм листовой стали. Утяжеленный шнек играет роль маховика, сглаживающего динамические реактивные нагрузки на привод при разрушении обломочного материала в рыхлых породах.

Наиболее существенный недостаток шнекового бурения – трудность определения глубины, с которой поднята породная масса, представляющая собой в этом виде бурения пробу минерального вещества: при транспортировке породы шнеком происходит ее непрерывное перемешивание из-за разных скоростей движений 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 2,9 кВт (глубина скважин 7–15 м), легких передвижных установок УПБ-25, ПБУ-25 и других с подвижным вращателем мощностью 4,4–7,4 кВт, обеспечивающих бурение скважин глубиной 18–20 м, до самоходных установок (УРБ-1С, УРБ-1В, БУЛИЗ-15, 18; УГБ-50А, 50М), обеспечивающих предельные глубины бурения скважин диаметром 120–230 мм.

16.3. 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. 16.3. На рис. 16.4 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 *4*, симметрично плоскости симметрии вибромолота, связаны между собой зубчатым зацеплением и с электродвигателем – клиноременной передачей (на рис. 16.4, не показаны, см. рис. 16.3). 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.

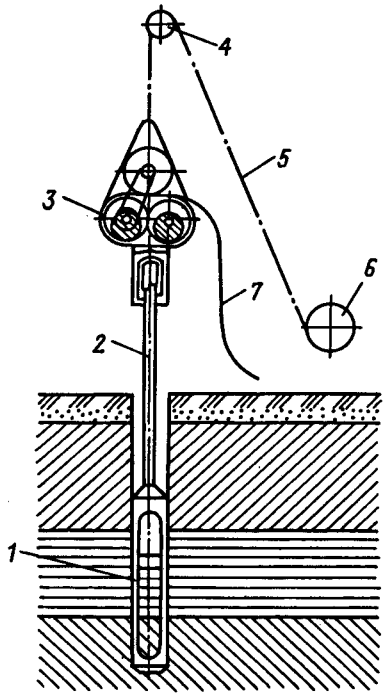
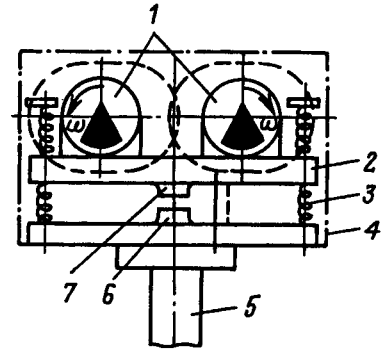


Рис. 16.3. Принципиальная схема вибрационного бурения:
1 – виброзонд; *2* – бурильная колонна; *3* – вибратор; *4* – ролик на вершине мачты; *5* – канат; *6* – лебедка; *7* – электрокабель

Рис. 16.4. Принципиальная схема конструкции вибромолота направленного действия:
1 – дебалансы-эксцентрики; *2* – ударная плита (инерционное тело); *3* – пружины; *4* – корпус; *5* – патрон-переводник; *6* – наковальня; *7* – боек



Максимальное усилие удара, развиваемое вибратором определяется по формуле

$$F_{max} = m\omega^2\varepsilon, \qquad (16.6)$$

где m – суммарная масса эксцентриков; ω – угловая скорость вращения дебалансов; ε – величина смещения центра тяжести эксцентриков относительно оси вращения дебалансов.

Вибромолотом именуется утяжеленный вибратор. Конструкция вибромолота (см. рис. 16.4) предусматривает ограничение амплитуды вертикальных колебаний путем пружинной фиксации и значительного увеличения массы соударяющихся элементов — ударной плиты *2* с бойком *7* корпуса *4* с наковальней *6*. В соответствии с законом сохранения количества движения ударная нагрузка при этом обеспечивается с минимальной амплитудой колебаний (не более 15 мм), что улучшает режим работы вибратора, 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). Виброзонд не-

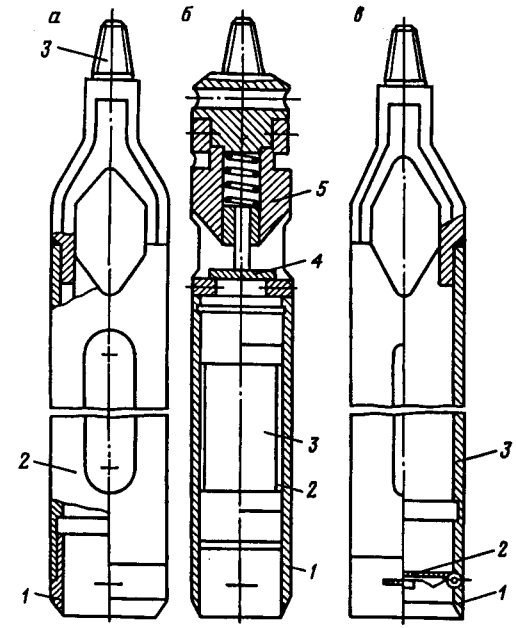


Рис. 16.5. Породоразрушающий инструмент для вибробурения:
а – виброзонд: *1* – башмак; *2* – труба с окнами; *3* – коническая резьба под штанговый замок; *б* – грунтонос: *1* – башмак; *2* – разъемная труба; *3* – разъемный вкладыш для приема керна; *4* – клапан, *5* – переходник; *в* – виброжелонка: *1* – башмак; *2* – плоский клапан; *3* – труба с окнами

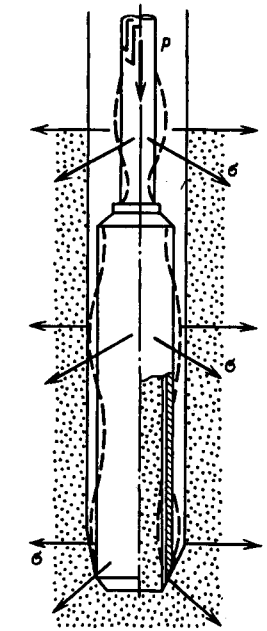


Рис. 16.6. Схема микроуплотнения породы виброзондом

редко выполняется разъемным или с боковой прорезью, облегчающей геологическое описание пробы рыхлого минерального вещества в его естественном состоянии. Схемы инструментов для вибробурения представлены на рис. 16.5.

Механизм воздействия виброзонда на горную породу при вибрационном бурении не так прост, как это может показаться на первый взгляд. В принципе, 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. Таким образом, 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. 16.6. Высокочастотные ударные импульсы P 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 величины напряжения и деформации, в теле виброзонда проявляется микроскопическим утолщением – местным кольцеобразным увеличением диаметра, перемещающимся вниз по зонду вместе с волной сжатия (на схеме рис. 16.6 показано пунктиром).

Микроскопическая по амплитуде механическая деформация формирует усилие со стороны набегающего фронта волны сжатия на облегающую виброзонд породу, которая является колоссальным по величине и высокочастотным – многократно повторяющимся. 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 этим способом.

Во-первых, вибрационным способом бурятся только физически уплотняемые породы – даже самые слабые непрочные скальные породы вроде углей, каменных солей, меловых отложений абсолютно не поддаются вибробурению вследствие 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 например, сухие (с физически связанной водой) коры выветривания со щебнем, гравийно-галечниковые отложения, 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 из-за 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, следовательно, снижается эффективность бурения.

Исследованиями Б.М. Ребрика была установлена зависимость скорости вибробурения v от глубины скважины H:

$$v = \frac{2{,}84}{\sqrt{H}} - 0{,}47. \qquad (16.7)$$

Согласно этой формуле, глубина бурения вибрационным способом при установке вибратора на поверхности в принципе не может превышать 36 м.

Одна из существенных особенностей технологии вибробурения – ограниченность длины рейсовой углубки (как правило, не более 2,0–2,5 м). Это объясняется тем, что по мере наполнения виброзонда керном увеличивается масса, подвергающаяся вибрации – по закону о сохранении количества движения пропорционально уменьшается амплитуда вибрации, соответственно уменьшаются и технологические воздействия на породу.

В пластичных вязких породах ограничение длины рейса 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 забуривания 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 са-

мо 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.

16.4. УДАРНО-КАНАТНОЕ БУРЕНИЕ ЗАБИВНЫМИ 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. 16.7 представлен общий вид установки Д-5-25 – типичный для установок данного класса. Транспортной базой подобных установок является легкая мачта с однострунной талевой оснасткой, планетарная или фрикционная лебедка и карбюраторный двигатель внутреннего сгорания мощностью 4,4–5,9 кВт. Общий вес установки колеблется в пределах 0,3–1,3 т.

Технология ударно-забивного бурения "с лебедки" заключается в следующем. Буровой снаряд (см. рис. 16.7), 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 1,0 м в крепких породах. Число ударов составляет 15—25 в 1 мин. Для бурения мягких пород используются гильзы или стаканы (рис. 16.8, *а*). Буровые желонки (рис. 16.8, *б*), часто применяемые в комплекте с утяжеленной ударной штангой (рис. 16.8, *в*) применяют в водоносных песках и разжиженных глинах. Грунтоносы (рис. 16.8, *г*) предназначены для отбора монолитов грунтов при инженерно-геологических изысканиях.

Имеется и другая модификация данного способа, предусматривающая забивание инструмента в породу без отрыва

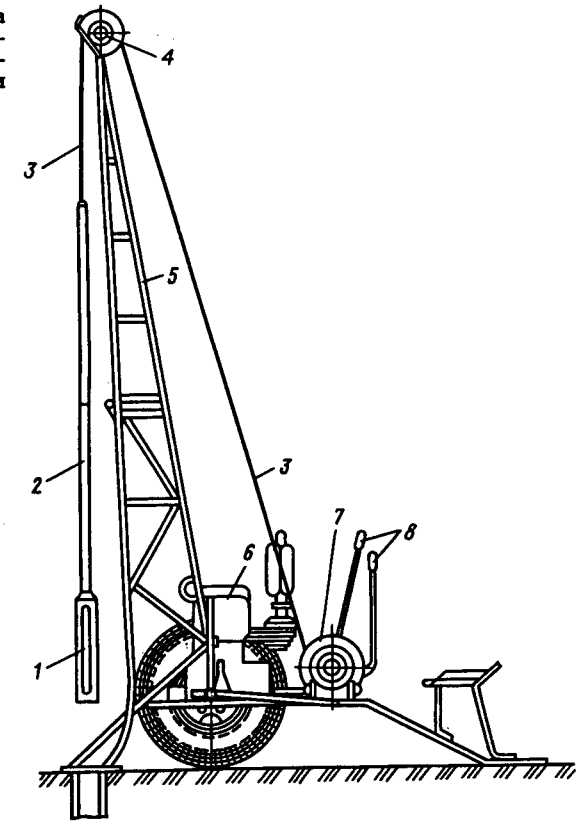


Рис. 16.7. Установка Д-5-25 для ударно-канатного бурения забивными стаканами и грунтоносами

его от забоя. Ударная нагрузка в этом случае формируется ударником (рис. 16.8, *д*) типа ясса.

Плоские долота (рис. 16.8, *е*) используются для разбивания валунов и прохождения твердых пропластков.

Бурение желонками, как правило, осуществляется одновременно с обсадкой скважины трубами, что необходимо для предотвращения обвалов стенок скважин. Высота подъема желонки составляет 250–450 мм, а частота ударов – 20–40 в 1 мин.

В гравийно-галечниковых отложениях высоту подъема инструмента уменьшают до 50—100 мм, а частоту ударов увеличивают до 40—60 в 1 мин.

Бурение забивными стаканами основывается на резании пластичных пород острой кромкой башмака стакана и одновременном уплотнении стенок скважины и образца горной породы. В рыхлых породах преобладает резание.

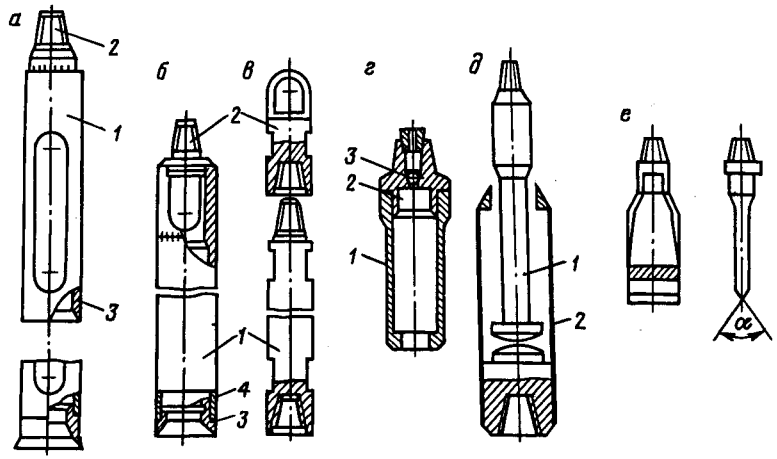


Рис. 16.8. Инструмент для бурения легкими установками ударного действия:
а – забивной стакан: *1* – труба с вырезом; *2* – конус резьбовой; *3* – башмак; *б* – желонка: *1* – цилиндрический корпус; *2* – конус резьбовой; *3* – башмак; *4* – плоский клапан; *в* – ударная штанга: *1* – штанга; *2* – переходник-ушко; *г* – грунтонос: *1* – гильза; *2* – переходник; *3* – дренажный шариковый клапан; *д* – ударник для забивания стаканов и грунтоносов: *1* – ударник; *2* – корпус; *е* – плоское долото

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 мин.

17 ОСОБЕННОСТИ ТЕХНОЛОГИИ БУРЕНИЯ СКВАЖИН ИЗ ПОДЗЕМНЫХ ГОРНЫХ ВЫРАБОТОК И ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН

Бурение из подземных горных выработок характеризуется следующими особенностями:

а) большим диапазоном углов наклона скважин – от вертикальных до горизонтальных и восстающих;

б) использованием специально оборудованной выработки (камеры) вместо буровой вышки;

в) применением в качестве привода буровых станков исключительно электро- и пневмодвигателей на гидрофицированных шахтах.

Скважины в подземных условиях зачастую бурят кустами с одной точки установки.

В зависимости от угла заложения скважин камеры для подземного бурения разделяют на четыре типа: I – для горизонтальных и слабонаклонных скважин; II – для вертикальных и крутопадающих скважин; III – для скважин, заданных под большими углами наклона; IV – для восстающих скважин.

Камера I типа (рис. 17.1, *а*) состоит из двух элементов: подходной выработки, при помощи которой камера соединяется с общей системой горных выработок и машинного зала, предназначенного для размещения буровой установки.

Камеры для горизонтальных скважин обычно имеют небольшие размеры: высота в свету – 2 м, площадь – до 10 м^2.

Камеры II и III типа (рис. 17.1, *б*, *в*) помимо подходной выработки и машинного зала имеют шатровую часть (гезенк), в которой размещаются кронблок, талевая оснастка и свечи бурильных труб. Размеры каждой части такой камеры определяют в соответствии с ее конкретным назначением и параметрами буримых скважин.

Камера IV типа (рис. 17.1, *г*) отличается от первых трех типов наличием в почве выработки шурфа, в который заходят

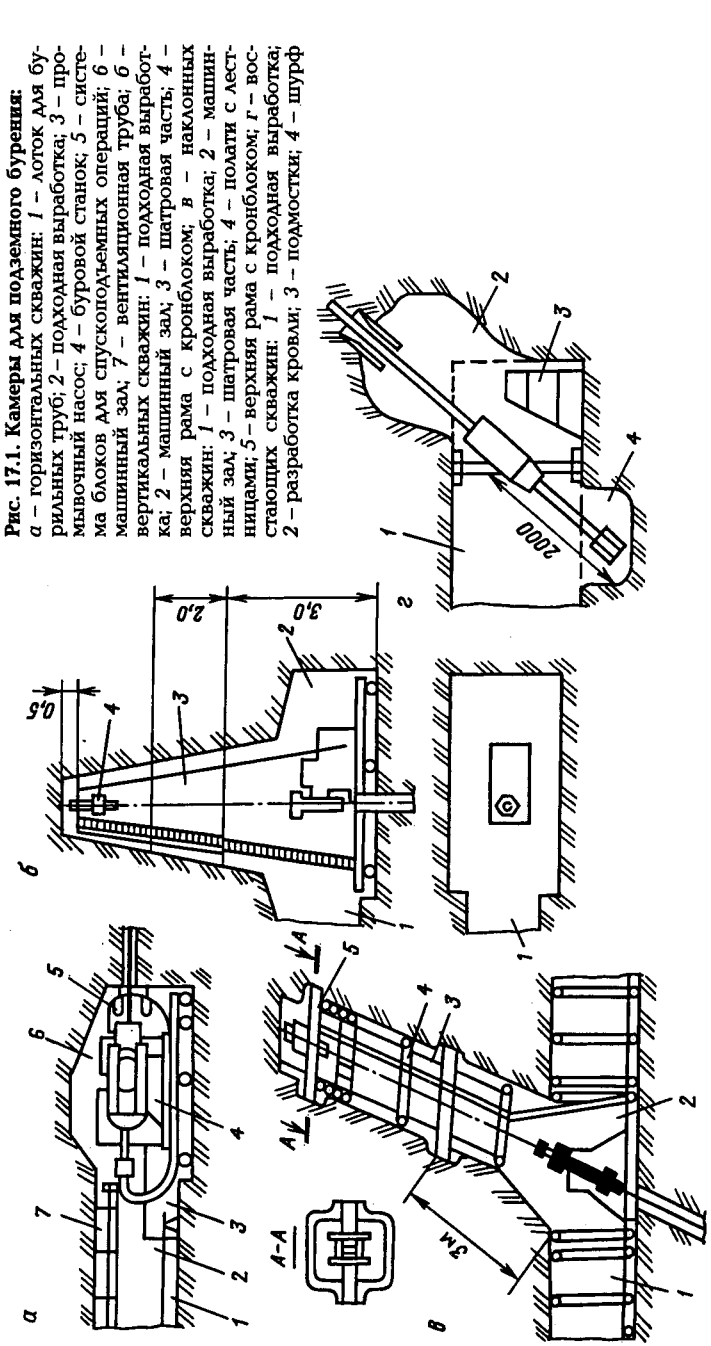


Рис. 17.1. Камеры для подземного бурения:
а – горизонтальных скважин: *1* – лоток для буровых труб; *2* – подходная выработка; *3* – промывочный насос; *4* – буровой станок; *5* – система блоков для спускоподъемных операций; *6* – машинный зал; *7* – вентиляционная труба; *б* – вертикальных скважин: *1* – подходная выработка; *2* – машинный зал; *3* – шатровая часть; *4* – верхняя рама с кронблоком; *в* – наклонных скважин: *1* – подходная выработка; *2* – машинный зал; *3* – шатровая часть; *4* – полати с лестницами; *5* – верхняя рама с кронблоком; *г* – восстающих скважин: *1* – подходная выработка; *2* – разработка кровли; *3* – подмостки; *4* – шурф

сальник и конец бурильных труб при извлечении инструмента из скважины.

Устья восстающих, горизонтальных и слабонаклонных скважин оборудуются специальными устройствами для отвода промывочной жидкости и подземных вод.

При бурении восстающих скважин длина свечи не должна превышать 1,5–3,0 м. Спускоподъемные операции в восстающих скважинах осуществляются принудительно с помощью механизмов подачи станка, пневматического или гидравлического экскаватора или лебедки станка и системы дополнительных блоков. Заталкивание инструмента в восстающую скважину и его извлечение проводят при постоянном усилии, удерживающем инструмент на весу. При спуске-подъеме или при перекреплении патронов станка инструмент на весу удерживают с помощью штангодержателя, установленного на закрепленной у устья скважины специальной скобе.

Спускоподъемные операции в горизонтальных и слабонаклонных скважинах выполняют с помощью экстрактора (рис. 17.2) или через лебедку станка с помощью системы блоков и канатов (рис. 17.3).

При бурении горизонтальных восстающих скважин условия обмыва забоя скважины весьма отличаются от условий бурения вертикальных и наклонных скважин: под торцом коронки практически отсутствуют шлам, предотвращающий зашлифовку алмазов при бурении малоабразивных пород. Поэтому необходимо особенно тщательно выбирать алмазные коронки по зернистости алмазов и твердости матрицы.

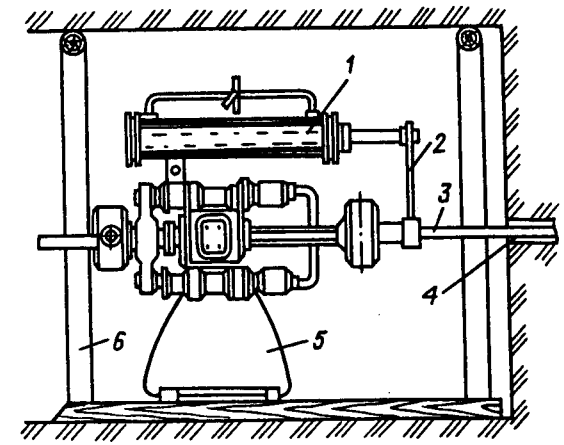


Рис. 17.2. Установка пневмоэкстрактора на буровом станке для проведения спускоподъемных операций при бурении горизонтальных скважин.
1 – экстрактор; *2* – спускоподъемная вилка; *3* – бурильная труба; *4* – устье скважины; *5* – буровой станок с горизонтальным шпинделем; *6* – стойка

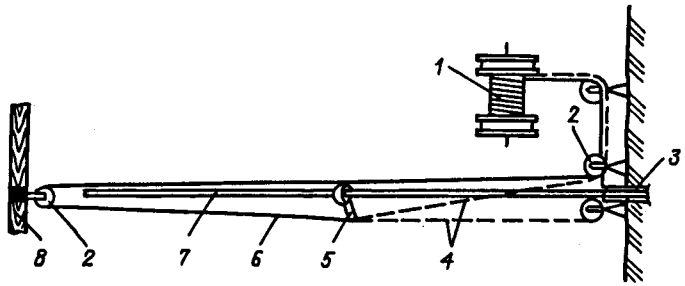


Рис. 17.3. Схема проведения спускоподъемных операций с помощью лебедки бурового станка при горизонтальном бурении:
1 – лебедка станка; *2* – блоки; *3* – устье скважины; *4* – положение троса при подаче бурильных труб в скважины; *5* – спускоподъемная вилка; *6* – положение троса при извлечении труб из скважины; *7* – бурильные трубы; *8* – стойка для крепления блока

Эффективность алмазного бурения восстающих скважин, прежде всего в породах мало- и среднеабразивных, зависит от расхода промывочной жидкости. Корреляционная связь между окружной скоростью коронки и удельным расходом промывочной жидкости при бурении восстающих скважин определяется выражением $Q = 0{,}6v$, а при бурении наклонных скважин $Q = 1{,}56v$, где Q – расход промывочной жидкости на 1 см^2 площади торца коронки, л/мин; v – окружная скорость коронки, м/с.

Вследствие меньшей толщины слоя шлама под торцом коронки при бурении восстающих и горизонтальных скважин рекомендуется применять осевые нагрузки, на 20–40 % превышающие осевые нагрузки при бурении вертикальных и наклонных скважин.

Большое значение при бурении восстающих и горизонтальных скважин имеют затраты мощности, которые в целом возрастают пропорционально глубине скважин. Колонна бурильных труб в этом случае не имеет растянутой части, постоянно испытывает сжатие, вследствие чего интенсивно взаимодействует со стенками скважины. В этом случае эффективным оказывается применение легкосплавных бурильных труб.

Резервом повышения эффективности бурения горизонтальных скважин является повышение частоты вращения бурового снаряда, позволяющее снизить потери осевой нагрузки и стабилизировать трассы скважин.

18 ЭНЕРГОСНАБЖЕНИЕ И ПРИВОД БУРОВОГО ОБОРУДОВАНИЯ

18.1. ТИПЫ ПРИВОДА 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 значительно удалены от линий электропередач. Приблизительно 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.

18.2. ЭЛЕКТРОПРИВОД ДЛЯ БУРОВОГО ОБОРУДОВАНИЯ

Электропривод буровых установок включает в себя непосредственно электродвигатель, пусковую аппаратуру и передаточное устройство, связывающее двигатель с буровым станком.

Основные достоинства электропривода следующие: 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 индиви-

дуального привода отдельных механизмов (буровой станок, насос, труборазворот и др.); высокий пусковой момент; широкий диапазон и плавность регулирования скорости.

ТИПЫ ЭЛЕКТРОДВИГАТЕЛЕЙ, ПРИМЕНЯЕМЫЕ ПРИ ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНОМ БУРЕНИИ

Все электродвигатели по роду тока подразделяются на двигатели постоянного и переменного тока.

Электродвигатели постоянного тока не нашли широкого применения в практике геологоразведочных работ по следующим причинам: меньшая надежность в работе, усложнение 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 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 5 раз дороже в эксплуатации по сравнению с короткозамкнутыми машинами.

Рассмотрим типы синхронных двигателей.

Электродвигатели серии 4А рассчитаны на номинальное напряжение 600 В. Серия 4А охватывает 17 габаритов двигателей с высотами осей вращения от 5 до 355 мм в диапазоне мощностей 0,06–400 кВт с частотой вращения 3000, 1500, 750, 600 и 500 об/мин. Двигатели поставляются с выводным устройством, позволяющим подводить питающие провода, защищенные газовой трубкой, металлорукавом, с помощью кабеля и т.д.

Обозначение этой серии двигателей расшифровывается следующим образом: 4–номер серии; А – вид двигателя (асинхронный); Н – защищенный (закрытый не обозначается); Л – алюминиевая станина и щиты; Х – алюминиевая станина и чугунные щиты; цифры – высота оси вращения; S, M, L – установочные размеры по длине корпуса согласно МЭК; Л, В – длина сердечника; последняя цифра – число полюсов.

Например, 4АЛ90В-4. Двигатель серии 4А, асинхронный, закрытый, с алюминиевой станиной, с высотой оси вращения 90 мм, с установочными размерами L, длиной сердечника В и четырьмя полюсами.

Средний срок службы двигателей серии 4А составляет 14 лет.

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.

Для механизмов с тяжелыми условиями труда выпускаются двигатели с повышенным пусковым моментом. В приводах труборазворотов применяются двигатели с повышенным скольжением за счет увеличенного сопротивления ротора. Во всех случаях наиболее целесообразно выбирать двигатель, номинальный режим которого полностью соответствует режиму работы бурового оборудования. Допустимые отклонения от номинального режима работы регламентируются: по напряжению – в пределах от –5 до +10 %; по частоте ±5 %.

Физико-энергетическим институтом Латвии разработана серия бесконтактных синхронных электродвигателей серии СДБ с внешним магнитопроводом и когтеобразным ротором.

Кроме основного исполнения предусмотрены модификации: с улучшенной пусковой характеристикой СДБП-31-4; с компаундированием СДБК-31-4; с улучшенным пуском и компаундированием СДБПК-31-4.

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.

РЕГУЛИРУЕМЫЕ ЭЛЕКТРОПРИВОДЫ

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 ТПР3 и ТП3. 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.

ЭЛЕКТРОСТАНЦИИ, ИСПОЛЬЗУЕМЫЕ ПРИ БУРЕНИИ

Электростанцией называется автономный источник электроэнергии, предназначенный для электроснабжения потребителей. На геологоразведочных работах, проводимых в неэлектрофицированных районах, основным источником электроэнергии являются дизельные электростанции.

По способу эксплуатации электростанции, используемые при геологоразведочных работах делятся на три группы: передвижные, полустационарные и стационарные.

Передвижные электростанции перемещаются многократно в течение сезона и применяются при поисковых работах и на предварительной разведке. Состоят они из одного бензо- или

дизель-электрического агрегата и устанавливаются на месте работ без фундамента.

Такие электростанции могут монтироваться в помещении буровой вышки и перемещаться вместе с ней или на специальном прицепе. В отдельных случаях применяются навесные электростанции.

Навесная электростанция представляет собой генератор малой мощности с облегченным щитом управления, который устанавливается непосредственно на тракторе и приводится в действие от его двигателя посредством клиноременной передачи.

К недостаткам передвижных электростанций относятся высокая стоимость электроэнергии и низкие энергетические показатели.

Преимуществами их являются: автономность работы, небольшие размеры, высокая транспортабельность, отсутствие передающих сетей, быстрота ввода в действие.

Полустационарные электростанции перемещаются не чаще одного-двух раз в год. Состоят они обычно из нескольких дизель-агрегатов, которые устанавливаются на фундаментах во временных зданиях. Удельный вес таких электростанций является наибольшим. Полустационарные электростанции дают лучшие показатели в работе и обеспечивают меньшие расходы на ремонт. К недостаткам полустационарных электростанций относится то, что питание потребителей осуществляется с помощью низковольтных линий, а это с увеличением расстояния дает значительные потери энергии.

Стационарные электростанции не перемещаются в течение всего срока разведки месторождения. Устанавливаются они обычно вблизи поселка, и электроэнергия передается потребителям по линиям электропередач напряжением 6–10 кВ.

Широкое применение на буровых работах находят дизель-электрические агрегаты малой и средней мощности серии АД, АСДА и АС.

В состав дизель-агрегатов входят дизельный двигатель, генератор, распределительное устройство, рама, топливный бак, капот. Дизель и генератор монтируются на общей раме на резинометаллических амортизаторах и образуют единый блок.

Распределительное устройство агрегатов, состоящее из щита управления, блока регулятора напряжения (угольный регулятор, трансформатор), блока главной линии (установочный автомат, сигнальная лампа) и коробки выводов, укреплено на каркасе.

Таблица 18.1

Характеристики дизель-электрических агрегатов серии АД

Агрегат	Мощность, кВт	Напряжение, В	Сила тока, А	Двигатель	Генератор	Масса, кг
АД-5-Т/230	5	230	15,7	А-2Ф-248,5/11	ЕС-52-4С-Ф	710
АД-10-Т/230	10	230	31,5	4Ч-8,5/11	ДГС-81/4ЩФ-2	1170
АД-10-Т/400	10	400	18	4Ч-8,5/11	ДГС-81/4ЩФ-2	1700
АД-10-П-115	10	115	87	4Ч-8,5/11	ПД-62	1040
АД-20-Т-400	20	400	36	Д-40А	ДГС-84-4ЩФ-2	2200
АД-30-Т/400	30	400	54	ЯАЗ-М204Г	ДГС-91-4ЩФ-2	1810
АД-50-Т-400М	50	400	91	196-100АД	ДГВ-82-4К	3600
АД-75-Т-400М	75	400	136	1Д6-150АД	ПС-93-4	4000
АД-100-Т-400	100	400	150	1Д6-КС	ГСФ-100М	2705
*АД-200-Т-400	200	400	360	1Д12В-300	ГСФ-200	3760

*Частота вращения двигателей агрегатов серии АД составляет 1500 об/мин.

Некоторые характеристики основных агрегатов серии АД приведены в табл. 18.1.

18.3. ПРИВОД ОТ ДВИГАТЕЛЕЙ ВНУТРЕННЕГО СГОРАНИЯ И ГИДРОПРИВОД

При поисках и предварительной разведке месторождений бурение скважин ведется по редкой сетке, и в данном случае в качестве привода буровых установок широко применяются двигатели внутреннего сгорания.

ДИЗЕЛЬНЫЕ ДВИГАТЕЛИ

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.

Основные недостатки дизельного привода буровых установок следующие: ухудшение условий труда из-за шума дизеля (100–110 дБ), выделения паров горючесмазочных веществ и выхлопных газов, загрязняющих атмосферу, повышенная пожароопасность и снижение надежности работы буровой установки. Годовые затраты на ремонт дизеля в 30–35 раз больше годовых затрат на ремонт электродвигателя той же мощности. Моторесурс электроагрегатов значительно выше дизельных, амортизационные отчисления в 2–3 раза меньше, поскольку расходы на ремонт меньше. Характеристики дизельных двигателей приведены в табл. 18.2.

Таблица 18.2

Основные характеристики дизельных двигателей

Марка двигателя	Номинальная мощность, кВт	Частота вращения, об/мин	Частота вращения при максимальном крутящем моменте, об/мин	Расход топлива, г/(кВт·ч)	Охлаждение	Масса, кг	Моторесурс, ч
Тракторные дизели							
Д-48	35	1600	–	147	Водяное	660	–
Д-65	44	1750	–	136	"	600	–
Д-54А	40	1300	–	150	"	1150	–
Д-21А	22	1800	1400	140	Воздушное	270	5000
Д-120	25	2200	–	140	"	–	5000
Д-22А	31	1800	–	129	"	320	5000
Д-37Б	42	1800	1400	136	"	390	5000
Д-144	44	2200	–	136	"	–	5000
Д-160	79	2200	–	136	"	510	5000
Д-160Т	88	2200	–	136	"	–	5000
Д-50	40	1700	1250	144	"	420	5000
Д-60Н	44	1800	1250	140	"	420	5000
Д-240	55	2200	1350	140	"	430	5000
Д-240Т	66	2200	1350	140	"	445	–
Д-260	88	2200	1400	136	"	530	6000
Д-260Т	110	2200	–	136	"	–	–
СМД-14	55	1700	1300	144	"	675	5000
СМД-14Н	59	1800	1400	136	"	675	6000
СМД-18	66	1700	–	–	"	690	–
СМД-17К	74	1900	1400	144	Водяное	650	3000
СМД-17КН	74	1900	–	136	"	650	3000
СМД-20Н	88	2000	–	136	"	710	3000

Продолжение табл. 18.2

Марка двигателя	Номинальная мощность, кВт	Частота вращения, об/мин	Частота вращения при максимальном крутящем моменте, об/мин	Расход топлива, г/(кВт·ч)	Охлаждение	Масса, кг	Моторесурс, ч
СМД-60	118	2000	1500	136	"	900	5000
СМД-62	132	2100	1500	136	"	930	5000
СМД-64	122	1900	1500	136	"	900	5000
СМД-80	185	2200	1600	133	"	1050	5000
А-41	66	1750	1200	129	"	1020	4500
А-49	74	1900	–	136	"	900	5000
А-41Т	81	1750	–	133	"	–	5000
А-50Т	110	2000	–	133	"	920	–
А-01М	96	1700	1150	136	"	1280	5000
А-09	110	1900	–	136	"	1100	5000
А-01Т	118	1700	–	133	"	1180	5000
А-12Т	170	2000	–	133	"	1160	–
ЯМЗ-238НБ	159	1700	1200	129	"	1170	6000
ЯМЗ-240Б	220	1900	1500	129	"	1670	5000
Д-130	103	1070	800	129	"	2000	4500
Д-160	118	1250	950	125	"	2072	5000
8ДВТ-330	240	1700	1300	133	Воздушное	1650	–
12ДВТ-500	370	1900	1400	133	"	2600	–
Автомобильные дизели							
ЯМЗ-740	155	2600	1500	122	Водяное	750	5000
ЯМЗ-741	190	2600	1500	122	"	890	5000
ЯМЗ-236	132	2100	1400	123	"	820	6000
ЯМЗ-238	176	2100	1400	123	"	1070	6000
ЯМЗ-240	268	2100	1500	123	"	1640	6000
ЯМЗ-240Н	370	2100	1500	123	"	1710	5000

На работу дизеля оказывает влияние атмосферное давление и температура окружающего воздуха. С уменьшением атмосферного давления ухудшается процесс сгорания топлива, происходит интенсивное нагарообразование и увеличивается удельный расход топлива.

При эксплуатации дизелей в высокогорных районах для достижения наиболее высоких мощностных и экономических показателей состав горючей смеси можно улучшить, изменяя цикловую подачу топливного насоса.

При повышении температуры окружающего воздуха снижается его плотность, в результате чего уменьшается количество воздуха, поступающего в камеру сгорания, ухудшается

полнота сгорания топлива и снижается индикаторная и эффективная мощность двигателя. Падение эффективной мощности дизеля составляет 1,4–2,0 % на каждые 10 °С повышения температуры окружающей среды.

КАРБЮРАТОРНЫЕ ДВИГАТЕЛИ

Стационарные карбюраторные двигатели мощностью 3–7 кВт изготавливаются специально для привода различных механизмов и агрегатов в тех случаях, когда масса оборудования играет решающую роль. Они имеют небольшой вес и широко используются в районах с трудной проходимостью. Двигатели мощностью 11–63 кВт представляют собой деформированные модификации автомобильных карбюраторных двигателей.

Основные отличия стационарных карбюраторных двигателей от транспортных сводятся к следующему:

1) установлен регулятор частоты вращения в зависимости от изменения нагрузки, обеспечивающий ее стабилизацию с точностью ±3 %;

2) с целью интенсификации системы охлаждения вместо четырехлопастных вентиляторов применяются шестилопастные, а дополнительно к водяному установлен воздушно-масляный радиатор;

3) для устранения шума установлен более эффективный глушитель.

Такие двигатели используются для привода электростанций, сварочных агрегатов, переносного бурового оборудования, пожарных насосов и др.

В табл. 18.3 приведены технические характеристики стационарных карбюраторных двигателей.

Таблица 18.3

Основные характеристики карбюраторных двигателей

Марка двигателя	Мощность кВт	Частота вращения, об/мин	Расход топлива, г/(кВт·ч)	Масса, кг
"Дружба-4"	3	5200	400	5,5
2СД-М1	1,5	3000	290	21
УД-15	3	3000	240	41
УД-25	6	3000	230	61
МЗМА-407Д1	11	3000	–	170
322Б	22	1500	176	185
ЗМЗ-53	29	1500	169	250
ЗМЗ-54	62	1500	172	250
ЗИЛ-375	62	1500	176	435

Моторесурс стационарных карбюраторных двигателей колеблется в пределах от 3000 до 8000 ч, гарантийный срок службы – от 1000 до 12000 ч. Стационарные двигатели рассчитаны для работы с номинальной мощностью при следующих условиях: температура окружающего воздуха от +50 до –50 °С; высота над уровнем моря до 1000 м, при соответствующем снижении мощности могут работать и на высоте 4000 м; относительная влажность воздуха до 98 % при 25 °С; запыленность воздуха до 0,5 г/м^3. Двигатели допускают перегрузку, равную 10 % номинальной мощности. Общее время (в ч) работы с перегрузкой не должно превышать 10 % гарантийного срока при непрерывной работе с перегрузкой не более 1 ч.

Бензиновые двигатели внутреннего сгорания, особенно транспортные, не рассчитаны на полное потребление мощности в течение длительного времени, так как резко сокращаются их надежность и долговечность. Поэтому от транспортных бензиновых двигателей разрешается отбирать не более 60 % их номинальной мощности.

ГИДРОПРИВОД

В буровом оборудовании применяют гидродинамические и объемные гидростатические передачи.

Основные элементы гидростатического или объемного гидравлического привода – это насос и двигатель. Насос передает гидравлическую энергию по трубопроводам через регулирующие и распределительные устройства к гидродвигателям, которые приводят в действие рабочие механизмы бурового оборудования. Давление жидкости в современных объемных гидропередачах находится в пределах 10–15 МПа и достигает 25–35 МПа. При увеличении давления можно уменьшать габариты и массу всех элементов гидропривода. В качестве главных приводных насосов объемных гидропередач применяются насосы шестеренчатого, лопастного и аксиально-плунжерного типов. Преимущество насосов двух последних типов заключается в возможности регулирования их подачи. Исполнительными механизмами объемной гидропередачи могут быть гидроцилиндры и гидродвигатели аксиально-плунжерные, лопастные и шестеренные. Общими для них являются высокая частота вращения и небольшой выходной момент.

Частота вращения рабочих механизмов при использовании гидростатических передач регулируется изменением количества масла, поступающего к двигателю от насоса с регулируемой подачей, а при насосах с постоянной подачей – путем сброса части масла дроссельным регулированием. Повышение давления в гидросистеме позволяет пропорционально увеличить крутящий момент до предела, ограниченного предохранительным клапаном и равного обычно 1,5–2,0 мН·м. Крутящий момент при постоянном давлении в гидросистеме может быть увеличен с применением в сочетании с гидродвигателем механического понижающего редуктора, который одновременно является и коробкой скоростей подвижного вращателя.

Применение объемных гидропередач позволяет в пределах установленной мощности плавно регулировать частоту вращения в приводе рабочих механизмов при неизменном крутящем моменте и увеличивать последний, если возникает технологическая необходимость.

Плавное регулирование частоты вращения бурильной колонны практически от нуля обеспечивает большие технологические преимущества при бурении и вспомогательных операциях.

При гидроприводе индивидуальные двигатели расположены непосредственно у потребителя энергии, что упрощает трансмиссию и компоновку, снижает шум от работающего оборудования. Гидропривод обеспечивает независимое регулирование основных параметров в очень широких пределах. Одновременно создаются необходимые условия для введения дистанционного управления, значительно уменьшаются нагрузки и время, затрачиваемое на переключение, т.е. в целом упрощается управление и улучшаются условия труда.

Основные характеристики гидродвигателей и маслонасосов приведены в табл. 18.4 и 18.5.

Таблица 18.4

Характеристики гидродвигателей

Тип гидродвигателя	Давление, МПа	Частота вращения, об/мин	Крутящий момент, Н·м	Мощность, кВт
Мотор-насос МНШ-46У	10	1650	43	5
Гидродвигатели радиально-поршневые высокомоментные МР-0,16/10, МР-0,25/10	10	2400	240	6
Мотор-насос аксиально-поршневой нерегулируемый МН-250/100	10	1500	380	9
Мотор-насосы аксиально-поршневые:				
МНА-16/200	20	1500–3000	47,5	7
МНА-63/200	20	1500–1920	189	19

Продолжение табл. 18.4

Тип гидродвигателя	Давление, МПа	Частота вращения, об/мин	Крутящий момент, Н·м	Мощность, кВт
Мотор-насосы аксиально-поршневые нерегулируемые:				
РМНА-32/320	32	1500–3000	166	27
РМНА-63/320	32	1500–2400	326	52
РНМА-90/320	32	1500–2400	457	75
РНМА-125/320	32	1500–2100	646	102
РНМА-256/320	32	1500–1800	1296	206
Гидродвигатели аксиально-поршневые:				
Г15-21Н	6,3	960–2400	9,6	0,97
Г15-22Н	6,3	960–2100	17,0	1,7
Г15-23Н	6,3	960–1800	34,0	3,4
Г15-24Н	6,3	960–1500	68,0	6,8
Г15-25Н	6,3	960–1300	136,0	13,5

Таблица 18.5

Основные характеристики маслонасосов

Типоразмер насоса	Давление, МПа	Подача, л/мин	Частота вращения, об/мин
Шестеренные насосы типа НШ	14,0	10–100	1500
Насосы пластинчатые одинарные и сдвоенные	12,5	8–100	1450
Насосы аксиально-поршневые типа НА	20,0	56–100	1500
Насосы аксиально-поршневые регулируемые РНАС	32,0	48–375	1500

18.4. ЭНЕРГОСНАБЖЕНИЕ БУРОВОГО ОБОРУДОВАНИЯ

Геологоразведочные работы различаются как по объему и методике их проведения, так и по природным условиям. Поэтому при выборе энергетической базы геологоразведочной партии проводят специальное технико-экономическое обоснование.

При выборе рациональной схемы энергоснабжения следует руководствоваться объемом бурения, наличием вблизи линий электропередач, перспективностью разведываемого месторождения.

При поисковых работах объем бурения скважин невелик, и оборудование перемещается непрерывно, поэтому в данном случае наиболее рационально использовать буровые установки с приводом от двигателей внутреннего сгорания. В качестве источников электроэнергии, которая необходима для вспомогательных операций (освещение, геофизическая аппаратура) могут быть использованы передвижные электростанции типа агрегатов с бензиновыми двигателями.

При предварительной разведке буровые работы выполняются по определенной сетке скважин, бурение которых в зависимости от масштаба месторождения может осуществляться одной или несколькими буровыми установками. На мелкомасштабном месторождении, когда в работе находятся один-два буровых станка, целесообразнее применять их с ДВС. Если число буровых установок, работающих одновременно, превышает два, то рациональнее применять установки с электродвигателями, питающимися от общей передвижной электростанции. Площадь участка, обслуживаемого одной передвижной электростанцией при напряжении 0,4 кВ, не должна превышать 1 км^2. В противном случае резко возрастают потери электроэнергии.

При детальной разведке, на долю которой приходится до 90 % буровых работ, применяются полустационарные и стационарные электростанции.

Преимущества полустационарных электростанций следующие: их простота, отсутствие трансформаторов и высоковольтных линий.

К их недостаткам относятся: значительные потери энергии при удалении буровых установок, необходимость перемещения сложного оборудования в процессе работ, сооружение временных зданий и др. Оптимальная длина линии, идущей от полустационарных электростанций, определяется по минимальной сумме затрат на перемещение электростанции и ее эксплуатации. По производственным подсчетам максимальное удаление буровой установки от электростанции не должно превышать 0,5 км.

Более дешевая и лучшего качества электроэнергия может быть получена при оборудовании стационарных электростанций или использовании энергосистем. В этом случае энергоснабжение осуществляется в централизованном порядке (рис. 18.1).

Вырабатываемая на стационарной электростанции *1* энергия трансформируется повышающим трансформатором *2* до напряжения 6–10 кВ и по высоковольтной линии через рас-

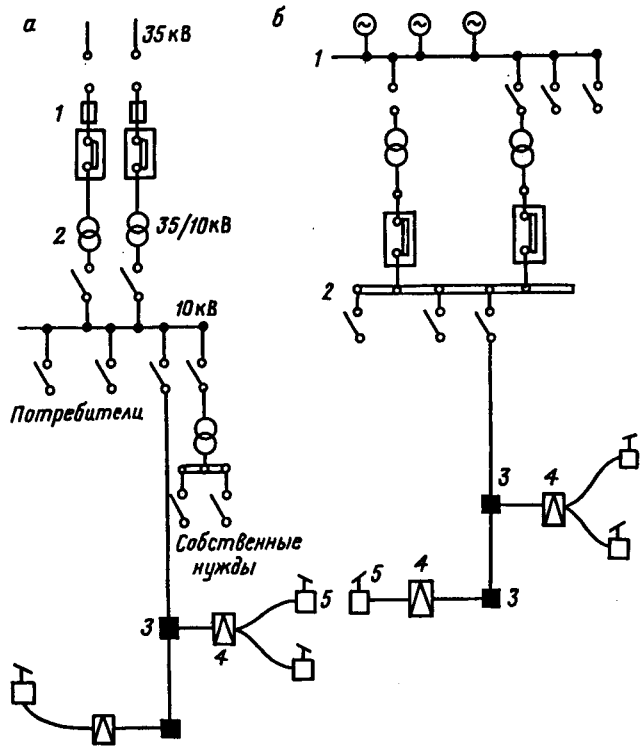


Рис. 18.1. Схема централизованного электроснабжения:
а – электроснабжение от государственной системы; *б* – электроснабжение от собственной электростанции; *1* – электростанция; *2* – трансформатор; *3* – распределительный пункт; *4* – трансформаторная подстанция; *5* – потребитель

пределительные пункты *3* подается к передвижным понижающим трансформаторным подстанциям *4*, и далее рабочим порядком передается потребителю *5*.

Стационарные электростанции обычно устанавливаются около рабочего поселка геологоразведочной партии.

В качестве источников электроэнергии на центральных электростанциях обычно используются тихоходные дизель-генераторы в количестве трех-четырех машин.

При централизованном электроснабжении наиболее эффективным является получение электроэнергии от районных (государственных) электростанций (рис. 18.1, *а*). Это позволяет уменьшить штат обслуживающего персонала, повысить качество электроэнергии и снизить ее себестоимость.

В данном случае следует рассматривать две системы электроснабжения: внешнего и внутреннего. К системе внешнего электроснабжения относятся линии электропередач от выводов районных подстанций до вводов на шины главной понизительной подстанции партии. Внешнее электроснабжение проектируется с учетом перспектив развития работ на месторождении.

Наиболее распространенными ступенями напряжения внешнего электроснабжения ГРП являются 10 и 35 кВ. Целесообразно применение глубокого ввода, т.е. подача энергии высшего напряжения вплотную к потребителю с наименьшим числом ступеней промежуточной трансформации.

С целью обеспечения резерва для системы внешнего электроснабжения прокладываются две линии электропередач. Допускается устройство одной двухцепной линии электропередач на общих опорах, способных выдерживать повышенные ветровые нагрузки.

К системе внутреннего электроснабжения относятся главная понизительная подстанция (ГПП), комплексные трансформаторные подстанции (КТП), мачтовые подстанции, распределительные пункты, линии передач от ГПП. Энергия от ГПП передается на участки проведения работ по трехпроводной системе напряжением 6–10 кВ.

Для создания более рационального электроснабжения применяются передвижные трансформаторные устройства, которые располагают в центре нагрузок.

В зависимости от расположения буровых установок распределение энергии производится по радиальной или магистральной системе. Магистральная система характеризуется тем, что к одной линии подсоединяется несколько нагрузок (установок), которые размещаются в одном направлении. Радиальная система обеспечивает подсоединение нагрузок посредством отдельных фидеров. Эта система применяется, когда потребители располагаются вокруг подстанции.

18.5. РАСЧЕТ МОЩНОСТИ, ПОТРЕБЛЯЕМОЙ ПРИ КОЛОНКОВОМ РАЗВЕДОЧНОМ БУРЕНИИ

При разведочном колонковом бурении привод буровых установок осуществляется с помощью электродвигателя или двигателя внутреннего сгорания, в основном дизелем.

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 – $N_т$. Отсюда

$$N_б = N_з + N_т + N_{ст}. \quad (18.1)$$

При использовании дизельного привода к уравнению (18.1) следует добавить мощность, расходуемую на привод насоса.

Мощность, затрачиваемая на забое. Затраты мощности на забое связаны с разрушением горной породы и зависят от типа породоразрушающего инструмента и параметров режима бурения.

При бурении твердосплавными коронками затраты мощности (кВт) на забое определяются по формуле.

$$N_з = 5{,}3 \cdot 10^{-4} P n_к D_{ср.к}(0{,}137 + \mu), \quad (18.2)$$

где P – осевая нагрузка, даН; $n_к$ – частота вращения коронки, об/мин; $D_{ср.к}$ – средний диаметр коронки, м.

$$D_{ср.к} = \frac{D_{1к} + D_{2к}}{2};$$

$D_{1к}$ и $D_{2к}$ – 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 приведены ниже.

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

$$N_з = 2 \cdot 10^{-4} P n_к \cdot D_{ср}. \quad (18.3)$$

При бескерновом бурении

$$N_3 = (3 \div 4) 10^{-4} P n_к \cdot D_{ср.к.} \quad (18.4)$$

Мощность на вращение колонны бурильных труб в скважине складывается из двух составляющих: $N_{х.в}$ – 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: $N_т = N_{х.в} + N_{доп}$.

Значение $N_{доп}$ (кВт) можно определить по формуле

$$N_{доп} = 2{,}45 \cdot 10^{-4} P \cdot n_к \delta, \quad (18.5)$$

где δ – радиальный зазор, м,

$$\delta = \frac{D_{скв} + d_{н.т}}{2},$$

$D_{скв}$ – диаметр скважины, м; $d_{н.т.}$ – 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 $N_{х.в}$ (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 $n_к > n_0$)

$$N_{х.в.} = K_с(2 \cdot 10^{-6} q_т \delta n_к^2 + 0{,}8 \cdot 10^{-3} q_т d_{н.т}^2 n_к) L_{скв}, \quad (18.6)$$

где L – длина ствола скважины, м; $q_т$ – масса 1 м бурильных труб, кг;

для низких частот вращения колонны бурильных труб (при $n_к < n_0$)

$$N_{х.в} = 1{,}44 \cdot 10^{-3} K_с q_т d_{н.т}^2 n_к L_{скв}, \quad (18.7)$$

где $n_0 = (0{,}32 \cdot 10^3)\, d_{н.т}^2 / \delta$ – граница раздела зон частот враще-

ния колонны бурильных труб; $K_с$ – коэффициент, учитывающий влияние смазки и промывочной жидкости, $K_с$ = 0,8 при использовании смазки типа КАВС в сочетании с промывочной жидкостью, обладающей смазочными свойствами, $K_с$ = = 1,0 при полном покрытии бурильных труб смазкой типа КАВС в сочетании с промывкой технической водой, $K_с$ = 1,5 при отсутствии смазки.

Мощность, потребляемая в трансмиссии и других узлах бурового станка, может быть рассчитана по формуле

$$N_{ст} = B_{ст} n_к, \qquad (18.8)$$

где $B_{ст}$ – опытный коэффициент, характеризующий переменные потери в станке, кВт·мин/об.

Опытные значения $B_{ст}$ приведены ниже.

Тип станка	ЗИФ-1200МР	ЗИФ-650М	СКБ-4	СКБ-5	СКБ-7
Коэффициент $B_{ст}$, 10^{-3} кВт·мин/об	8,2	8,8	5,5	5,0	6,8

Мощность двигателя (кВт) для привода насоса рассчитывается по формуле

$$N_н = \frac{Q_н p}{\eta_н \eta_п}, \qquad (18.9)$$

где $Q_н$ – подача насоса, м^3/с; p – давление нагнетания, МПа; $\eta_н$ – коэффициент полезного действия насоса, $\eta_н$ = 0,75 – 0,85; $\eta_п$ – коэффициент полезного действия передач от двигателя до насоса.

При практических расчетах принимают $\eta_н \eta_п$ = 0,70÷0,80.

19 ОЧИСТНЫЕ АГЕНТЫ

Успех бурения разведочных скважин во многом зависит от состава очистного агента, а также от схемы и режима промывки скважины. В качестве очистного агента могут быть использованы 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 особенно возрастает при бурении скважин в малоустойчивых породах.

19.1. НАЗНАЧЕНИЕ И КЛАССИФИКАЦИЯ ОЧИСТНЫХ АГЕНТОВ, ПРИМЕНЯЕМЫХ ПРИ РАЗВЕДОЧНОМ БУРЕНИИ

Очистные агенты предназначены для выполнения следующих основных функций в процессе бурения:

1) очистка забоя от частиц выбуренной породы и вынос их на поверхность потоком очистного агента;

2) охлаждение породоразрушающего инструмента в процессе бурения.

В зависимости от состава очистные агенты могут выполнять дополнительные функции:

сохранять и повышать устойчивость стенок скважины;

удерживать при прекращении циркуляции частицы выбуренных пород и утяжелителя во взвешенном состоянии;

способствовать разрушению горных пород на забое скважины;

гасить вибрации и снижать трение бурового инструмента о стенки скважины;

предотвращать поступление воды, газов в ствол скважины;

обеспечивать 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. Существует четыре схемы циркуляции очистного агента: прямая, обратная, призабойная (местная) и комбинированная (рис. 19.1).

Прямая циркуляция (рис. 19.1, *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. 19.1, *б*) осуществляется через устье скважины в кольцевой канал, по которому очистной агент достигает забоя, а затем движется к поверхности по внутреннему каналу бурильных труб. Обратная циркуляция обеспечивает лучшую очистку забоя за счет более высокой скорости восходящего потока в бурильных трубах, способствует повышению выхода керна и может быть

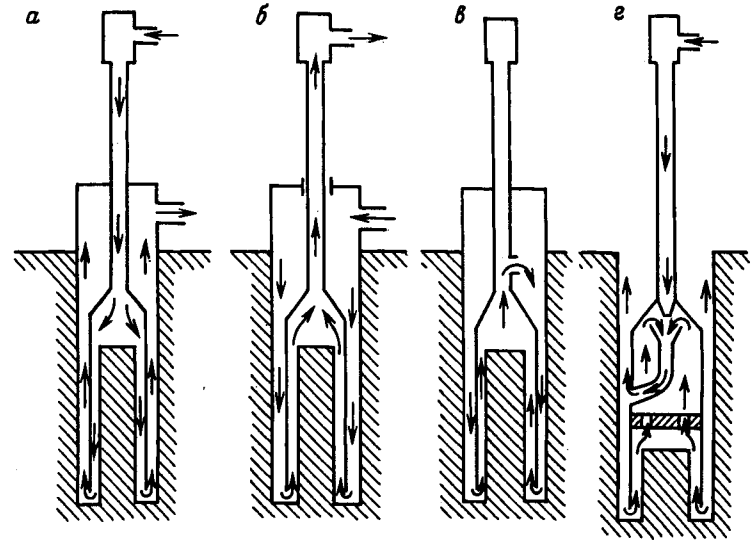


Рис. 19.1. Схемы циркуляции очистного агента

использована для непрерывной транспортировки керна на поверхность. Для обратной циркуляции необходима герметизация устья скважины. Обратную циркуляцию нельзя применять при бурении трещиноватых и закарстованных пород, в которых теряется промывочная среда.

Местная, или призабойная циркуляция (рис. 19.1, *в*) достигается при расхаживании бурового снаряда. При подъеме снаряда происходит заполнение забойного пространства жидкостью, находящейся в скважине, а при спуске снаряда она вытесняется через обратный клапан над переходником и поступает на забой. Таким образом создается местная циркуляция, интенсивность которой зависит от частоты расхаживания снаряда.

Комбинированная циркуляция (рис. 19.1, *г*) создается с помощью специального эжекторного снаряда при бурении с эрлифтом. Жидкость, движущаяся по колонне бурильных труб вниз, на выходе из труб через специальную насадку имеет высокую скорость истечения. В результате этого около диффузора создается разряжение и происходит подсос жидкости с забоя скважины, которая по патрубку диффузора поступает в кольцевое пространство скважины.

В основном этот способ промывки применяется для повышения выхода керна.

КЛАССИФИКАЦИЯ ОЧИСТНЫХ АГЕНТОВ

Очистные агенты представляют собой дисперсные системы, которые состоят из дисперсной или твердой фазы и дисперсионной среды, представленной жидкой или газообразной фазами.

Существует множество классификаций очистных агентов по тем или иным признакам. Наиболее целесообразно определять их классификацию по следующим признакам.

1. По виду дисперсионной среды:
с водной дисперсионной средой (на водной основе);
с углеводородной дисперсионной средой (на углеводородной основе);
газообразные агенты.
2. По виду дисперсной фазы:
с твердой (дисперсии, суспензии);
с жидкой (эмульсии);
с газообразной (аэрированные растворы, пены);
с конденсированной;
комбинированные.
3. По составу дисперсной фазы или солей:
глинистые растворы (суспензии);
силикатно-гуминовые растворы;
меловые растворы;
алюминатные растворы;
гипсовые растворы;
хлоркальциевые растворы;
хлоркалиевые растворы и др.
4. В зависимости от обработки:
обработанные химическими реагентами;
необработанные.
5. По условиям применения:
для нормальных геологических условий;
для осложненных условий.
6. По способу приготовления:
естественные – из разбуриваемых горных пород;
искусственно приготовленные.
7. По степени минерализации (NaCl):
пресные и слабоминерализованные до 0,5 % NaCl;
средней минерализации 1–3,5 % NaCl;
высокоминерализованные до 10 % NaCl.

19.2. 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, и в то же время она способствует созданию давления на стенки скважины и предотвращает их обрушение, притока в скважину воды, нефти. С понижением плотности уменьшаются поглощения промывочных жидкостей. Поэтому для ее снижения в промывочную жидкость вводят воздух и получают аэрированный раствор.

Плотность измеряют с помощью прибора АБР-1 (рис. 19.2). 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.

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.

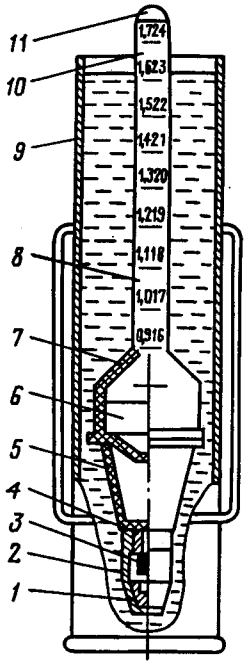


Рис. 19.2. Ареометр АБР-1

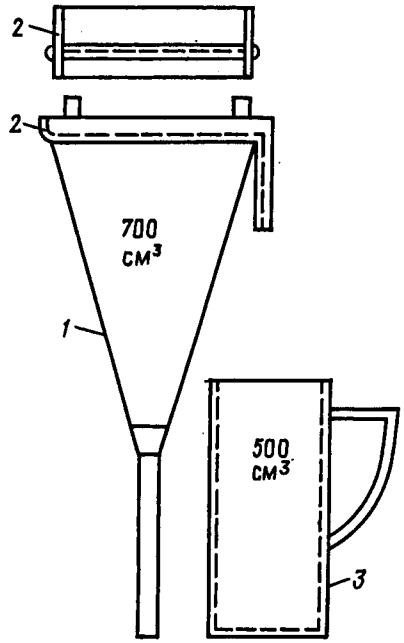


Рис. 19.3. Вискозиметр ВБР-1

Плотность глинистых растворов в нормальных условиях составляет $\rho = 1{,}05 \div 1{,}3$ г/см^3.

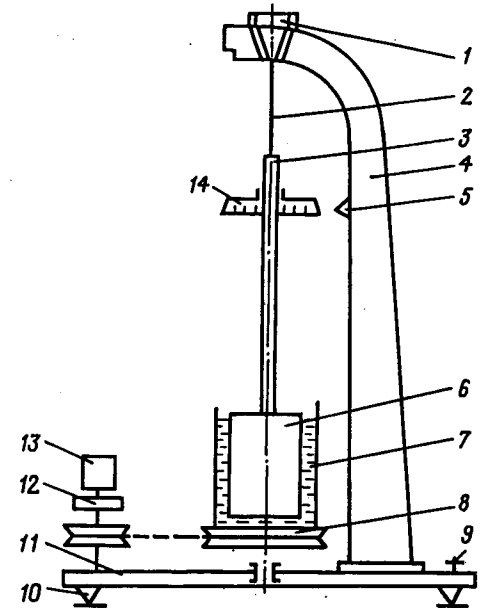
Условная вязкость измеряется временем истечения 500 см^3 раствора через трубку вискозиметра, воронка которого заполнена 700 см^3 раствора. Вискозиметр ВБР-1 (рис. 19.3) состоит из воронки *1*, сетки *2* и мерной кружки *3*. Для измерения условной вязкости, закрывают нижнее отверстие трубки пальцем, через 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 $T = 20 \div 25$ 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 $T = 15$ с.

Повышенная вязкость раствора способствует увеличению

Рис. 19.4. Прибор СНС-2



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. 19.4), 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 об/мин 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.

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

$$\theta_1 = K_{пр}\varphi_1,$$

$$\theta_{10} = K_{пр}\varphi_2,$$

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, ликвидируется поглощение промывочной жидкости. Но в то же время плохо очищается буровой раствор от шлама на поверхности, возрастают пусковые давления на насосе.

Водоотдача и толщина фильтрационной 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. 19.5) 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.

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*, гер-

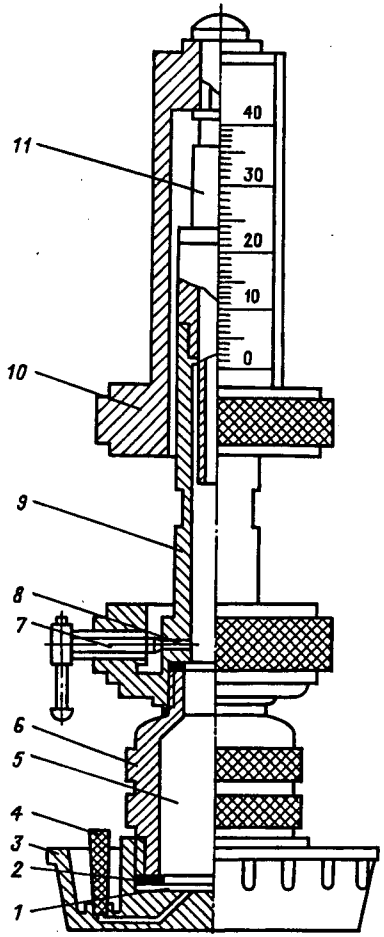


Рис. 19.5. Прибор ВМ-6

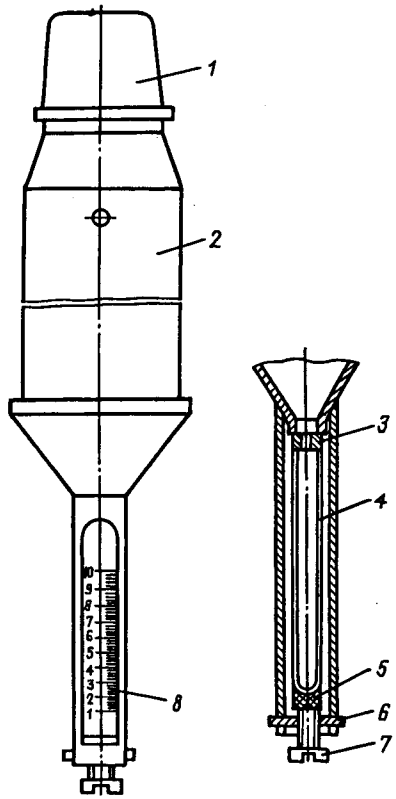


Рис. 19.6. Отстойник ОМ-2

метизирующая 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. 19.5). 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. 19.6), представляющего собой цилиндр *2* со стеклянной измерительной пробиркой *4* в нижней части. На боковой поверхности пробирки имеется шкала *8* с делениями через 0,1 см^3. 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.

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. 19.7) 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.

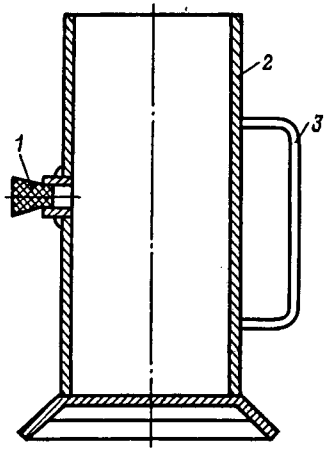


Рис. 19.7. Цилиндр стабильности ЦС-2:
1 – резиновая пробка; *2* – корпус цилиндра; *3* – ручка

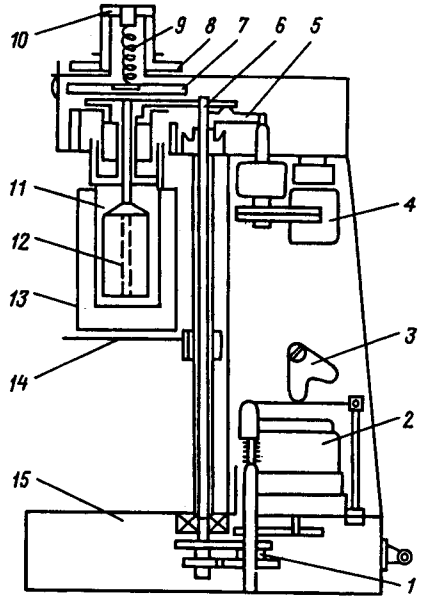


Рис. 19.8. Вискозиметр ВСН-3

Пластическая вязкость и динамическое напряжение сдвига определяются при использовании прибора ротационного вискозиметра ВСН-3 (вискозиметр сдвиговых напряжений), который (рис. 19.8) 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 *6*; 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:

$$\mu_п = K_1(\varphi_{600} - \varphi_{300}),$$

где K_1 – константа прибора, $K_1 = 10^{-3}$.

Динамическое напряжение сдвига (Па) вычисляется по формуле:

$$\tau_0 = K_2(\varphi_{300} - K_3\mu_п),$$

где K_2 и K_3 – константы прибора, $K_2 = 0{,}3$; $K_3 = 10^3$ (для пружины № 2).

19.3. МАТЕРИАЛЫ И РЕАГЕНТЫ ДЛЯ ПРИГОТОВЛЕНИЯ ПРОМЫВОЧНЫХ ЖИДКОСТЕЙ

ГЛИНА

Глина является основным компонентом приготовления промывочных жидкостей. Отличительная способность глины состоит в том, что адсорбируя воду, она превращается в вязкий, пластичный материал, который легко распускается в воде и образует стабильные суспензии.

В состав глин входят осадочные полудисперсные породы, а также водорастворимые соли и органические вещества. По химическому составу глины относятся к водным алюмосиликатам. Наиболее распространенные глинообразующие материалы – монтмориллонит, гидрослюда, каолинит и палыгорскит.

Кроме перечисленных минералов в глинах содержатся оксиды железа (FeO, Fe_2O_3), щелочных металлов (Na_2O, K_2O), щелочно-земельных металлов (CaO, MgO) и др. Общая химическая формула глин: $xAl_2O_3 \cdot ySiO_2 \cdot H_2O$. Принадлежность к минералогической группе характеризуется отношением: SiO_2:R_2O, где R_2O – оксиды, включающие сумму Al_2O_3 и Fe_2O_3.

Присутствие оксидов влияет на свойства глин. Оксиды металлов связаны с глинистыми минералами различно. Некоторые из них могут входить в состав глин и замещать оксиды алюминия, другие образуют более слабые связи и представляют собой обменные основания.

Свойства глин во многом зависят от строения их кристаллических решеток. Кристаллическая решетка представлена двумя структурными элементами: слоями кремнекислородных тетраэдров и алюмогидроксильных октаэдров. Соединения этих слоев образуют пакеты. Соотношение этих слоев в пакете и их связь между собой определяет минералогический состав глины.

Например, у монтмориллонита между двумя тетраэдрическими слоями расположен один октаэдрический слой. Эти слои связаны между собою атомами кислорода. Соотношение слоев 2:1. У каолинита двухслойное строение: один тетраэдрический слой связан с одним октаэдрическим слоем через гидроксильные группы. Соотношение слоев 1:1.

Глинистые минералы типа палыгорскита имеют ленточно-слюдистое строение. Основные структурные элементы построены из кремнекислородных тетраэдров, расположенных в форме двойной цепи.

Большое влияние на свойства глинистых суспензий оказывают реакции ионного обмена, которые возникают в результате наличия свободных валентностей на поверхности глинистых частиц, в результате чего происходит обмен ионов, находящихся в воде и на поверхности глинистой частицы. Обмен происходит в эквивалентных количествах. Степень замещения участвующих в обмене атомов и обменных катионов вызывает изменение таких характеристик глин, как набухание и диспергируемость. От этого показателя зависят также реологические и фильтрационные свойства глинистых растворов.

Каждая глина обладает определенным количеством обменных катионов. Общее количество адсорбированных катионов, выражаемое в миллиграмм-эквивалентах на 100 г сухой глины, называется обменной емкостью. В глинистых минералах обменными катионами являются Ca^{2+}, Mg^{2+}, Na^{+}, K^{+}, H^{+}. В глинах морского происхождения обменные катионы представлены натрием и калием, поэтому эти глины еще называют натриевыми. Они обладают повышенными коллоидно-химическими свойствами. В глинах речного происхождения преобладают ионы кальция и магния. Их называют кальциевыми глинами. Кальциевые глины обладают более низкими коллоидными свойствами.

Форма и размер глинистых частиц также оказывают значительное влияние на процесс их структурообразования и фильтрационные свойства.

Глинистые частицы имеют форму в виде плоских или ленточковидных чешуйчатых пластинок. Реже встречается продолговатая игольчатая форма (палыгорскит).

Таблица 19.1

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

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, например кварц, полевой шпат, кальцит. Глины, используемые для приготовления промывочных жидкостей, могут быть в комковом виде и в виде порошков. Выпускаемые промышленностью глинопорошки характеризуются различным выходом глинистого раствора (табл. 19.1), который определяется объемом раствора, приготовленного из 1 т глины при эффективной вязкости 18–20 МПа·с.

ДИСПЕРСИОННАЯ СРЕДА ПРОМЫВОЧНЫХ ЖИДКОСТЕЙ

В качестве дисперсионной среды для приготовления очистных агентов используется вода, нефть и сжатый воздух.

Наиболее распространенной средой для приготовления промывочных жидкостей является вода. Молекула воды обычно диссоциирует на ионы H^+ и OH^-. Произведение ионов водорода и гидроксида постоянно $[H^+]\cdot[OH^-] = 10^{-14}$ (при T = = 22 °С) и называется ионным числом воды. Концентрация ионов водорода под действием определенных природных условий может меняться, хотя ионное число воды остается по-

стоянным. Поскольку концентрация ионов водорода ничтожно мала и выражается отрицательной степенью, ее обычно выражают десятичным логарифмом с обратным знаком, и это число называют водородным показателем pH. Если вода является нейтральной, когда $[H^+] = 10^{-7}$ и $[OH^-] = 10^{-7}$, то в данном случае pH = 7. Для щелочных вод pH > 7, для кислых вод pH < 7. Величина pH оказывает большое влияние на пептизацию глинистых частиц, на поведение химических реагентов при химической обработке растворов.

В воде могут присутствовать соли карбонатов и бикарбонатов Ca и Mg или других солей этих катионов ($CaSO_4$, $CaCl_2$, $MgSO_4$, $MgCl_2$), которые придают воде жесткость. По величине жесткости воду делят на мягкую (1,5–3,0 ммоль/кг), умеренно жесткую (3–5,5 ммоль/кг), жесткую (5,5–9 ммоль/кг) и очень жесткую (9–10 ммоль/кг).

Жесткость воды ухудшает свойства глинистых растворов.

В воде могут присутствовать и другие соли, общее содержание которых может колебаться в различных пределах. По содержанию солей воды подразделяются на пресные (до 0,1 %), минерализованные (0,1–5 %) и рассолы (более 5 %).

Качество воды во многом определяет выбор состава глины и химических реагентов. Пресная вода обеспечивает лучшие качества глинистых растворов и наибольший его выход. При большом содержании солей (5 %) бентонит теряет свои коллоидные свойства. В данном случае лучше использовать палыгорскитовые глины.

Для приготовления промывочных жидкостей на нефтяной основе используют нефть, качество которой зависит от содержания асфальтенов и смол.

В районах, где затруднено водоснабжение, применяется бурение с сжатым воздухом.

ХИМИЧЕСКИЕ РЕАГЕНТЫ

Для приготовления промывочных жидкостей применяются разные по составу глины и вода, в связи с чем свойства растворов могут быть весьма разнообразными.

Кроме того, в процессе бурения под действием солей, присутствующих в подземных водах, и частиц выбуренной породы параметры промывочных жидкостей существенно меняются. 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.

Краткая характеристика и действие наиболее часто применяемых химических *реагентов-электролитов* приводятся ниже:

Кальцинированная сода (карбонат натрия – Na_2CO_3) представляет собой белый порошок, хорошо растворимый в воде, плотностью 2,53 г/см^3. Перед вводом в промывочную жидкость порошок предварительно растворяют в воде, но возможен ввод в сухом виде.

Назначение:

связывание двухвалентных катионов, поступающих в раствор при перебуривании гипса, ангидрита, цемента или с пластовой минерализованной водой;

улучшение свойств глинистых растворов, приготовленных из местных глин невысокого качества;

повышение качества глинопорошков из небентонитовых глин, увеличение выхода глинистого раствора;

увеличение щелочности глинистого раствора.

При вводе кальцинированной соды в раствор из кальциевой глины анионы CO_3^{2-} взаимодействуют с катионами Ca^{2+}, образуя диффузный слой. Образуется нерастворимый карбонат кальция:

$$Ca^{2+} + CO_3^{2-} \rightarrow CaCO_3.$$

На поверхности глинистых частиц адсорбируются катионы Na^+, т.е. идет катионный обмен, которому способствуют анионы CO_3^{2-}, а глина из кальциевой превращается в натриевую:

$$Ca - \text{глина} + Na_2CO_3 \rightarrow CaCO_3 + Na - \text{глина}.$$

Это способствует увеличению толщины диффузного слоя катионов, улучшению гидратации глины и агрегативной устойчивости глинистой суспензии.

При обработке глинистой суспензии, загрязненной сульфатом кальция (гипс, ангидрит), анионы CO_3^{2-} связывают агрессивные катионы кальция:

$$CaSO_4 + Na_2CO_3 \rightarrow CaCO_3 + Na_2SO_4.$$

Продукты реакции не влияют на свойства глинистой суспензии. При разбуривании цемента гидроксид кальция вызывает коагуляцию раствора, которую можно избежать путем обработки кальцинированной содой:

$$Ca(OH)_2 + Na_2CO_3 \rightarrow CaCO_3 + NaOH.$$

То же происходит при попадании в раствор хлоридов кальция из минерализованных вод:

$$CaCl_2 + Na_2CO_3 \rightarrow CaCO_3 + NaCl.$$

Каустическая сода (гидроксид натрия – NaOH) применяется для обработки почти всех видов промывочных жидкостей на водной основе. Это твердое вещество белого цвета, легко растворимое в воде с выделением тепла, плотностью 2,13 г/см^3. Твердый гидроксид поглощает из воздуха пары воды и CO_2. Поставляется в твердом виде в металлических барабанах массой 200 кг или в виде 40–50 %-ного раствора.

Назначение:

нейтрализация сероводорода;

обеспечение растворения органических реагентов;

связывание двухвалентных катионов;

повышение щелочности растворов.

При разбуривании хемогенных отложений или попадании в раствор пластовой воды происходит реакция хлоридов с каустической содой, например:

$$CaCl_2 + NaOH \rightarrow Ca(OH_2) + NaCl.$$

При поступлении в раствор сероводорода идет реакция

$$H_2S + NaOH \rightarrow NaHS + H_2O.$$

В первом случае образуется слаборастворимый гидроксид кальция, а во втором – безвредный сульфид натрия.

Гидроксид кальция, или гашеная известь, $Ca(OH)_2$ широко применяется для регулирования свойств глинистых растворов.

Назначение:

загущение глинистых растворов в области гидрофильной коагуляции и повышения структурных свойств растворов;

увеличение содержания катионов кальция в фильтрате;

повышение щелочности глинистых растворов.

Гашеная известь – порошок белого цвета плотностью 2,24 г/см^3, слабо растворимый в воде.

Вводится в глинистый раствор в виде известкового молочка – насыщенного раствора $Ca(OH)_2$, содержащего во взвешенном состоянии нерастворимый гидроксид кальция.

Краткая характеристика важнейших реагентов электролитов приведена в табл. 19.2.

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 от взаимного слипания. Это приводит к повышению агрегативной устойчивости глинистой суспензии, подавлению способности глинистого раствора к структурообразованию.

Органические реагенты имеют относительно небольшую молекулярную массу, разжижают глинистые суспензии за счет значительного снижения интенсивности структурообразования.

Наиболее давно используемыми органическими реагентами являются химические реагенты на основе гуминовых кислот, сведения о которых приведены в табл. 19.3.

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.

Лигносульфонаты применяются для разжижения глинистых растворов, кроме того, эти реагенты понижают водоотдачу за счет дополнительного диспергирования глины и повышения концентрации коллоидной фракции твердой фазы в глинистом растворе.

Характеристика реагентов-электролитов

Таблица 19.2

Реагент	Товарный вид реагента	Содержание активных веществ в товарном продукте, % (по массе)	Примерная рабочая концентрация активных веществ, промывочной жидкости или реагенте, кг/м^3	Основное воздействие на необработанные глинистые растворы		Основное назначение и особенности применения	Важнейшие недостатки	Способ ввода в глинистый раствор
				пресный (до 5 % солей одновалентных металлов)	соленый (более 5 % солей одновалентных металлов)			
Каустическая сода (едкий натр)	Сильно гидроскопическая кристаллическая масса плотностью 2,13 г/см^3, поставляемая в запаянных стальных барабанах, или водный раствор различной плотности в стальных бочках	–	–	–	–	Как самостоятельный реагент не применяется, но широко используется как добавка для повышения pH при использовании многих реагентов (бурый уголь, ССБ, крахмал, нитроглицерин и др.)	Дороговизна, дефицитность опасность в обращении (ожоги кожи, разъедание одежды)	В виде водных ратворов концентрацией до 10 %
Кальцинированная сода (углекислый натрий)	Белый или серый порошок плотностью 2,5 г/см^3, трудно растворимый в холодной воде	Прокаленная 98 %. Природная: 1-й сорт – 80 %; 2-й сорт – 79 %	20	При малых концентрациях разжижение и некоторое снижение водоотдачи, при увеличении концентрации резкое загущение и в дальнейшем коагуляция глины в растворе	Переводит ионы двухвалентных металлов (Ca и др.) в нерастворимое состояние, в растворах солей одновалентных металлов не эффективна	Широко применяется для улучшения диспергирования глин, снижает вязкость и СНС глинистого раствора при разбуривании цемента, гипса или при притоках вод с содержанием кальция и т.д.	При пониженной концентрации резко возрастают структурно-механические свойства глинистых растворов	То же или в виде порошка
Жидкое стекло	Раствор в воде плотностью 1,32–1,5 г/см^3 или стекловидная масса (силикат-глыба)	30–50	20–50 в малосиликатных растворах	Повышение структурно-механических свойств и водоотдачи	То же	Для приготовления специальных растворов, малосиликатных, повышающих устойчивость стенок скважины в глинистых породах, и для осаждения катионов Ca, Mg и др.	Узкая область применения. Опасность в обращении	В виде водных растворов
Гексаметафосфат натрия (ГМФН) и другие фосфаты	Стекловидная масса плотностью 2,5 г/см^3	≤ 100	≤ 20–30	Аналогично кальцинированной соде, но разжижение более сильное	"	Сравнительно редко применяется и для тех же целей, что и кальцинированная сода	То же, что и кальцинированная сода. Кратковременность разжижающего действия	То же

Продолжение табл. 19.2

Реагент	Товарный вид реагента	Содержание активных веществ в товарном продукте, % (по массе)	Примерная рабочая концентрация активных веществ, промывочной жидкости или реагенте, кг/м^3	Основное воздействие на необработанные глинистые растворы		Основное назначение и особенности применения	Важнейшие недостатки	Способ ввода в глинистый раствор
				пресный (до 5 % солей одновалентных металлов)	соленый (более 5 % солей одновалентных металлов)			
Известь	Негашеная – твердое вещество, гашеная – белый порошок ("пушенка"), плохо растворимый в воде	≤ 100	3–5 в известковых растворах	Резкое повышение структурно-механических свойств и водоотдачи	Стабилизация путем поддержания состояния регулируемой коагуляции в известковых растворах	Широко применяется для приготовления известковых глинистых растворов, а также для резкого повышения структурно-механических свойств глинистых растворов при ликвидации поглощений и для повышения pH ВКР и гипсовых растворов	При гашении возможны ожоги	В виде водных суспензий, известковое молоко с концентрацией извести 70–100 кг/м^3
Хлористый кальций (хлорная известь)	Гигроскопический порошок или аморфная масса в стальных барабанах, или водный раствор плотностью 1,26–1,28 г/см^3	28–30 в водном растворе	5–15 в хлоркальциевых растворах	Коагуляция раствора	Аналогично извести для хлоркальциевых растворов	Используется как источник ионов кальция при приготовлении хлоркальциевых растворов	Опасность в обращении	В виде водных растворов
Гипс	Порошок сероватого цвета, плохо растворимый в воде (1,7–2 %)	До 100	3–20 при первичной обработке, 1–2 при последующих	Повышение структурно-механических свойств и водоотдачи	Аналогично извести для гипсовых растворов	Как самостоятельный реагент не применяется, но используется как источник ионов кальция при приготовлении гипсовых растворов		Растворением разбуренной породы (ангидрита и гипса) или в виде порошка
Поваренная соль	Порошок, кристаллическая сыпучая масса	≤ 100	от 0 до полного насыщения	То же	Эффект действия незначителен	Применяется в основном для насыщения промывочной жидкости перед вскрытием соленосных пород во избежание образования каверн и для	1. Вследствие зависимости растворимости от температуры насыщения солью на поверхности не предохраняет полностью от растворения соли на боль-	То же

Продолжение табл. 19.2

Реагент	Товарный вид реагента	Содержание активных веществ в товарном продукте, % (по массе)	Примерная рабочая концентрация активных веществ, промывочной жидкости или реагенте, кг/м^3	Основное воздействие на необработанные глинистые растворы		Основное назначение и особенности применения	Важнейшие недостатки	Способ ввода в глинистый раствор
				пресный (до 5 % солей одновалентных металлов)	соленый (более 5 % солей одновалентных металлов)			
						понижения температуры замерзания промывочной жидкости при бурении в мерзлых породах	ших глубинах. 2. Концентрированные растворы расплавляют лед и вызывают разрушение льдистых пород	

Таблица 19.3

Реагенты на основе гуминовых кислот

Реагент	Исходные компоненты для получения реагентов	Способ получения реагента. Химизм процесса	Товарный вид реагента	Влияние на глинистый раствор и примерная концентрация добавки на первичную обработку		Способ ввода реагента в глинистый раствор
				пресный (до 5 % NaCl)	соленый (свыше 5 % NaCl)	
Углещелочной реагент (УЩР)	Бурый уголь, NaOH	Экстрагирование гуматов натрия (диффузия ионов OH внутрь мицелл гуминовой кислоты), ее пептизация, ионный обмен. Соотношение бурого угля и NaOH (10÷15):(1÷3). В зависимости от количества воды, в которой растворен NaOH, продукт получается в жидком, пасто- и порошкообразном состоянии	От жидкого до порошкообразного	Снижает водоотдачу (10–30 %); снижает вязкость у Na-глин при отделении желатиносных веществ	Не применяется	В твердом или жидком состоянии
Торфощелочной реагент (ТЩР)	Торф, NaOH	Измельчение торфа до порошкообразного состояния, обезбитумирование бензолом и гидролиз 2–6 %-ной HCl при кипячении на водной бане. Затем порошок торфа	То же	То же	То же	В виде раствора

Продолжение табл. 19.3

Реагент	Исходные компоненты для получения реагентов	Способ получения реагента. Химизм процесса	Товарный вид реагента	Влияние на глинистый раствор и примерная концентрация добавки на первичную обработку		Способ ввода реагента в глинистый раствор
				пресный (до 5 % NaCl)	соленый (свыше 5 % NaCl)	
Нитрогуматный реагент (НГР)	Бурый уголь, HNO_3, NaOH	смачивается 10–15 %-ным раствором NaOH при соотношении торфа и раствора 10:2 и сушится при 150–160 °С во избежание слеживания Нитрование бурого угля по технологии, подобной получению нитроглицерина, и нейтрализация NaOH. Расход NaOH – около 40 % от массы продукта. Приание продукту способности растворяться в воде	Твердое вещество	Снижает вязкость и водоотдачу (1–2 %)	Снижает вязкость и водоотдачу (5–10 %)	То же
Сульфированный нитрогуматный реагент (СНГР)	Бурый уголь, 8 %-ная кислота HNO_3, бисульфит натрий (36 %-ный NaOH)	Окисление и нитрование бурого угля HNO_3 при 50–60 °С в течение 4 ч. Соотношение твердой и жидкой фаз 1:5. Затем обработка бисульфитом в присутствии щелочи (3 ч) при 92–95 °С	То же	Снижает вязкость СНС более эффективно, чем УЩР	–	В растворенном или сухом состоянии

Адсорбируясь на глинистых частицах, молекулы реагентов обеспечивают снижение водоотдачи, образуя при фильтрации менее проницаемую глинистую корку при затруднении отделения фильтрата.

Сульфит-спиртовая барда (ССБ) – побочный продукт производства целлюлозы из древесины, представляющий собой смесь органических веществ, в которой преобладают соли лигносульфоновых кислот: лигносульфонаты кальция, натрия, алюминия.

ССБ хорошо растворима в воде, образует коллоидный раствор. Поставляется в виде 40–50 %-ного водного раствора, реже в виде твердой вароподобной аморфной массы или порошкообразного продукта.

Основное назначение ССБ – разжижение кальциевых глинистых растворов в отличие от натриевых глинистых суспензий, где катионы кальция реагента вызывают коагуляцию таких растворов. Одновременно ССБ способствует снижению водоотдачи.

ССБ используется совместно с каустической содой (5 массовых частей NaOH на 30 частей ССБ) для разжижения глинистых суспензий в щелочной среде.

Конденсированная сульфит-спиртовая барда (КССБ) представляет собой модификацию ССБ при нагревании ее в присутствии формалина и серной кислоты.

Разновидности КССБ:

КССБ-1 – для понижения водоотдачи пресных глинистых растворов при температуре до 120 °С, эффективно снижает вязкость кальциевых растворов;

КССБ-2 – понижает водоотдачу глинистых растворов при минерализации до 100 г/л NaCl и температуре 150 °С;

КССБ-4 – для понижения водоотдачи пресных и минерализованных глинистых растворов, в пресных растворах реагент эффективен при температуре до 185–200 °С.

Окисленная сульфит-спиртовая барда (ОССБ) – это хромлигносульфонат, приготовляется путем смешивания ССБ с хромпиком ($Na_2Cr_2O_7 \cdot 2H_2O$) и выдерживания в течение 14–18 ч.

ОССБ способна разжижать глинистые растворы при содержании более 200 мг/л катионов кальция и высоких температурах.

Краткие сведения о лигносульфонатных реагентах приведены в табл. 19.4.

Природный водорастворимый полисахарид – крахмал, является смесью полисахаридов с общей формулой $(C_6H_{10}O_5) \cdot n$.

Лигносульфонатные реагенты

Таблица 19.4

Реагент	Исходные компоненты для получения реагента	Способ получения реагента. Химизм процесса	Товарный вид реагента, содержание сухого вещества	Влияние на глинистый раствор и примерная концентрация добавки на первичную обработку		Способ ввода реагента в глинистый раствор
				пресный (до 3–5 % NaCl)	соленый (свыше 5 % NaCl)	
Сульфит-спиртовая барда (ССБ)	Сульфитный щелок (многотоннажный отход целлюлозно-бумажной промышленности	Сбраживание сахаров, оттонка спиртов, pH = = 5,6÷5,7. Брутто формула $C_{26}H_{30}O_{12}S$	Густая темно-бурая жидкость с кисловатым запахом (марка КБЖ), аморфная твердая масса (КБТ) или порошок (КБП), КБЖ – 50 %, КВТ – 76 %, КБП – 87 %. Подобна жидкой или сухой ССБ, 80 %	Снижает вязкость и водоотдачу при добавках 1–5 %	Снижает водоотдачу (20–50 %)	В водном растворе
Конденсированная сульфит-спиртовая барда (КССБ-1)	Разбавленная ССБ (30 %-ная), 8 %-ный формалин, концентрированная H_2SO_4	Конденсация при 90–95 °С, добавка NaOH до pH = = 8÷9,5. Укрупнение молекул лигносульфонатов и повышение стабилизирующих свойств		Снижает вязкость и водоотдачу (1–5 %)	Снижает водоотдачу (10–20 %)	В товарном виде
КССБ-2	То же и 1–3 % фенола	То же в присутствии фенола. Образование полимерных комплексов – фенолигнинных производных, имеющих повышенную стойкость		То же	То же	То же
КССБ-4	То же и хроматы	То же, но хроматами. Усиление конденсации молекул лигносульфонатов, окисление, образование активных функциональных групп. Это приводит к повышению термо- и солестойкости продукта		"	"	"
Хлорированная сульфит-спиртовая барда (ХССБ)	ССБ, хлор, NaOH	Окисление ССБ, хлорирование и нейтрализация NaOH до pH = = 7÷8. Конденсация молекул лигносульфонатов за счет связей, образующихся при отщеплении метоксильных групп. Усиление стабилизирующих свойств по сравнению с ССБ	Подобна ССБ	Снижает вязкость (3–5 %)	Не эффективна	"
Нитрированная сульфит-спиртовая барда (НССБ)	ССБ, HNO_3, NaOH	Нитрирование разбавленной (12 %-ной) HNO_3 при 43–48 °С, (87,5 % ССБ, 12,5 % HNO_3). Перемешивание 6 ч, нейтрализация NaOH до pH = 7÷7,3	Подобна ССБ, 45 %	Снижает вязкость и СНС (0,1–0,2 %)	Снижает вязкость и СНС (0,25–0,3 %)	В товарном виде, даже при 1–0 °С

Продолжение табл. 19.4

Реагент	Исходные компоненты для получения реагента	Способ получения реагента. Химизм процесса	Товарный вид реагента, содержание сухого вещества	Влияние на глинистый раствор и примерная концентрация добавки на первичную обработку		Способ ввода реагента в глинистый раствор
				пресный (до 3–5 % NaCl)	соленый (свыше 5 % NaCl)	
Феррохромлигно-сульфонат (ФХЛС)	ССБ, 1,5–2 % $Fe_2(SO_4)_3$ 7–10 % $Cr_2(SO_4)$ и NaOH	В раствор ССБ при 90 °С вводят реагенты стехиометрически по отношению к Ca^{2+} в ССБ, $Fe_2(SO_4)_3$ + + $Cr_2(SO_4)_3$ + + CaR ⇔ ⇔ $2FeCrR_3$ + + $6CaSO_4$. Реакция окисления и замещения в щелочной среде (гипс удаляется). Образование активных функциональных групп и конденсация молекул. Стабилизирующая способность и термостойкость повышаются	50 %	Снижает вязкость (1–2 %)	Снижает вязкость (1–2,8 %) при NaCl не более 5 %	В водном растворе
Хромлигносульфонаты ХЛС-4, окзил (окисленный замещенный сульфонат)	30 %-ная ССБ, 4 % $K_2Cr_2O_7$, H_2SO_4, NaOH	Реакция окисления 30 %-ной ССБ при 95 °С и pH=2 за счет добавки H_2SO_4. Восстановление $Cr^{6+} \rightarrow Cr^{3+}$	Жидкий или порошкообразный (23–27 %)	Снижает вязкость (0,5–1 %)	Снижает вязкость (1–3 %), интенсивно снижает водоотдачу гидрогелей магния (2–5 %)	В жидком или сухом виде (полезные добавки известь или гипса)
Окисленная сульфит-спиртовая барда (ОССБ)	30 %-ная ССБ, хроматы или бихроматы	и замещение Ca^{2+}, который образует $CaSO_4$. Смесь загустевает. При нейтрализации продукта NaOH можно уменьшить загустевание Приготовление на буровой в глиномешалке. Окисление ССБ хроматами при комнатной температуре в условиях буровой (pH=8÷9). Старение 8–12 ч	Жидкость, подобная ССБ, 30 %	Снижает вязкость ФХЛС и ХЛС	То же	В жидком виде

Промышленность выпускает для нужд бурения модифицированный крахмал МК-1, который получают путем нагрева крахмальной суспензии до температуры 160 °С в присутствии алюмокалиевых квасцов – $KAl(SO_4)\cdot 12H_2O$. Реагент МК-1 представляет собой белый порошок. Постепенное распространение модифицированного крахмала происходит при циркуляции глинистого раствора. Основное назначение МК-1 заключается в понижении водоотдачи сильноминерализованных глинистых растворов, особенно в присутствии соединений кальция и магния. Сведения о МК-1 и других крахмальных реагентах приведены в табл. 19.5.

Карбоксиметилцеллюлоза (КМЦ) является водорастворимым эфиром целлюлозы, представляет собой нерастворимый в воде полисахарид $[C_6H_7O_2(OH)_3]\cdot n$.

КМЦ получается из целлюлозы при обработке ее NaOH и моноструктурным натрием, общая формула имеет вид:

$$[C_6H_7O_2(OH)_{3-x} - (OCH_2COONa)x]\cdot n.$$

Разновидности КМЦ отличаются степенью замещения (СЗ), степенью полимеризации (СП), а также по виду замещений в формуле эфира целлюлозы – $[C_6H_7O_2(OH)_{3-x} - (OCH_2COONa)x]\cdot n$ – водородной формы КМЦ.

Натриевая калиевая и аммонийная соли КМЦ хорошо растворимы в воде (при СЗ > 40) и сокращенно обозначаются Na-КМЦ, К-КМЦ и NH_4-КМЦ соответственно. Наибольшее применение получила Na-КМЦ или просто КМЦ.

Оптимальная степень замещения 80–90, при этом рост степени полимеризации до 800 способствует возрастанию стабилизирующей способности, а также термо- и солестойкости карбоксиметилцеллюлозы.

Для бурения выпускают три марки технической КМЦ: КМЦ-500, КМЦ-600 и КМЦ-700, требования к которым определяются в соответствии с ГОСТ 605-386–80 и изменением № 1 к последнему, КМЦ-500 применяют в концентрации до 2,5 % для снижения водоотдачи при насыщении раствора по NaCl и температуре до 145 °С. КМЦ-600 в концентрации до 2 % применяют для снижения водоотдачи сильноминерализованных растворов и температуре до 160 °С. КМЦ-700 в концентрации до 1,8 % применяют для снижения водоотдачи сильноминерализованных и малоглинистых растворов при температуре до 180 °С.

Влияние концентрации C реагента КМЦ-600 на свойства глинистого раствора показано на рис. 19.9. Из графиков, приведенных на рис. 19.9, видно, что КМЦ загущает пресные глинистые растворы, поскольку вызывает сильное увеличение внутреннего трения и существенный рост пластической вязкости.

Таблица 19.5

Крахмальные реагенты

Реагент	Исходные компоненты для получения реагента	Способ получения реагента. Химизм процесса	Товарный вид реагента, содержание сухого вещества	Влияние на глинистый раствор и примерная концентрация добавки на первичную обработку		Способ ввода реагента в глинистый раствор
				пресный (до 3–5 % NaCl)	соленый (свыше 5 % NaCl)	
Крахмальный реагент (КР)	Натуральный крахмал $C_6H_{10}O_5$, NaOH	Приготовление на буровых. Клейстеризация крахмала происходит в три стадии. Соотношение крахмала и щелочи 10:(2÷4). 1. Разрушение аминопектинной оболочки NaOH. 2. Проникновение воды во внутрь клетчатки (амилоза) и ее набухание. 3. Растворение полисахаридов и образование клейстера	Клейстер, 5–8 %	Снижает водоотдачу, но повышает вязкость. В пресных растворах почти не применяется	Снижает вязкость и водоотдачу (1–3 %)	Щелочной клейстер 5–8 %-ной концентрации. Если обработанный буровой раствор имеет pH = 10÷11, то вводят крахмал в сухом виде
Модифицированный крахмал (МК)	Натуральный крахмал, антисептик (калиево-алюминиевые квасцы), Na_2CO_3	Смесь крахмала с 1,5–2 % квасцов и содой поступает на вальцовую сушилку (150–160, °С. Образовавшаяся после сушки пленка измельчается молотковой дробилкой, просеива-	Чешуйчатый продукт белого цвета, содержание твердой фазы выше 90 %	То же	То же	Сухой реагент или его раствор в воде с щелочью

Продолжение табл. 19.5

Реагент	Исходные компоненты для получения реагента	Способ получения реагента. Химизм процесса	Товарный вид реагента, содержание сухого вещества	Влияние на глинистый раствор и примерная концентрация добавки на первичную обработку		Способ ввода реагента в глинистый раствор
				пресный (до 3–5 % NaCl)	соленый (свыше 5 % NaCl)	
Декстрины	Натуральный крахмал, кислоты (например, HCl)	ется и упаковывается. Придание натуральному крахмалу способности растворяться в воде и стабилизировать глинистый раствор Гидролитическое расщепление крахмала кислотами или быстрым нагреванием до 180–190 °С на вальцовой сушилке	Сухой порошок	"	"	Сухой реагент

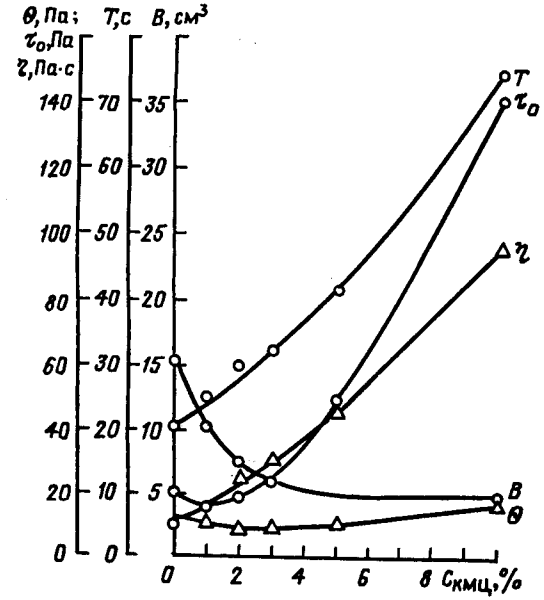


Рис. 19.9. Изменение свойств пресного глинистого раствора из саригюхского бентонита под влиянием КМЦ-600

Однако минерализованные растворы при добавлении КМЦ разжижаются за счет того, что этот реагент образует на глинистых частицах защитные оболочки и подавляет структурообразование.

Способность КМЦ понижать водоотдачу глинистых суспензий зависит от щелочности среды. Наиболее эффективно этот реагент понижает водоотдачу при pH = 8,5÷11.

Сведения о некоторых модификациях КМЦ и других химических реагентах – производных целлюлозы, приведены в табл. 19.6.

Поверхностно-активные вещества (ПАВ), адсорбируясь на поверхности раздела, понижают поверхностное натяжение на границе раздела фаз жидкость – газ, жидкость – твердое тело. При этом изменяются физические свойства поверхностей.

По химическому составу ПАВ разделяются на неионогенные и ионогенные.

Неионогенные ПАВ не диссоциируют в воде на ионы, а их взаимодействие с водой обусловлено наличием гидрофильной группы в молекуле ПАВ.

Ионогенные ПАВ диссоциируют в воде на катионы и анионы. Если поверхностную активность проявляет катион,

Модификации КМЦ

Таблица 19.6

Реагент	Исходные компоненты для получения реагента	Способ получения реагента. Химизм процесса	Товарный вид реагента, содержание сухого вещества	Влияние на глинистый раствор и примерная концентрация добавки на первичную обработку		Способ ввода реагента в глинистый раствор
				пресный (до 3–5 % NaCl)	соленый (свыше 5 % NaCl)	
Карбоксиметилцеллюлоза КМЦ-500 КМЦ-600 КМЦ-700	Целлюлоза, монохлоруксусная кислота или монохлорацетат натрия	Мерсеризация 23 %-ным раствором NaOH (замена ионов H^- и Na^+, пептизация и набухание целлюлозы), отжим, измельчение, этерификация $C_6H_7O_2(ONa)_3 + ClCH_2OONa \rightarrow$ $\rightarrow C_6H_7O_2(ONa)_2OCH_2COONa + NaCl$ созревание продукта, сушка, затаривание, придание целлюлозе способность растворяться в воде	Мелкозернистый или волокнистый материал, белого цвета (не менее 87 % сухого)	Снижает водоотдачу и повышает вязкость (0,3–0,5 %)	Снижает водоотдачу и резко уменьшает вязкость и СНС (1–3 %) в зависимости от СП реагента)	Сухим после дополнительного измельчения или растворенным в воде
Сульфоэфирцеллюлоза (СЭЦ)	Целлюлоза, H_2SO_4 или серный ангидрит, хлорсульфоновая кислота, NaOH	Обработка целлюлозы сульфирующим агентом в среде инертных разбавителей (алифатические спирты, керосин, бензол, толуол, хлорэтан и т.п.): $C_6H_7O_2(OH)_3 + HOSO_2-OH \rightarrow$ $\rightarrow C_6H_7O_2(OH)_2OSO_3H + H_2O$	Внешне похожа на КМЦ	Влияние аналогично КМЦ, но допускает присутствие в растворе повышенной концентрации солей двух- и поливалентных металлов		То же
Этансульфонатцеллюлоза (ЭСЦ)	Алкалицеллюлоза $C_6H_9O_4ONa$ хлорэтансульфокислый натрий $ClCH_2CH_2SO_3Na$	с последующей нейтрализацией щелочью (образуется до 45 % Na_2SO_4). Замещение атома водорода сульфогруппой, придание целлюлозе способности растворяться в воде и повышение устойчивости продукта к действию солей двух- и поливалентных металлов. Путем обработки NaOH может быть получена Na-соль, известная под названием сульфат целлюлозы СЦ ($C_6H_9O_4OSO_3Na$) Обработка алкалицеллюлозы хлорэтансульфокислым натрием: $C_6H_9ONa + ClCH_2CH_2SO_3Na \rightarrow$ $\rightarrow C_6H_9O_4CH_2SO_3Na + NaCl$	Рыхлая волокнистая масса или порошок желтого цвета	В основном		"
Монокарбоксиметилцеллюлоза (МКЦ)	Целлюлоза NO_2 газ или N_2O_4 жидкий, или раствор Na_2O_4 в CCl_4, NaOH, NH_4OH или Na_2CO	Окисление и нитрование целлюлозы NO_4, N_2O_4 и т.п., образование полиангидроуроновой кислоты, а затем ее водорастворимых солей путем обработки продукта раствором NaOH, NH_4OH или Na_2CO_3	Похожа на КМЦ	Снижает водоотдачу и повышает вязкость (0,5–1 %)	Снижает водоотдачу (5–7 %), вязкость и СНС	Растворение в 5–10 %-ном растворе NaOH или других щелочных электролитов
Сульфофенолокарбоксиметилцеллюлоза (СФ-КМЦ)	КМЦ, фенол, NaOH, $NaHSO_3$	Обработка 10 %-ного водного раствора КМЦ раствором фенолята натрия (синтетический фенол и 4 %-ный раствор NaOH), нагревание смеси до 70 °С, введение 40 %-ного раствора $NaHSO_3$ и выдерживание при 85–98 °С в течение 1 ч. Совместная полимеризация фенола, КМЦ и сульфирование продукта с целью повышения термосолестойкости	Белая масса	Снижает водоотдачу и повышает вязкость и СНС (0,25–0,5 %)	Снижает водоотдачу (0,5–1 %), вязкость и СНС, допускает повышенную концентрацию солей двух и поливалентных металлов	Растворение в воде

то ПАВ называется катионактивным, если анион, то анионактивным.

К неионогенным ПАВ относятся продукты оксиэтилирования жирных кислот и спиртов, амидов, фенолов, алкилфенолов. Наиболее распространенные неионогенные ПАВ – это оксиэтилированные алкилфенолы и фенолы типа ОП-4, ОП-7, ОП-10 и др. Молекулы этих ПАВ электрически нейтральны, что повышает устойчивость их растворов к действию минеральных солей.

К анионактивным ПАВ относятся мыла, сульфиты спиртов, ароматические сульфокислоты и др. Из них в бурении находят широкое применение сульфонаты, сульфонолы, азолят А, моющие средства: "Прогресс", "Новость" и др.

Характер действия и эффективность ПАВ зависят от их концентрации, свойств растворителя, степени минерализации подземных вод.

Поверхностно-активные вещества, понижающие поверхностное натяжение на границе раздела жидкость – воздух, относятся к группе пенообразователей и используются для получения аэрированных промывочных жидкостей и пен. Для этой цели в основном применяются анионактивные ПАВ. Их оптимальная концентрация от 0,1 до 0,5 %.

При алмазном бурении широко применяются эмульсионные жидкости, обладающие смазочными свойствами. В состав этих жидкостей входят такие ПАВ, как ОП-7, ОП-10, кубовые остатки жирных кислот: госсиполовая смола, кожевенная эмульгирующая паста, синтетические жирные кислоты. ПАВ широко используются для приготовления следующих эмульсолов: СТП-10, ленол 10, ленол 26П, морозол и др.

19.4. ТИПЫ ПРОМЫВОЧНЫХ ЖИДКОСТЕЙ И ОБЛАСТИ ИХ РАЦИОНАЛЬНОГО ПРИМЕНЕНИЯ

В разведочном бурении применяются десятки различных типов промывочных жидкостей. Состав промывочных жидкостей определяется геолого-техническими условиями бурения скважин, технологическими требованиями к их свойствам с целью повышения эффективности бурения и требованиями к охране окружающей среды.

Вода широко применяется при бурении устойчивых кристаллических пород, обладает хорошей подвижностью и охлаждающей способностью, понижает прочность горных пород,

имеет невысокую плотность, а также обеспечивает хорошую производительность бурения.

Глинистые растворы применяются при бурении осадочных малосвязных пород, а также при проходке тектонических зон раздробленных и сильно трещиноватых пород. В основном они используются при твердосплавном бурении и бурении скважин сплошным забоем. При бурении относительно устойчивых пород глинистые растворы применяют без обработки химическими реагентами, их плотность 1,08–1,20 г/см^3, условная вязкость 22–25 с, водоотдача не более 25 см^3 за 30 мин.

В сильно неустойчивых породах глинистые растворы подвергают обработке реагентами-стабилизаторами с целью снижения фильтрационных свойств или в комбинации с реагентами-понизителями вязкости.

Малоглинистые растворы готовятся из высококачественных бентонитовых глин, содержание которых составляет 5–7 %. В качестве структурообразователей применяют высокомолекулярные полимерные реагенты: КМЦ, полиакриламид. Эти растворы имеют невысокую водоотдачу – от 3 до 12 см^3, низкую плотность – от 1,02 до 1,05 г/см^3 и вязкость 22–25 с. Применяются при алмазном бурении в относительно устойчивых трещиноватых породах.

Ингибированные растворы применяются при бурении пород глинистого комплекса очень неустойчивых и склонных к взаимодействию с фильтратом бурового раствора. Это толщи вязких глин, сильно трещиноватые глинистые сланцы, алевролиты, аргиллиты. Процесс ингибирования связан с насыщением промывочных жидкостей ионами кальция, которые снижают гидрофильность твердой фазы и способность ее к пептизации, что замедляет процесс коагуляции раствора. Это позволяет повышать глиноемкость растворов за счет поступления частиц разбуренных глин при удовлетворительном качестве и реологических свойств.

В качестве реагентов, поставляющих ионы Ca^{2+}, применяются хлористый кальций, известь, гипс. В качестве ингибитора может использоваться и жидкое стекло. Растворы, содержащие силикат Na^+, обладают крепящим действием.

Эмульсионные растворы бывают I типа (растворы на водной основе или типа масло в воде), представителями которых являются эмульсионные безглинистые и эмульсионные глинистые растворы (ЭГР), а также II типа (растворы на углеводородной основе (РУО) или типа вода в масле, представителями которых являются безводные РУО (в составе до 5 % воды) и

обращенные (инвертные) эмульсионные растворы (в составе до 30–60 % воды).

Эмульсионные безглинистые или водно-эмульсионные растворы представляют собой водомасляные эмульсии – коллоидные композиции, состоящие из двух (или нескольких) несмешивающихся в обычных условиях между собой жидкостей, одна из которых раздроблена до капель (дисперсная фаза) и равномерно распределена в объеме другой непрерывной части системы (дисперсионной среде).

Обязательный компонент таких систем – масляная фаза, тонкодиспергированная в непрерывной водной среде. Масляная фаза представляет собой антифрикционную добавку к водной среде для улучшения ее смазочных свойств, в качестве которой используется значительная группа нефтяных масел: трансмиссионных, машинных, трансформаторных, нефтяных и др., а также жировых гидронов, талловых масел. Для улучшения смазочных свойств различные масла смешиваются для получения компаундов антифрикционных добавок.

Масляная фаза эмульсионных растворов довольно быстро коалесцирует с последующим расслоением масла и воды. Для исключения этого и с целью повышения стабильности эмульсий, а также обеспечения получения тонкодиспергированных (10^{-2} – 10^{-4} см) капелек масла в воде (эмульгирования) в состав эмульсий вводятся поверхностно-активные вещества (ПАВ), хорошо растворимые в воде.

Краткая характеристика наиболее часто используемых в бурении ПАВ приведена в табл. 19.7.

При выборе концентратов для приготовления эмульсионных промывочных жидкостей и определения их рабочей концентрации необходимо исходить из данных, приведенных в табл. 19.8.

Эмульсионные глинистые растворы применяются чаще всего при бурении мощных толщ, глинистых и глинисто-карбонатных пород, склонных к образованию сальников на бурильных трубах.

Эмульсионные глинистые растворы можно получить практически из всех растворов на водной основе независимо от степени минерализации, для чего исходный глинистый раствор обрабатывают химическими реагентами, а затем вводят 8–15 % нефти.

Наилучшая стабильность ЭГР получается после обработки реагентами (УЩР, ССБ, КМЦ, крахмалом и др.), которые усиливают роль глинистых частиц как эмульгатора нефти. При недостаточной стабильности ЭГР в него дополнительно вводят

Таблица 19.7

Краткая характеристика ПАВ

Наименование	Тип	Химический состав	Номер ГОСТ (ВТУ)	Характеристика по ГОСТ	Концентрация активного вещества в товарном продукте, %	Вид упаковки
ОП-7	Неионогенное	Смесь полиэтиленгликолевых эфиров моно- и диалкилфенолов, содержащих в алкильных цепях 9–10 атомов С и 6–7 молекул окиси этилена	ГОСТ 8433–57	Маслообразная жидкость или паста от светло-желтого до светло-коричневого цвета, pH 1 %-ного водного раствора 6–8. Поверхностное натяжение 0,5 %-ного раствора σ = 3,5 Па	99,5	Стальные бочки
ОП-10	"	То же, на содержание окиси этилена 10–12 молекул	ГОСТ 8433–57	То же, σ = 3,7 Па	99,5	То же
ПО-1	Анионактивное	Керосиновый контакт по ГОСТ 463–53 с добавлением костного клея по ГОСТ 2087–47, этилового спирта по ГОСТ 131–52 и едкого натра	ГОСТ 6948–54	Темно-коричневая жидкость вязкостью 40 с, плотностью ρ = 1,1 г/см^3. Кратность пены 2 %-ного водного раствора не менее 10	–	В цистернах
Прогресс	"	Водный раствор смеси натриевых солей сернокислых эфиров вторичных спиртов, содержащих 6–10 атомов С	ВТУ 315–58	Прозрачная жидкость от темно-желтого до коричневого цвета, pH 8–9	20	Стальные бочки, бидоны

Продолжение табл. 19.7

Наименование	Тип	Химический состав	Номер ГОСТ (ВТУ)	Характеристика по ГОСТ	Концентрация активного вещества в товарном продукте, %	Вид упаковки
Сульфонат	"	Смесь натриевых солей алкилсульфокислот с алкильными остатками, содержащих 12–18 атомов С	ГОСТ 12390–66	Чешуйки от светло-желтого до светло-коричневого цвета. Хорошо растворим в воде, не выпадает из разбавленных растворов: кислот, щелочей, солей, pH 5 %-ного раствора 7,7	89,5	Мешки из крафт-бумаги
Сульфонол	"	Смесь натриевых солей алкилбензолсульфокислот	ГОСТ 12389–66	Порошок, гранулы или чешуйки размером не более 10×10×1,5 мм белого или светло-желтого цвета	84	Бумажные мешки ГОСТ 2227–65
Бурол	–	Смесь неионогенных и анионактивных ПАВ	Технические условия ВНИИБТ	Жидкость светло-коричневого цвета	25	Стальные бочки

Таблица 19.8

Характеристика концентратов

Марка концентрата	ГОСТ или ТУ	Состав	Назначение	Изготовитель
Паста кожевенная эмульгирующая	ГОСТ 5344–75	Натровое масло синтетических жирных кислот (продукты окисленного петролатума) 35–40 %; неомыленный остаток окисленной массы не более 15 %; вода не более 15 %; масло веретенное ЗВ остальной до 100 %, но не менее 25 %	Для приготовления на мягкой воде эмульсий, использующихся при алмазном бурении на объектах с мягкими, слабоминерализованными водами (содержание ионов кальция, магния до 5 мг-экв/л)	Нефтехимические заводы
Эмульсол лесохимический ЭЛ-4	ТУ 81-05-52–75	Натровое мыло полимеров канифольно-экстракционного производства 20 %; нигрол зимний 60 %; смачиватель ОП-7 10 %; вода 10 %	Для приготовления на мягкой и слабожесткой воде эмульсий, использующихся при алмазном бурении на объектах с водами повышенной жесткости и минерализации (содержание ионов кальция, магния до 45 мг-экв/л)	Лесохимический завод
Эмульсол нефтехимический ЭН-4	ТУ 38, 101628–76	Смесь жирных и смоляных кислот, ПАВ неионогенного типа, индустриальное масло	Для приготовления на воде любой жесткости эмульсий, использующихся при алмазном бурении на объектах с жесткими и минерализованными водами (содержание ионов кальция до 3000 мг-экв/л, магния до 1350 мг-экв/л, натрия до 2000 мг-экв/л), а также эмульсий, используемых при бурении многолетнемерзлых горных пород	Ленинградский опытный нефтемаслозавод им. Шаумяна
Концентрат солестойкой промывоч-	ТУ 38-101816–80	Индустриальное масло, талловое масло, смесь не-	Для приготовления на воде любой жесткости	Рижский завод смазок и СОЖ

Продолжение табл. 19.8

Марка концентрата	ГОСТ или ТУ	Состав	Назначение	Изготовитель
ной жидкости ленол-10		ионогенных ПАВ	эмульсий, использующихся при высокочастотном алмазном бурении скважин на объектах с любыми, в том числе весьма сложными (жесткие, минерализованные воды) условиями	
Концентрат соленостойкости промывочной жидкости ленол-32	ТУ 38-101816–80	Индустриальное масло, смесь жирных кислот, смесь высших спиртов, смесь неионогенных ПАВ	То же	То же
Концентрат низкотемпературостойкой промывочной жидкости морозол-2	ТУ 384, 01.79–79	Минеральное масло, смесь неионогенных ПАВ, серосодержащая присадка, ингибиторы коррозии	Для приготовления эмульсий на соленой (до 12 %) и любой жесткости воде, использующихся при скоростном бурении многолетнемерзлотных пород с температурой до –7,4 °С	Бердянский опытный нефтемаслозавод

эмульгаторы: ДС, газойлевый или керосиновый контакт, различные мыла в концентрации 0,5–1,0 %.

Эмульсионный глинистый раствор характеризуется следующими основными параметрами.

Плотность, г/см^3 1,05–1,15
Условная вязкость, с 18–25
Водоотдача, см^3/30 мин 3–7
Статическое напряжение сдвига, Па:
θ_1 ..... 1,0–1,5;
θ_{10} 2,0–2,5

Известковые растворы применяются для разбуривания толщ натриевых глин, которые легко переходят в раствор, и реологические свойства раствора бывает трудно регулировать.

Модифицирование поверхности глинистой фазы известью является следствием ионообменных процессов.

В состав известковых растворов, кроме глины, входят известь (0,2–2,5 %), каустическая сода, понизители вязкости (ССБ) и водоотдачи (КМЦ, УЩР и др.).

Гипсовые растворы применяются при разбуривании неустойчивых глинистых отложений.

Содержание ионов кальция в гипсовом растворе составляет 700–1200 мг/л. Для перевода в гипсовый раствор глинистый раствор разбавляют водой до вязкости 30–35 с и за полный оборот раствора в скважине добавляют 1,1–1,7 % феррохромлигносульфоната ФХЛС, 0,15–0,30 % щелочи, а за следующий цикл – 1,2–1,5 % гипса и защитный реагент (КМЦ, ССБ). Гипсовый раствор устойчив к сульфатной и кальциевой агрессии.

Хлоркальциевые растворы применяются при бурении самораспускающихся неустойчивых глин, набухающих глинистых сланцев, аргиллитов. Наибольший ингибирующий эффект достигается при концентрации ионов кальция в растворе 2500–3500 мг/л. Кроме хлористого кальция, в растворе обязательно присутствие извести и лигносульфонатов, оптимальное соотношение между которыми составляет 1:3:3.

Для стабилизации раствора используют КМЦ в сочетании с КССБ. Известь применяется для регулирования щелочности раствора. Добавки каустической соды нежелательны, так как с $CaCl_2$ они образуют гашеную известь и содержание ионов Ca^{+2} в растворе снижается.

Малосиликатные глинистые растворы используют при бурении в осыпающихся аргиллитах и глинистых сланцах, солевых отложениях. Они оказывают крепящее действие на стенки скважины.

Состав раствора: 1,5–5 % жидкого стекла; 0,5–1 % КМЦ + + 3–5 % УЩР или 2–3 % ФХЛС.

Полимерные промывочные жидкости (ППЖ) представляют собой растворы водорастворимых полимеров: гипана, К-4, К-9, полиакриламида (ПАА), карбоксиметилцеллюлозы и др.

Полимерные жидкости обладают вязкостными свойствами, но низкими значениями статического напряжения сдвига и водоотдачи. Они образуют прочные изолирующие пленки на стенках скважины и поверхности бурильных труб, снижающие коэффициент трения.

Полимерные жидкости уменьшают гидравлические сопротивления при малых зазорах между бурильными трубами и стенками скважины, особенно при бурении комплексами ССК и КССК. Они позволяют применять форсированные режимы при алмазном бурении, сохраняют устойчивость стенок скважин при проходке довольно сложных геологических разрезов.

Технологическая схема приготовления ППЖ включает следующие операции: набухание полимера, его растворение с получением концентрированного раствора в скоростных мешалках, разбавление концентрированного раствора до требуемой рабочей концентрации.

Полиакриламид в воде очень плохо растворяется, поэтому его подвергают гидролизу. Гидролиз осуществляется в скоростных мешалках при энергичном перемешивании с горячим (90–95 °С) раствором каустической соды.

Количество (кг) NaOH для гидролиза ПАА вычисляется по формуле:

$$m = \frac{K}{n} C_1 Q,$$

где K – отношение сухого натра к количеству полимера в ПАА, $K = 0{,}6 \div 1{,}2$; n – коэффициент, зависящий от качества едкого натра в техническом продукте; C_1 – массовая концентрация, концентрация полимера в растворе, %; Q – общая масса гидролизуемого полимерного раствора, кг.

Содержание полимера в рабочей промывочной жидкости 0,1–0,5 %.

Полимерные промывочные жидкости по своим технологическим свойствам существенно превосходят воду и глинистые растворы: они в большой степени повышают устойчивость стенок скважины к воздействию потока жидкости, обеспечивают смазочный эффект, исключают прихваты бурового снаряда при длительных остановках его вращения, снижают гидродинамическое давление в кольцевом зазоре между поверхностями ствола скважины и бурового снаряда.

Сведения о реагентах, синтетических полимерах приведены в табл. 19.9.

Полимерно-глинистые растворы – растворы с добавкой небольших количеств полимеров. Использование их основано на селективном действии полимеров. Последние стабилизируют коллоидный комплекс глинистого раствора, в то же время коагулируя (флокулируя) менее коллоидную фракцию выбуренных пород. Полимерной обработке чаще подвергают бентонитовые растворы.

Водный раствор полимеров, даже малоконцентрированных, обладает структурой, поэтому введение полимеров позволяет получать оптимальные реологические свойства и фильтрационные характеристики глинистых растворов с содержанием гидратированной твердой фазы до 2–4 % (малоглинистые растворы МГР).

Таблица 19.9

Синтетические полимеры

Реагент	Исходные компоненты для получения реагента	Способ получения реагента. Химизм процесса	Товарный вид реагента, содержание сухого вещества	Влияние на глинистый раствор и примерная концентрация добавки на первичную обработку		Способ ввода реагента в глинистый раствор
				пресный (до 3–5 % NaCl)	соленый (свыше 5 % NaCl)	
Гидролизованный полиакрилонитрил (гипан-1, гипан-0,7)	Полиакрилонитрил (ПАН), NaOH	Щелочной гидролиз при 96–100 °С. Соотношение ПАН и NaOH равно 1:1 (при получении гипана-1) и 1:0,7 (гипана-0,7). Образование сополимеров–акрилата натрия, акриламида и акрилонитрила при оптимальном соотношении кислотно-амидного баланса. Придание продукту стабилизирующих свойств	Желтая вязкая жидкость с запахом аммиака, 10 %	Снижает водоотдачу, повышает вязкость (0,4–0,5 %)	Снижает водоотдачу (до 2%). Эти свойства у гипана-0,7 проявляются сильнее, чем у гипана-1.	В товарном виде при pH = 10÷12
Полиакриламид (ПАА)	Нитрил акриловой кислоты	Замена нитриловой группы акриловой кислоты на амидную с последующей полимеризацией в присутствии реагентов окислителей-восстановителей	Высоковязкая жидкость	Является сильным коагулятором. Может применяться для обработки глинистых растворов с низкой концентрацией твердой фазы		В товарном виде
Гидролизованный полиакриламид (РС-2)	Полиакриламид, триполифосфат натрия (ТПФН), NaOH	Гидролиз ПАА. В глиномешалку загружают 600 кг 8 %-ного раствора ПАА, 60 кг ТПФН, 60 кг NaOH и доливают водой до 4 м^3. Образование сополимера акриловой кислоты и амида, обладающих стабилизирующими свойствами	Высоковязкая жидкость (1–2 %)	Снижает водоотдачу, загущает глинистый раствор (0,5–2 %)		В водном растворе
РС-4	РС-2, Na_2CO_3, хроматы	Обработка РС-2, Na_2CO_3 и 0,01 % хроматов. Повышение устойчивости продукта к солям кальция, магния и т.п.	Высоковязкая жидкость	То же		

Продолжение табл. 19.9

Реагент	Исходные компоненты для получения реагента	Способ получения реагента. Химизм процесса	Товарный вид реагента, содержание сухого вещества	Влияние на глинистый раствор и примерная концентрация добавки на первичную обработку		Способ ввода реагента в глинистый раствор
				пресный (до 3–5 % NaCl)	соленый (свыше 5 % NaCl)	
Гидролизованный полиакрилонитрил К-4	Полиакрилонитрил	Щелочной гидролиз ПАН при 90–95 °С, 2ч. Придание продукту стабилизирующих свойств	"	"		В щелочном растворе
Метас	Метилметакрилат, метакриловая кислота, H_2SO_4, $K_2Cr_2O_7$	На первой стадии образуется метакриламид, который полимеризуется с метакриловой кислотой при 70–78 °С в кислой среде. Затем происходит отделение твердой массы и высушивание. Придание продукту стабилизирующих свойств и высокой термостойкости. Получение продукта в твердом виде	Рассыпчатый комковатый порошок (свыше 50 %)	"		То же
Гидролизованный полиакрилонитрил К-9	Полиакрилонитрил	Гидролиз ПАН при избытке щелочи при 95 °С. Придание продукту стабилизирующих свойств	Высоковязкая жидкость (1–2 %)	"		В водном растворе
Реагент М-14	Сополимер метакриловой кислоты с метакрилатом	–	Мелкогранулированный порошок белого цвета	Подобен метасу, но выше по термосолеустойчивости		То же
Метасол	Сополимер метакриловой кислоты с метакриламидом	–	То же	Подобен метасу. Оптимален при pH = 7÷8		"
Лакрис-20	Термостойкий сополимер метакриловой кислоты с метакрилатом в присутствии моноэтаноламина и щелочи	–	Порошок или мелкие гранулы белого или желтовато-белого цвета	Эффективно снижает водоотдачу пресных и насыщенных NaCl буровых растворов при температуре до 280 °С, pH раствора 8–10. Неэффективен при наличии Ca^{2+}, Mg^{2+}		В сухом виде или в водном растворе

В полимерных глинистых растворах используются полиакриламид (ПАА) и его гидролизованные разновидности РС-2, РС-4, метас, гипан, реагенты К-4, К-9, М-14 и другие вещества в количестве 0,05–0,50 % в пересчете на сухое вещество.

Полимерные глинистые растворы обладают хорошими смазочными свойствами, имеют пониженные гидравлические сопротивления, низкое поверхностное натяжение фильтрата, что благоприятно сказывается на буримости горных пород. Для усиления этих свойств в полимерные растворы вводят до 1 % ПАВ. При использовании гидролизованных полимерных реагентов дополнительно вводят 0,3–0,8 % кальцинированной соды.

Газожидкостные смеси (ГЖС). Применяются при бурении следующие их разновидности:

аэрозоли (туманы) – аэродисперсные системы, в которых непрерывной дисперсионной средой является воздух или газ, а дисперсной фазой – жидкость в виде мельчайших капелек. Плотность аэрозолей составляет 0,005–0,05 г/см^3;

аэрированная жидкость – система, в которой дисперсионную среду образует непрерывная жидкая часть, а воздух образует дисперсную фазу. Плотность аэрированной жидкости составляет 0,05–0,1 г/см^3;

пена – дисперсная система, состоящая из ячеек пузырьков воздуха (дисперсная фаза), разделенных пленками жидкости, являющейся непрерывной дисперсионной средой. Жидкие пленки, разделяющие пузырьки, образуют в совокупности пленочный каркас, служащий основой пены. Плотность пен составляет 0,05–0,1 г/см^3.

Области применения различных видов газожидкостных смесей можно разграничить следующим образом.

1. В слабосцементированных и водочувствительных глинистых породах при незначительных водопритоках рекомендуется использовать аэроэмульсии.

2. В поглощающих промывочную жидкость горных породах с интенсивностью поглощения до 5 м^3/ч рекомендуется применять аэрированные жидкости; с интенсивностью до 8–10 м^3/ч – пены.

Кроме того, пены рекомендуется применять при бурении по слабосцементированным, высокопористым породам; в безводных и засушливых районах; в карстовых зонах, в условиях многолетнемерзлых пород и в породах, склонных к набуханию. Получение пены основано на интенсивном смешивании водного раствора ПАВ – пенообразователя, который подается дозирующим насосом или дозатором, и потока сжатого воздуха, нагнетаемого компрессором.

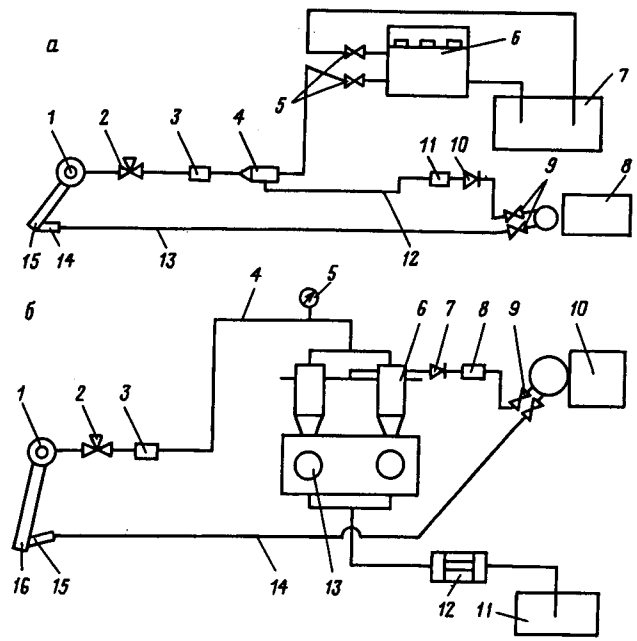


Рис. 19.10. Схемы обвязки скважины при бурении с пеной:
а – глубиной до 250 м: *1* – скважина; *2, 5* – трехходовые краны; *3* – прибор для определения кратности пены; *4* – пеногенератор; *6* – насос; *7* – емкость с раствором ПАВ; *8* – компрессор; *9* – кран; *10* – обратный клапан; *11* – расходомер воздуха; *12* – воздуховод к пеногенератору; *13* – воздухопровод к эжектору; *14* – эжектор; *б* – глубиной более 250 м: *1* – скважина; *2* – трехходовой кран; *3* – прибор определения кратности пены; *4* – нагнетательный трубопровод; *5* – манометр; *6* – дожимное устройство; *7* – обратный клапан; *8* – расходомер воздуха; *9* – кран; *10* – компрессор; *11* – емкость с раствором ПАВ; *12* – дозирующий насос; *13* – насос; *14* – трубопровод к эжектору; *15* – эжектор; *16* – отводной трубопровод

В настоящее время разработаны и применяются ряд технологических схем обвязки устья скважины оборудованием при бурении с пенами, которые применяются при определенных условиях. Создание таких схем направлено на получение хороших технико-экономических показателей при наиболее простой схеме генерации пены и подачи ее в скважину.

Наиболее рационально использовать при глубине скважины до 250 м насосно-компрессорную схему генерации пены при бурении (рис. 19.10, *а*).

При бурении глубоких скважин с пенами такая схема (рис. 19.10, *б*) диктует необходимость использования компрессоров, развивающих большое давление, когда бурение с пенами становится экономически нецелесообразным. В этом случае не-

обходимо применять специальное дожимное устройство для получения и нагнетания пены в скважину при использовании широко распространенных серийных компрессоров низкого давления (0,7 МПа). При бурении с пенами скважин глубиной до 1500 м используются дополнительный дозирующий насос на всасывающей линии. Состав пен подбирается в зависимости от свойств перебуриваемых пород, а также вида осложнений и может быть рекомендован в соответствии с данными, приведенными в табл. 19.10.

Таблица 19.10

Области применения

Условия бурения	Состав промывочной жидкости, подлежащей вспениванию	Концентрация компонентов, %
Устойчивые осадочные породы	Сульфонол	0,5–0,8
	Вода	Остальное
Устойчивые доломиты, известняки	Сульфонол, ОП-10	0,3; 2–3
	Вода	Остальное
Глинистые породы (аргиллиты, сланцы)	Сульфонол	0,5
	ГППА	0,1
	Вода	Остальное
Неустойчивые дробленые породы	Глинопорошок	2–3
	Na_2CO_3	0,2
	КМЦ	0,3
	Сульфонол	0,5
	Вода	Остальное
Водоприток	Глинопорошок	4–5
	Na_2CO_3	0,2–0,3
	КМЦ	0,3
	Сульфонол	0,5–1,0
	Вода	Остальное
Отрицательные температуры	Сульфонол	0,5–1,0
	КМЦ	0,25–0,5
	$CaCl_2$	2–7
	NaCl	3–10
	Вода	Остальное
Зоны тектонических нарушений (с тектонической глинкой трения)	Глинопорошок	5–6
	Na_2CO_3	0,1
	Жидкое стекло	0,1
	ГППА	0,7–1,0
	Сульфонол	0,4–1,0
	Вода	Остальное

К ПАВ относятся также вещества, которые способны концентрироваться на межфазных границах. Характерным свойством ПАВ является их дифильность, т.е. наличие у каждой молекулы гидрофильных (полярных) и гидрофобных (неполярных) групп. Это означает, что гидрофильная часть молекулы ПАВ более активно взаимодействует с молекулами воды, а гидрофобная – с молекулами воздуха, неполярной жидкостью

или твердым телом. Это также определяет стремление молекул ПАВ к концентрации на межфазных границах раздела и определенной их ориентации.

В состав молекул ПАВ входят следующие гидрофильные группы:

гидроксильная – COOH;
карбоксилатная – COOMe, Me – атом металла;
сульфонатная – SO_3Me;
сульфатная – SO_4Me;
фосфатная – PO_3Me;
аминогруппа – NH_2;
оксиэтильная – CH_2, CH_2O и др.

Наиболее часто в отечественной практике рекомендуется использовать сульфонол в качестве пенообразователя. В качестве добавок, улучшающих свойства пены, можно применять хлористый алюминий и азотнокислый натрий, КМЦ и мылонафт, желатин и гидроксид лития.

Эффективным пенообразователем в условиях поступления высокоминерализованных пластовых вод является анионактивное ПАВ ДС-РАС. При увеличении концентрации хлорида натрия в воде необходимо повышать концентрацию пенообразования ДС-РАС для возрастания устойчивости пен. Дальнейшее повышение устойчивости пены достигается за счет введения стабилизаторов (КМЦ, крахмал, костного клея, технического желатина). Кроме того, для повышения пенообразующей способности растворов ДС-РАС и стабильности пены к ним рекомендуется добавлять сульфонат никеля и кальцинированную соду в массовом соотношении, %: ДС-РАС – 1–2; сульфат никеля 0,5–1,0; кальцинированная сода 1–2; вода – остальное.

В лаборатории промывки и крепления скважины (ВИТР ВПО "Геотехника") создана композиция пенообразователя пенол-1.

По составу пенол-1 состоит из смеси натриевых солей органических сульфокислот, оксиэтилированных жирных спиртов или оксиэтилированных алкилфенолов, лигносульфоната аммония, моноэтаноламида жирных кислот и других веществ. Рекомендуемые соотношения компонентов в составе пенол-1 приведены в табл. 19.11.

Определенные в таблице композиционные составы пенол-1 по внешнему виду представляют собой жидкости темно-коричневого цвета с температурой застывания от –4 до –6 °С, с pH = 8,15÷8,50. При добавлении рабочей концентрации (0,5 %) пенола-1 в воду с минерализацией NaCl до 5 % (объем рас-

Таблица 19.11

Соотношение компонентов

Компоненты	Массовое соотношение компонентов по рекомендуемым составам %						
Натриевые соли сульфокислот	19,0	26,0	40,0	29,0	40,0	40,0	45,0
Синтанол АСЦЭ12	15,0	10,0	15,0	12,0	–	–	10,0
Синтанол ДС-10	–	–	–	–	10,0	–	–
ОП-10	0	0	0	0	0	10,0	–
Моноэталоамиды (фракций C_{10}–C_{16})	3,0	5,0	4,0	7,0	4,0	4,0	–
Лигносульфонат аммония	2,0	3,5	3,0	2,5	5,0	3,0	5,0
Едкий натр	0,2	–	–	0,1	–	–	–
Вода	Остальное						

твора 50 см^3) вспениваемость (через 30 с) составляет 310–340 см^3 при довольно стабильной пене через 30 мин после вспенивания.

19.5. 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.

РАСЧЕТ ПАРАМЕТРОВ ПРОДУВКИ И ВЫБОР 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

$$Q = 47{,}1KK_1(D - d)V, \qquad (19.1)$$

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

$$K_1 = \sqrt{\frac{p_з}{p_0}}; \qquad (19.2)$$

D – диаметр скважины с учетом его увеличения вследствие разработки, м; d – диаметр бурильных труб, м; v – скорость восходящего потока воздуха, м/с; $p_з$ – давление в призабойной зоне кольцевого пространства скважины, Па; p_0 – атмосферное давление на поверхности, Па, $p_0 = 10^5$ Па.

Расчет давления воздуха при продувке скважины проводится по методике, предложенной Б.Б. Кудряшовым.

Поскольку потери давления воздуха зависят от скорости движения и плотности, которая является функцией давления и меняется по длине потока, то расчет давления производится в направлении, обратном движению воздуха, начиная с выходной линии от заранее известного атмосферного давления. При этом весь путь движения воздуха разбивается на участки, отличающиеся своим расположением и сечением канала потока.

Для горизонтального участка нагнетательной линии потери напора

$$p_к = \sqrt{p_н + \lambda a l}. \qquad (19.3)$$

Для восходящего потока в кольцевом пространстве

$$p_к = \frac{\sqrt{p_н^2 + \lambda(1 + K_г\mu)al} + p_н(1+\mu)bl}{1-(1-\mu)bl}. \qquad (19.4)$$

Для нисходящего потока воздуха по колонковой трубе, утяжеленным и бурильным трубам

$$p_к = \frac{\sqrt{p_н^2 + \lambda a(l + l_э)} - p_н bl}{1 + bl}, \qquad (19.5)$$

где

$$a = \frac{G^2 RT}{D_э F^2}; \qquad (19.6)$$

$$b = \frac{g \sin\beta}{2RT}; \qquad (19.7)$$

$p_н$, $p_к$ – давления в начале и конце участка по ходу расчета, Па; G – массовый расход воздуха, кг/с; R – газовая постоянная для воздуха, R = 287 Дж/(кг·к); T – средняя температура в скважине, K; $D_э$ – эквивалентный диаметр канала, м (для кольцевого пространства $D_э = D - d$, для круглого сечения $D_э = d$); β – угол наклона скважины к горизонту, градус; l – длина участка потока, м; g – ускорение свободного падения, м/с^2; F – площадь сечения канала, м^2; λ – безразмерный коэффициент аэродинамического сопротивления для любого участка постоянного сечения, рассчитывается по формуле Веймута:

$$\lambda = 0{,}009407/\sqrt[3]{D_э}; \qquad (19.8)$$

$\mu = G_п/G$ – расходная концентрация шлама в потоке воздуха; $G_п$ – масса породы, выносимой с забоя скважины, кг/с,

$$G_п = \frac{\pi}{4}\left(D_с^2 - \frac{B_к}{100}D_к^2\right)\rho v_м; \qquad (19.9)$$

$B_к$ – выход керна, %; $D_к$ – диаметр керна, м; $D_с$ – диаметр скважины, м; ρ – плотность горной породы, кг/м^3; $v_м$ – механическая скорость бурения, м/ч; $K_г$ – безразмерный коэффициент Гастерштадта (определяется в зависимости от вида породоразрушающего инструмента: для алмазных коронок и долот $K_г$ = = 1÷1,5; для шарошечных, лопастных долот и пикобуров $K_г$ = = 1,5÷2; значения $K_г$ в указанных пределах нужно принимать тем больше, чем мягче порода и крупнее шлам); $l_э$ – длина бурильных труб, аэродинамические потери давления на которой эквивалентны потерям давления на преодоление местных сопротивлений в соединениях бурильной колонны,

$$l_э = \frac{d_1 n \xi}{\lambda}; \qquad (19.10)$$

n – число местных сужений; ξ – безразмерный коэффициент местного сопротивления,

$$\xi = a[(d_1/d_2)^2 - 1]^2; \qquad (19.11)$$

a – опытный коэффициент, a = 2 – для труб муфтозамкового соединения, a = 1,5 – для ниппельного соединения; d_1 – внутренний диаметр бурильных труб, м; d_2 – диаметр наименьшего проходного канала в соединении, м.

Массовый расход воздуха

$$G = \frac{Q \times p_0}{60RT}.$$

При расчете потерь давления в начале рассчитываются потери давления на горизонтальном участке выходной линии по формуле (19.3). В качестве начального давления подставляется атмосферное давление $p_н = p_0 = 10^5$ Па. Найденное по формуле (19.3) конечное давление подставляется в формулу (19.4) для восходящего потока в качестве начального давления ($p_н$). Если скважина имеет ступенчатую конструкцию, то расчет потерь давления ведется для каждой ступени.

Конечное давление на участке между колонковой трубой и стенками скважины принимается за забойное ($p_з$).

Потери давления в нагнетательном шланге и поверхностной нагнетательной линии определяются по формуле (19.3) и дают абсолютное суммарное давление на ресивере компрессора.

Таблица 19.12

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

Приведенные расчетные зависимости принимают для случая бурения по необводненным условиям.

На основании аэродинамических расчетов выбирают компрессор (табл. 19.12) с запасом по расходу и давлению воздуха на 15–20 % на случай борьбы с возможными осложнениями.

ТЕХНОЛОГИЯ БУРЕНИЯ СКВАЖИН 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. 15.4.

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 водопритоках до 10 % образующегося в единицу времени шлама последний начинает слипаться, что может привести к зашламованию скважины. Основная мера борьбы с этим осложнением – увеличение расхода воздуха, что способствует полному выносу шлама. При водопритоках от 10 до 35 % шлама последний налипает на стенки скважины и бурильные трубы, образуются сальники, происходят затяжки и обрывы инструмента при подъеме. При водопритоках свыше 35 % шлама сальники не образуются. 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, ОП-7.

При бурении по многолетнемерзлым породам важным фактором становится температура сжатого воздуха. Принудительное охлаждение воздуха от 5 до –10 °С полностью устраняет осложнения, связанные с растеплением стенок скважин и с их обвалами в процессе бурения.

19.6. СПОСОБЫ ОЧИСТКИ ПРОМЫВОЧНЫХ ЖИДКОСТЕЙ

В процессе бурения осуществляется многократная циркуляция, промывочной жидкости, в результате чего частицы выбуренной породы выносятся на поверхность (рис. 19.11). Крупные частицы обычно оседают в желобах и отстойниках, а мелкие частицы вновь попадают с промывочной жидкостью в скважину. Накопление шлама в растворе существенно ухудшает качество промывочной жидкости. Осо-

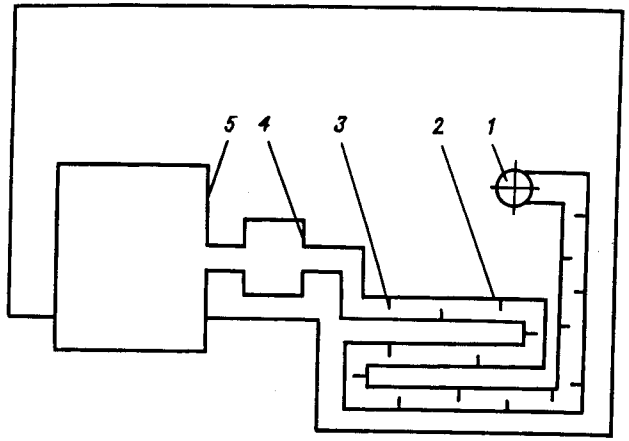


Рис. 19.11. Общая схема циркуляционной системы:
1 – устье скважины; *2* – желоб; *3* – перегородка; *4* – отстойник; *5* – приемная емкость

бенно 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.

Поэтому промывочную жидкость стараются очищать от бурового шлама, применяя различные способы.

В разведочном бурении в настоящее время применяются следующие метод очистки:

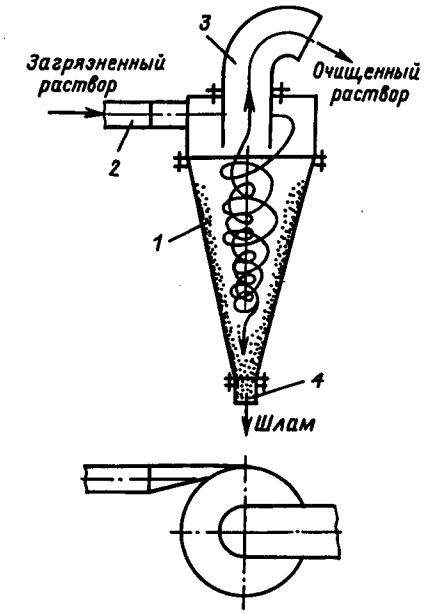
1) естественные – в желобной системе и отстойниках;

2) принудительные с помощью вибрационных сит, гидроциклонов, илоотделителей. В ряде случаев применяют физико-химические методы с помощью реагентов-флокулянтов.

Желоба часто прокладываются непосредственно в грунте или изготавливаются из досок или листового железа. Сечение желобов 200×300 мм, длина колеблется от 15 до 20 м. Оседание частиц шлама в желобах происходит под действием силы тяжести, и 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 длине желоба.

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

Рис. 19.12. Схема гидроциклона



очистки раствора от шлама по длине желоба устанавливают перегородки через 1–2 м.

Естественный способ очистки недостаточно эффективен для вязких глинистых растворов, при котором очищается только до 20 % шлама. Очистка желобов от шлама производится вручную, при этом теряется до 10–15 % раствора и загрязняется территория около буровой вышки.

Механический способ очистки с помощью выбросит не нашел применения при разведочном колонковом бурении ввиду отсутствия транспортабельных и малогабаритных вибросит. В основном вибросита выпускаются для глубокого бурения на нефть и газ.

Гидравлическая очистка промывочных жидкостей от шлама осуществляется на гидроциклонах.

Гидроциклон (рис. 19.12) состоит из верхней короткой цилиндрической части и нижней удлиненной конусной части *1* с углом конусности 10–20°. Из внутренней полости гидроциклона 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 отбрасываются к периферийной части конуса и по спирали опускаются под действием силы тяжести и проходят через песковой насадок *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 степень его очистки ухудшается.

Минимальный размер частиц, отделяемых в гидроциклоне, не менее 0,02 мм.

Качество очистки раствора от шлама оценивается по коэффициентам очистной способности K_o и эффективности очистки K_c.

Коэффициент очистной способности представляет собой отношение содержания "песка" в исходном растворе $П$ к содержанию "песка" в очищенном растворе $П_o$:

$$K_o = П/П_o.$$

Коэффициент эффективности очистки определяется по формуле

$$K_c = \frac{П - П_o}{П} 100\,\%.$$

В настоящее время серийно выпускается гидроциклонная установка ОПР-1, разработанная ВИТРом, которая очищает раствор от шлама крупностью до 0,05 мм. При использовании ОПР-1 устье скважины герметизируется и промывочная жидкость, выходящая из скважины, направляется по трубопроводу в гидроциклон, где очищается и отводится в приемную емкость. Установка имеет три сменных циклона производительностью 25, 60 и 100 л/мин.

20 ОСОБЕННОСТИ БУРЕНИЯ СКВАЖИН НА ВОДУ*

Одна из важнейших современных мировых проблем – рост потребления воды, приводящий, с одной стороны, к интенсификации поиска, разведки и эксплуатации как мелких, так и глубоко залегающих месторождений подземных пресных, минеральных и термальных вод, а с другой – к истощению эксплуатируемых водоносных горизонтов, что обусловлено и работами по осушению площадей при разработке отдельных месторождений полезных ископаемых. В связи с истощением водоносных горизонтов возникла проблема инфильтрации поверхностных вод в пласт для их очистки и дальнейшего использования, а также с целью захоронения загрязненных вод. Все это в настоящее время и определяет основное назначение и типы скважин на воду (табл. 20.1), глубину их заложения и в целом объемы буровых работ.

При отсутствии месторождения полезных ископаемых используют: водопонизительные скважины, оборудуемые фильтрами и погружными насосами, постоянной откачкой воды из которых обеспечивается водопонижение до требуемых отметок; водопоглощающие скважины, с помощью которых осушение достигается сбросом вод верхнего водоносного горизонта в нижний, залегающий под пластом полезного ископаемого; скважину-сквозной фильтр, служащую для осушения песчаных водоносных пород, залегающих над кровлей горной выработки более чем на 12–15 м. Из горных выработок для осушения можно использовать скважины, забивной фильтр, вакуум-фильтр и др., для осушения бортов карьеров и отвалов – вертикальные иглофильтры, а также горизонтальные скважины (дрены). Скважины на воду могут быть одиночными или объединенными в группы.

*По А.М. Яковлеву.

Таблица 20.1

Типы и назначение скважин (по Д.Н. Башкатову)

Тип скважин	Вид исследований и работ
Поисково-картировочные	Поисково-съемочные работы, картирование в мелких масштабах
Разведочные	Предварительная разведка подземных вод
Разведочно-эксплуатационные	Детальная и эксплуатационная разведка подземных вод
Эксплуатационные	Водоснабжение
Водопонизительные (дренажные)	Понижение уровня подземных вод при строительстве, разработке полезных ископаемых, на сельскохозяйственных работах
Наблюдательные	Разведка подземных вод, многолетние режимные наблюдения
Нагнетательные	Захоронение промышленных отходов

Особый вид водозаборного сооружения – лучевой водозабор. Это устройство состоит из горизонтальных одно- или многоэтажных радиально расположенных лучей-водозаборов, по которым вода поступает в центральный водосборный колодец. Длина одного луча – от 15 до 100 м и более, а их общая длина – до 1000 м и более; средний диаметр скважины-луча – от 200 до 300 мм; диаметр водосборного колодца – от 2,2 до 7 м, глубина – от 8 до 30 м и более. Лучевые водозаборы находят применение при разведочно-эксплуатационных работах. В случае использования подземных вод для питьевого водоснабжения требования к ним устанавливаются в соответствии с действующими ГОСТ 18963–73 и 3351–74.

20.1. СПОСОБЫ БУРЕНИЯ 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 – шнековым и ковшовыми бурами и бескерновым способами.

В настоящее время наибольшее распространение получило вращательное бурение, производительность которого в 3–5 раз выше производительности ударно-канатного. Его рекомендуется применять в районах с изученными гидрогеологическими условиями для вскрытия артезианских (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 к скважине. Однако применение специальных растворов и новой технологии вскрытия водоносных горизонтов делает данный способ бурения скважин на воду наиболее эффективным.

В районах, недостаточно изученных в гидрогеологическом отношении, с низким пластовым давлением, где сложно организовать подачу воды к установкам вращательного бурения, или там, где последнее затруднено климатическими условиями (необходимостью утепления буровых), а также при бурении скважин с большим начальным диаметром (500 мм и более) применяется ударно-механическое бурение на воду. Преимущество этого способа в том, что вскрываемые водоносные горизонты не засоряются и не кольматируются циркулирующим по скважине промывочным раствором. Наблюдение за уровнем воды в скважине в процессе бурения позволяет своевременно обнаружить водоносный горизонт. Погрешность в установлении водоносного горизонта этим способом составляет ±0,5–1 м. При этом легко устанавливаются все вскрываемые водоносные горизонты, обеспечивается высокое качество опробования водоносного пласта. Ударно-механический способ позволяет получить большие дебиты, чем вращательный способ с промывкой глинистым раствором. 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 повлиять на снижение дебита скважины.

При сооружении скважин на воду с помощью ударно-канатного станка проводят следующие операции: разрушение породы на забое, очистку скважины от бурового шлама и крепление стенок скважин обсадными трубами. Они разделены во времени, к тому же производительное время работы 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 начальным диаметром 200–900 мм и глубиной 100–150 м.

Известны буровые установки, обеспечивающие проходку скважин роторным (с навесным вращателем) и ударным способами.

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.

20.2. ВСКРЫТИЕ ВОДОНОСНЫХ ГОРИЗОНТОВ И ОБОРУДОВАНИЕ СКВАЖИН ФИЛЬТРАМИ ПРИ ВРАЩАТЕЛЬНОМ БУРЕНИИ

К вскрытию водоносного горизонта приступают после завершения всех работ, связанных с сооружением скважины до его кровли, 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 применяемого 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.

Таблица 20.2

Область применения фильтров

Водоносные породы	Применяемые фильтры
Полускальные неустойчивые, щебенистые и галечниковые породы с преобладающей крупностью частиц щебня и гальки от 20 до 100 мм, более 50 %	Трубчатые с круглой и щелевой перфорацией, стержневые
Гравий, гравелистый песок с крупностью частиц от 1 до 10 мм с преобладающей крупностью частиц от 2 до 5 мм, более 50 %	Трубчатые с круглой и щелевой перфорацией, с водоприемной поверхностью из проволочной обмотки или из штампованного стального листа; стержневые с обмоткой проволокой из нержавеющей стали или из штампованного листа
Пески крупные с преобладающей крупностью частиц 1–2 мм, более 50 %	Трубчатые с щелевой перфорацией, с водоприемной поверхностью из проволочной обмотки, штампованного листа или сетки квадратного плетения; стержневые с водоприемной поверхностью из проволочной обмотки, стального штампованного листа или сетки квадратного плетения
Пески средние с преобладающей крупностью частиц 0,25–0,5 мм, более 50 %	Трубчатые и стержневые из сетки гладкого (галунного) плетения; трубчатые и стержневые с однослойной гравийной обсыпкой (гравийные)
Пески мелкие с преобладающей крупностью частиц 0,1–0,25 мм, более 50 %	Трубчатые и стержневые с одно-, двух- или трехслойной песчаной или песчано-гравийной обсыпкой (гравийные), блочные

Под фильтром обычно понимают специальное устройство, устанавливаемое в скважине против водоносного горизонта, которое обеспечивает свободный доступ внутрь скважины чистой, без примесей, воды и одновременно предохраняет ствол скважины от обрушения. Фильтры устанавливают только в неустойчивых породах. В скважину спускают фильтровую колонну, состоящую из надфильтровой части, собственно фильтра (рабочей части) и отстойника с пробкой. Отстойник служит для осаждения прошедших через рабочую часть фильтра частиц породы.

Все существующие фильтры можно разделить на дырчатые, или щелевые, сетчатые, гравийные и гравитационные. Для различных водоносных горизонтов рекомендуется подбирать фильтры в соответствии с СНиП-11-31–74 (табл. 20.2).

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 после-

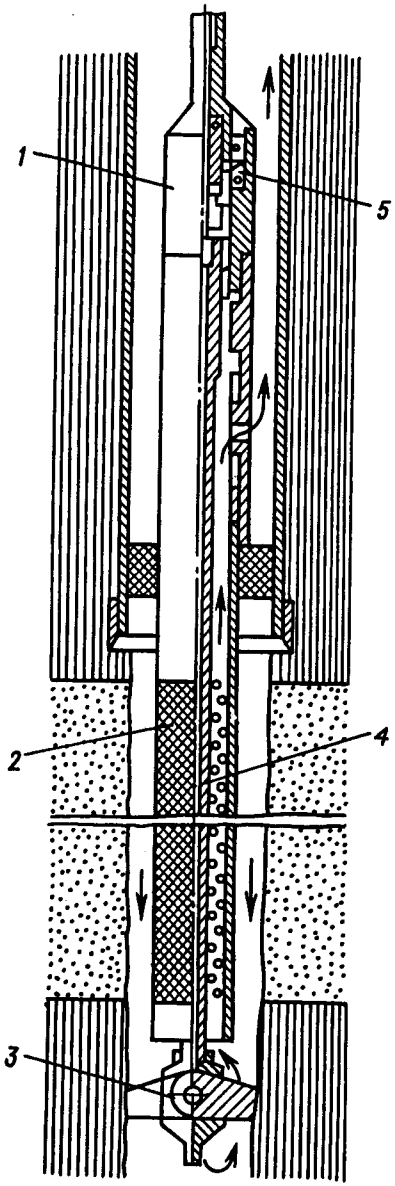


Рис. 20.1. Схема установки фильтра: *1* – отсоединитель; *2* – фильтровая колонна; *3* – долото-расширитель; *4* – бурильные трубы; *5* – упорный подшипник

довательно – 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 способами и др.

Гидромеханический способ основан на использовании специальных долот-расширителей лопастного типа (рис. 20.1). Спускаемый в скважину фильтр подвешивают с помощью переходника-отсоединителя на бурильных трубах, и при спуске последних 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.

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. 20.2).

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. 20.3, *а*) Вода, поступающая в расширитель, размывает стенки скважины в зоне водоносного горизонта, образуя искусственную камеру. После установки фильтра в зафильтровое пространство (камеру) загружают песчано-гравийный материал. Бурильные трубы отсоединяют от фильтра с помощью левого переходника, после чего вместе с гидротурбинным расширителем их извлекают из скважины.

При большой глубине скважин и вскрытии водоносного горизонта, характеризующегося высоким дебитом и напором,

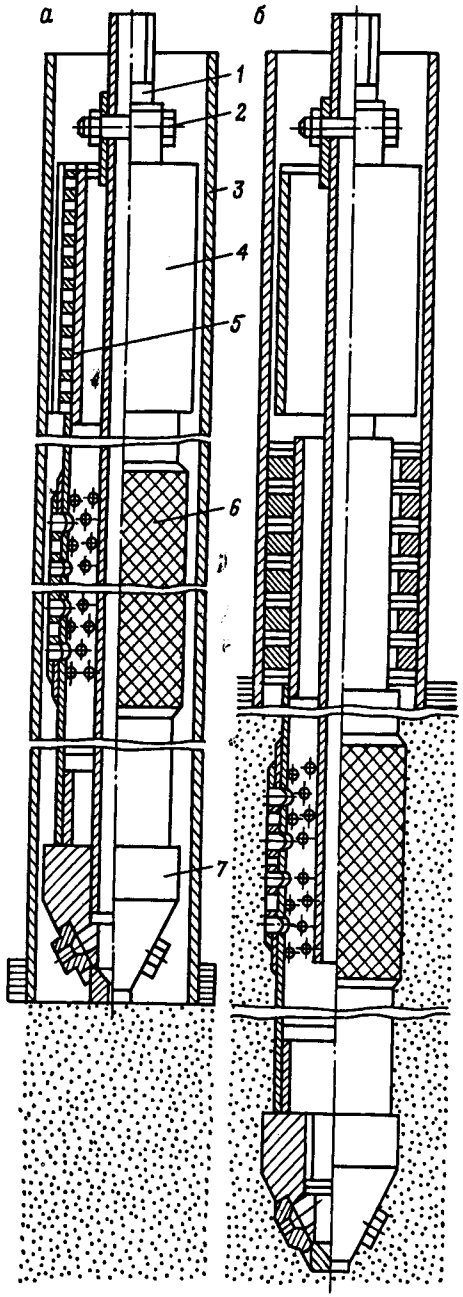


Рис. 20.2. Схема спуска фильтра с размывом и расхаживанием:
а – до установки фильтра: *1, 3* – бурильные и обсадные трубы соответственно; *2* – винт; *4* – кожух; *5* – сальник; *6* – фильтр; *7* – гидромониторная насадка; *б* – после установки фильтра

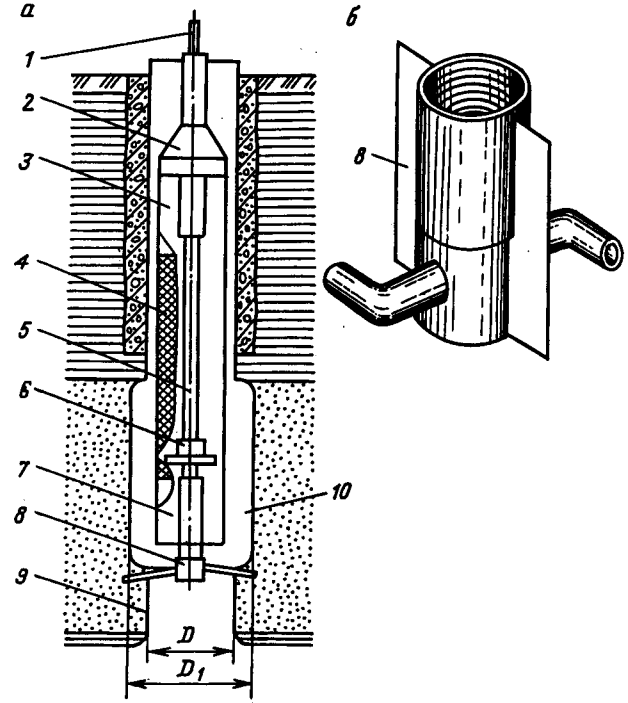


Рис. 20.3. Схема гидротурбинного способа установки фильтра (*а*) и гидротурбинный расширитель (*б*):
1 – бурильная труба; *2* – левый переходник; *3* – надфильтровая труба; *4* – фильтр; *5* – труба; *6* – центратор; *7* – отстойник фильтра; *8* – гидравлический турбинный расширитель; *D* – первоначальный диаметр скважины; D_1 – расширенный интервал скважины

расширитель оставляют в скважине. В этом случае переходник-отсоединитель бурильных труб устанавливают в башмаке отстойника.

Устройство гидротурбинного расширителя показано на рис. 20.3, *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 скважину, 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; создание скважины большого диаметра позволяет значительно увеличить ее 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 все время поддерживать на отметке устья. Допустимой разностью напоров между статическим и гидродинамическим уровнями воды считается 3 м. Бурение этим способом ведут 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.

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 пласт с водой тонких твердых частиц, которые могут адсорбироваться породой продуктивного пласта или механически ею удерживаться, а также в результате 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 кольматанта для получения промывочных растворов, так и к параметрам последних.

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 данного 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), 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 легче могут быть 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 расстояния и интенсивности проникновения жидкости в пласт необходимо снижать плотность раствора и увеличивать его структурные показатели.

Плотность раствора можно снижать, используя высокосортные бентонитовые глинопорошки с расходом их на 1 $м^3$ 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 пород 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.

Толщина формирующейся на стенках скважины глинистой корки зависит от показателя фильтрации раствора и скорости движения его в скважине. Удаление глинистой корки при разглинизации тем труднее, чем она плотнее. Твердость плотной глинистой корки у поверхности песка составляет 490–980 кПа по Бриннеллю, рыхлый – 98 кПа. Для размыва плотной глинистой корки необходимо создавать высокие скорости потока жидкости, так как при $v < 0{,}8$ м/с размыва корки может и не происходить. Видимо, более желательны в этом случае тонкие, но рыхлые глинистые корки.

Для сохранения большей проницаемости пласта необходимо строгое соблюдение определенного комплекса профилактических мер при вращательном бурении с промывкой. Метод вскрытия считают эффективным в том случае, если он обеспечивает наименьшую кольматацию пород водоносного горизонта.

ВИДЫ ПРОМЫВОЧНЫХ АГЕНТОВ, ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ДЛЯ ВСКРЫТИЯ ВОДОНОСНЫХ ГОРИЗОНТОВ

В качестве циркуляционных сред используют техническую воду, малоглинистые, полимерглинистые, полимерные, безглинистые, меловые и саморазрушающиеся растворы.

При вскрытии водоносных горизонтов, представленных мелко- и среднезернистыми песками с коэффициентом фильтрации до 20 м/сут, и при глубине уровня воды от устья скважины до 3 м применяют техническую воду. Крупнозернистые и грубообломочные породы вскрываются с промывкой водным раствором гипана (3–5 %); плотность такого раствора составляет $(1{,}02 \div 1{,}06)10^3$ кг/м^3, а условная вязкость – до 70 с. Разнозернистые пески вскрываются с промывкой стабильным глинистым раствором, получаемым из высококачественных бентонитовых глин (4–6 %) с добавкой реагента-стабилизатора (например, 1–2 % КМЦ и др.). Применяемые химические реагенты должны быть нетоксичными и биологически нестойкими, не взаимодействовать с пластовыми водами, а в случае взаимодействия не загрязнять и не закупоривать поры

и трещины пород продуктивных горизонтов. Следует избегать применения щелочных препаратов, способствующих гидратации и диспергированию частичек глин в продуктивном горизонте и тем самым снижающих его проницаемость.

Для мелко- и разнозернистых песков с включением гравия рекомендуются меловые растворы следующего состава: 5–30 % мела, 8–10 % УШР, 0,6–0,8 % КМЦ, имеющие плотность $(1{,}06 \div 1{,}2)10^3$ кг/м^3, условную вязкость от 30 до 75 с, показатель фильтрации до 2 см^3 за 30 мин. Достоинством их считается простота удаления кольматанта при солянокислотной обработке, основным недостатком – высокая стоимость по сравнению с глинистыми растворами.

Для вскрытия слабонапорных тонко- и среднезернистых песков применяют самораспадающиеся растворы, например крахмальные, содержащие модифицированный крахмал в количестве 4–5 % (по массе). Они имеют плотность $(1{,}01 \div 1{,}02)$ 10^3 кг/м^3, вязкость 18–20 с и показатель фильтрации 12 см^3 за 30 мин. Крахмальный раствор разрушается за 3–4 сут или за 4–6 ч в случае дополнительной обработки призабойной зоны специальными ускорителями. Самораспадающиеся растворы обеспечивают снижение затрат времени и средств на освоение водоносного горизонта, позволяют сохранить проницаемость пород.

С этой же целью применяют растворы без твердой фазы с картофельной мезгой (она содержит до 60 % крахмала и до 25 % клетчатки). Такой раствор состоит из мезги – 2,5–3 %, едкого натра – до 15 %, УЩР – до 3–6 % и имеет плотность $(1{,}02 \div 1{,}03)10^3$ кг/м^3, условную вязкость 30–250 с и показатель фильтрации 2–6 см^3 за 30 мин.

Начальное статическое напряжение сдвига, как правило, имеет нулевое значение. Ускоренное разрушение раствора достигается закачиванием в пласт цитологических и амилолитических ферментов (в %): амилаза 0,4–0,6, оризина ПК 0,01–0,2, циторезамина 0,1–0,4 или дигитамина 0,2–0,8.

При вскрытии трещиноватых пород применяют растворы и газожидкостные смеси; используемые для этой цели ПАВ должна быть биологически нестойкими и не вызывающими загрязнения продуктивного горизонта.

Достижение максимальной водозахватной способности скважины при вращательном бурении с промывкой возможно только при соблюдении комплекса профилактических мер и требований к приемам вскрытия водоносного горизонта и при последующем эффективном его освоении (разглинизации).

ВСКРЫТИЕ ТЕРМАЛЬНЫХ ВОД

Для сооружения геотермальных скважин применяют только вращательное бурение с промывкой и реже с продувкой сжатым воздухом, аэрированным раствором, пеной.

Охлаждение промывочных растворов на поверхности обеспечивается увеличением объема циркуляционной системы и общего количества циркулирующего раствора; защиты циркуляционной системы от прямого действия солнечных лучей; искусственным охлаждением циркуляционного раствора в градирнях (малоэффективно), в охлаждающих башнях, вентиляторами с подачей охлажденного воздуха на вибросито, машинным холодом. Температуру охлажденного раствора следует доводить до 20–30 °С.

Перед вскрытием водоносного пласта старый раствор заменяют новым. Скважину промывают водой до полного удаления шлама и кольматанта предыдущего раствора. Оптимальный расход промывочной жидкости устанавливается из расчета, что скорость восходящего потока должна быть не менее 0,7 м/с. Устье скважины оборудуют специальной противовыбросовой аппаратурой, изготовленной из противокоррозийных и термостойких материалов, по опыту работы в нефтегазовой и химической промышленности с горячими (до 300 °С) коррозионными рассолами.

ВСКРЫТИЕ МИНЕРАЛЬНЫХ ВОД

При поиске и разведке артезианских минеральных вод глубина скважин, как правило, от 100 до 1000 м и более. Неглубокими скважинами вскрывают холодные железистые и радоновые воды. Скважины глубиной более 1000 м каптируют минеральные воды (сероводородные, углекисло-сероводородные, солянощелочные, сульфидные, азотные и др.).

Скважины часто промывают минерализованной водой того же состава, что получена из соседних скважин. На ней же готовят глинистые и другие растворы. Следует иметь в виду, что некоторые реагенты, например КМЦ, запрещается использовать на эксплуатируемых месторождениях. При бурении скважин в этих условиях предъявляются высокие санитарно-гигиенические требования к промывочным и тампонажным растворам, ко всему рабочему инструменту и оборудованию, к циркуляционной системе и т.д. Должны быть приняты меры для предупреждения попадания промывочной

жидкости в эксплуатируемый водоносный горизонт, предотвращения грифонообразования и надежной герметизации устьевого оборудования скважин. В связи с этим бурильные и обсадные трубы тщательно обмывают и хлорируют перед спуском в скважину. Складировать их необходимо на специальных стеллажах.

Параметры промывочной жидкости, и в первую очередь ее плотность, выбирают с учетом пластового давления. В условиях Северного Кавказа применяют промывку скважин по методу сбалансированного давления, т.е. при равенстве гидростатического и пластового давлений.

ВСКРЫТИЕ ВОДОНОСНЫХ ГОРИЗОНТОВ В РАЙОНАХ РАСПРОСТРАНЕНИЯ МНОГОЛЕТНЕЙ МЕРЗЛОТЫ

В районах Крайнего Севера и Северо-Востока страны водозаборы на глубокозалегающие подмерзлотные воды сооружают с помощью буровых скважин пока еще редко. При необходимости рекомендуются вращательный, ударный и пневмоударный способы.

В качестве промывочной среды используют безглинистые и глинистые растворы с противоморозными добавками, а также аэрированные растворы и пены. Безглинистые низкотемпературостойкие промывочные жидкости состоят из водного полимера (полиакриламида ПАА, гипана, модифицированного крахмала КР, карбоксилметилцеллюлозы КМЦ-500) с противоморозной добавкой NaCl. Пример состава раствора 4 % ПАА +10 % NaCl или 8 % ПАА + 6 % NaCl. Меняя содержание ПАА, можно регулировать вязкость водного полимерсолевого раствора. Температура его замерзания составляет –7 °С.

Водоносный горизонт следует вскрывать только с применением крахмально-солевых растворов.

Глинистые растворы рационально готовить из высокосортных глинопорошков с расходом их на 1 $м^3$ не более 40–70 кг. В качестве противоморозной добавки в раствор следует вводить кальцинированную соду. Для стабилизации такого раствора необходимо применять 1,5–2 % КМЦ или 1–3 % КССБ. В последнем случае можно получить аэрированный малоглинистый низкотемпературостойкий раствор. Возможный его состав (в %): глинопорошок 6, кальцинированная сода 10, КМЦ 2. Параметры раствора: плотность $1{,}13 \cdot 10^3$ $кг/м^3$; условная вязкость 29 с; показатель фильтрации 4 $см^3$ за 30 мин; толщина корки 0,2 мм; предельное значение статического на-

пряжения сдвига за 1 и 10 мин 0,2 и 0,6 Па; температура замерзания –3,6 °С.

При бурении с пеной степень аэрации воды с противоморозной добавкой NaCl составляет 100–300, количество вводимого ПАВ не превышает 0,5–1 %. В качестве поверхностно-активного вещества используют композиции неионогенного вещества с анионактивным, например синтанол с сульфонолом, реже применяют одно неионогенное или анионактивное ПАВ. При использовании одного анионактивного ПАВ раствор его должен быть увеличен. Использование ПАВ при вскрытии водоносного горизонта возможно только в том случае, если нет особых ограничений на их применение.

В остальном технологию бурения выбирают в полном соответствии с типом пород и применяемого породоразрушающего бурового инструмента.

20.3. КОНСТРУКЦИИ СКВАЖИН НА ВОДУ ПРИ ВРАЩАТЕЛЬНОМ БУРЕНИИ И ОБОРУДОВАНИЕ ИХ УСТЬЯ

Скважины на воду могут быть фильтровыми и бесфильтровыми при соотношении примерно 1:1.

Фильтровые скважины применяют в неустойчивых рыхлых и скальных породах. Фильтр устанавливают в скважине 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 2 м.

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 обсадочных 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 обсадных труб, необходимости цементирования затрубного пространства колонн обсадных труб, возможного срока службы данной скважины. Наиболее распространены

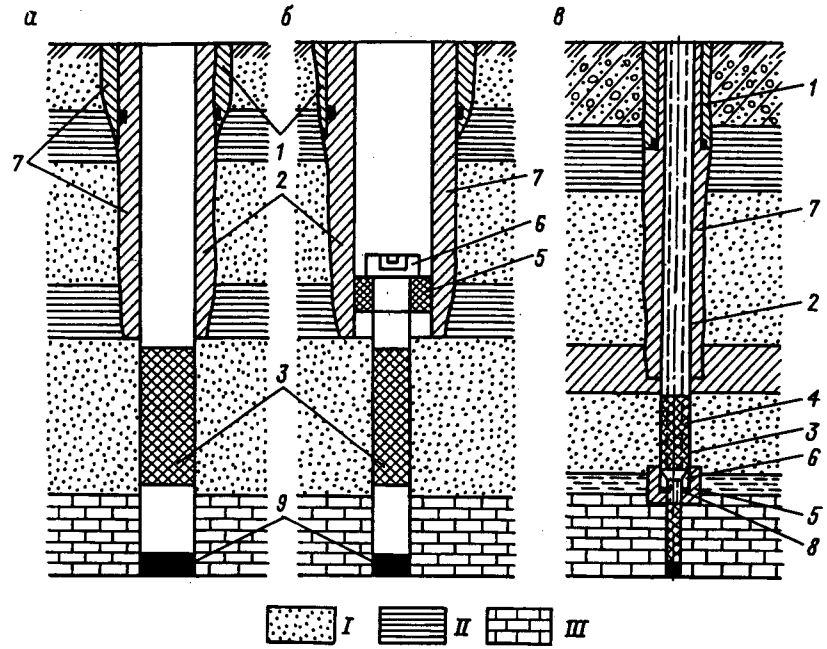


Рис. 20.4. Схема конструкции фильтровой колонны:
1 – кондуктор; *2* – эксплуатационная колонна; *3* – фильтр; *4* – вспомогательная временная колонна; *5* – сальник; *6* – муфта с левой резьбой; *7, 8* – цементный камень (затрубное и подбашмачное цементирование соответственно); *9* – пробка; *I* – песок; *II* – глина; *III* – известняк

конструкции фильтровых скважин с надфильтровой трубой, выходящей на поверхность (рис. 20.4, *а*), или устанавливаемой «впотай» (рис. 20.4, *б*), а также конструкции, представляющие собой комбинацию указанных типов (рис. 20.4, *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, поисково-разведочные и эксплуатационные скважины, 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 эксплуата-

ционной колонне (см. рис. 20.4, *б*). Такие скважины чаще применяют для водоснабжения, орошения, осушения и т.д. В них можно разместить водоподъемные насосы с высокой 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. Вообще, конструкции скважин на воду разнообразны и должны в каждом конкретном случае учитывать все гидрогеологические условия, быть технологически осуществимыми и экономичными.

Конечный диаметр скважин на воду определяется типом фильтра и его наружным диаметром, который может быть найден по формуле С.К. Абрамова:

$$D_ф = 117{,}58\frac{Q}{l_р\sqrt[3]{k_ф}}, \qquad (20.1)$$

где $D_ф$ – наружный диаметр фильтра, мм; Q – дебит скважины, м^3/ч; $l_р$ – длина рабочей части фильтра, м; $k_ф$ – коэффициент фильтрации, м/сут.

При мощности водоносного горизонта более 5 м диаметр фильтра можно определить по формуле

$$D_ф = \frac{aQ}{l_р}, \qquad (20.2)$$

где a – опытный коэффициент, зависящий от характера породы и коэффициента фильтрации (табл. 20.3). Для значений $k_ф$, которые отличаются от приведенных, величину a следует находить путем интерполяции.

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.

Таблица 20.3

Порода	Коэффициент фильтрации, м/сут	Коэффициент a
Песок:		
мелкозернистый	2–5	90
среднезернистый	5–15	60
крупнозернистый	15–30	50
Гравий	30–70	30

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 (глубинные артезианские) центробежные насосы, эрлифты, водоструйные и штанговые поршневые насосы. 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 размеров насоса. 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 насоса 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 скважин на нефть и газ, т.е. с учетом применяемых типов и размеров долот, их соотношения с обсадными трубами, с расчетом на тампонажные работы.

Пример. Расчет конструкции скважин на воду (рис. 20.5).

1. Определяют конечный диаметр долота под фильтровую колонну:

$$D_{д.ф} = D_{ф\,max}, \qquad (20.3)$$

где $D_{ф\ max}$ – максимальный диаметр фильтровой трубы по муфте $D_{ф.м}$($D_{ф\ max} = D_{ф.м}$) или по наружному диаметру проволочной или сетчатой обмотки фильтра.

При применении гравийных фильтров с обсыпкой и блочных $D_{ф.м} = D_ф + 2\delta_1$ при $\delta_1 = 50 \div 100$ мм и более.

2. Находят внутренний диаметр труб эксплуатационной колонны:

$$D_{эк.вн} = D_ф + 2\delta_2 \text{ при } \delta_2 \le 50 \text{ мм}, \qquad (20.4)$$

где δ_2 – зазор между эксплуатационной и надфильтровой трубами, определяемый типом и устройством сальникового уплотнения.

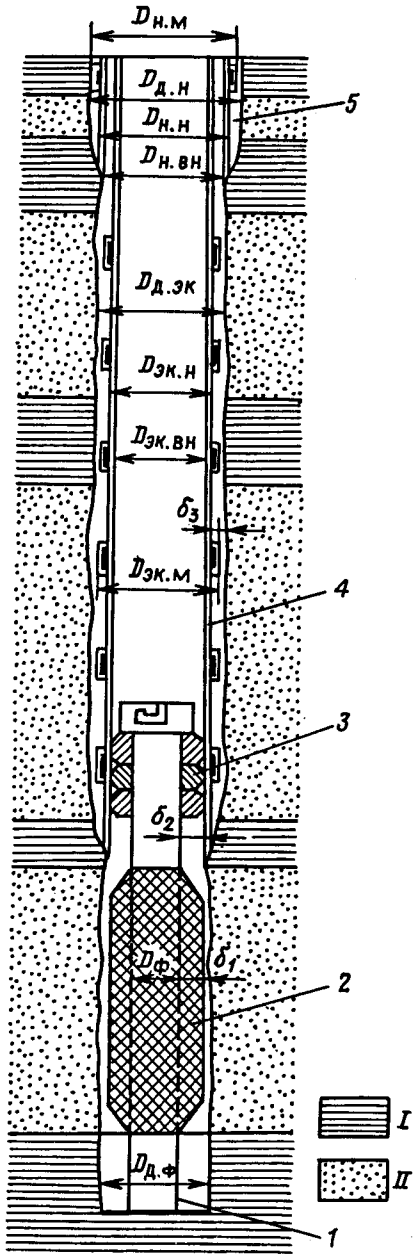


Рис. 20.5. Схема к расчету конструкции скважины:
1 – отстойник; *2* – фильтр; *3* – сальниковый уплотнитель; *4* – эксплуатационная колонна обсадных труб; *5* – направляющая труба; *I* – глина; *II* – песок

Чтобы песок и другие частицы пород не попадали в скважину, кольцевой зазор между надфильтровыми трубами, устанавливаемыми «впотай», и обсадными трубами уплотняют специальными сальниками; их конструкция определяется материалом, из которого они изготовлены (дерево, пенька, резина и др.).

Иногда фильтр при посадке с одновременной промывкой водой обсыпают гравием или крупным песком. Тогда вместо сальника в зазор между надфильтровой и обсадной трубами засыпают крупный гравий. В некоторых случаях это пространство цементируют.

Надфильтровую трубу при установке ее «впотай» следует вводить в эксплуатационную колонну выше башмака последней до 5 м.

3. Определяют диаметр долота под эксплуатационную колонну:

$$D_{д.эк} = D_{эк.м} + 2\delta_3 \text{ при } \delta_3 = 15 \div 45 \text{ мм}, \qquad (20.5)$$

где δ_3 – зазор между стенками скважины и наружной поверхностью эксплуатационной колонны (соединительных муфт). Чем больше опасность грифонообразования, тем большей предусматривается толщина создаваемого за эксплуатационной колонной цементного кольца.

4. Внутренний диаметр направляющей трубы $D_{н.вн}$ рассчитывают из условия

$$D_{н.вн} = D_{эк} + 2\delta_4 \text{ при } \delta_4 = 3 \div 5 \text{ мм}, \qquad (20.6)$$

где δ_4 – зазор между долотом, используемым для бурения интервала скважины под эксплуатационную колонну, и внутренней поверхностью направляющей трубы.

5. Диаметр долота под направляющую трубу

$$D_{д.н} = D_{н.м} + 2\delta_5 \text{ при } \delta_5 = \delta_3 \qquad (20.7)$$

(в том случае, если предусматривается цементирование затрубного пространства).

По формулам (20.4) и (20.6) получают расчетные значения внутренних диаметров эксплуатационной и направляющей труб. По этим значениям (трубы бесшовные стальные муфтового соединения, тонкостенные ниппельного соединения, бесшовные горячекатаные стальные, асбестоцементные, а также трубы из термопластов) находят фактические ближайшие их внутренние и наружные диаметры.

Фактические размеры долот (ближайшие бóльшие) устанавливают по расчетным значениям, полученным по формулам

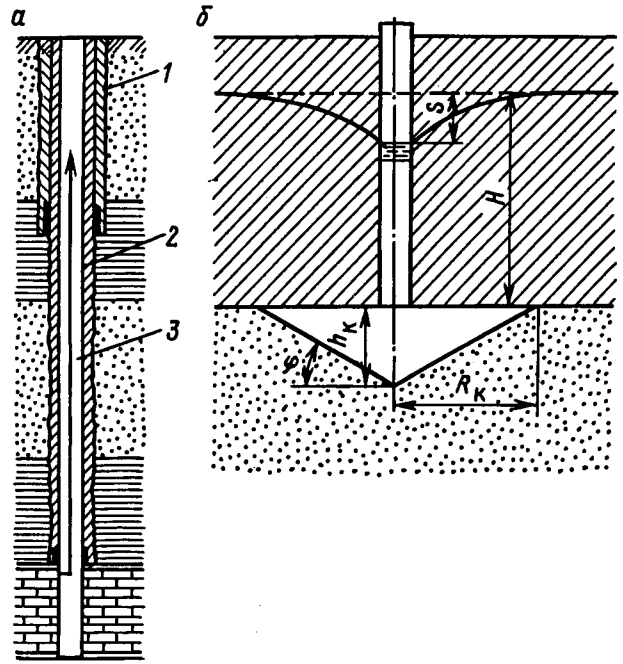


Рис. 20.6. Схема конструкции бесфильтровой скважины:
1, 2 – цементное кольцо; *3* – эксплуатационная колонна

(20.3), (20.5)–(20.7) и в соответствии с отраслевой нормалью. Типы долот выбирают применительно к конкретным геологическим условиям.

Бесфильтровые скважины (рис. 20.6) создают в скальных трещиноватых, но устойчивых породах (рис. 20.6, *а*), а также в рыхлых неустойчивых породах (рис. 20.6, *б*). Сооружение последних возможно только при наличии в кровле водоносного горизонта устойчивых пород, при большой высоте напора и сравнительно большом удельном дебите. В этом случае скважиной (рис. 20.6, *б*), башмак эксплуатационной колонны углубляют не более чем на 0,5 м ниже кровли в водоносный горизонт. Вокруг ствола скважины путем откачки или размыва искусственно образуется каверна, объем которой $V_к$ рассчитывают по объему вымытого из нее песка $V_п$:

$$V_к = V_п/\xi, \qquad (20.8)$$

где ξ – коэффициент разрыхления для песка, принимается равным 1,05–1,15.

Глубина каверны может быть найдена из формулы

$$h_к = \frac{3V_к}{\pi R_к^2}, \qquad (20.9)$$

где $R_к$ – допустимый радиус каверны, устанавливаемый из условий устойчивости кровли, м;

$$R_к \le \frac{\rho_в (h_{ст} - s_{max}) f}{(1 - П)\rho_в + \rho_п}; \qquad (20.10)$$

$\rho_в$ и $\rho_п$ – плотности воды и породы кровли, кг/м^3; $h_{ст}$ – статический уровень воды (до понижения), м; s_{max} – максимальное понижение уровня воды, м; $П$ – пористость породы кровли, доли единицы; f – коэффициент крепости пород кровли по Протодьяконову.

Получаемый при этом дебит скважины находят по уравнению

$$Q = 3600\pi v_А R_к^2 \sqrt{1 + \mathrm{tg}^2\varphi}, \qquad (20.11)$$

где Q – наибольший дебит скважины, м^3/ч; φ – угол естественного откоса породы в воде, для мелкого илистого песка $\mathrm{tg}\varphi = 0 \div 0{,}27$; $v_А$ – допустимая выходная скорость фильтрации, м/с.

В случае недостаточной устойчивости породы в кровле каверна может быть заполнена гравием, размер которого (в 10–15 раз) больше среднего диаметра частиц песка.

При бесфильтровой скважине связь между диаметром водоприемной части скважины и дебитом для напорных скважин ориентировочно может быть оценена по формуле Дюпюи:

$$Q = 1{,}36 k_ф \frac{2(h - s)s}{\lg(R / r)}, \qquad (20.12)$$

где Q – дебит скважины, м^3/сут; $k_ф$ – коэффициент фильтрации, м/сут; h – мощность водоносного горизонта, м; s – понижение уровня воды при откачке, м; R – радиус влияния скважины, определяемый опытным путем, м; r – радиус водоприемной части скважины, м.

Конструкции глубоких скважин на минеральные и термальные воды чаще всего многоколонные. Они близки к конструкциям, создаваемым на нефть и газ, и имеют направление, кондуктор, промежуточную (одну или несколько) и эксплуатационную колонны.

Глубину спуска кондуктора или промежуточной колонны в зависимости от того, на какой колонне труб устанавливают превентор, определяют по формуле

$$H \geq p_{max}/\sigma_p, \qquad (20.13)$$

где H – глубина спуска колонны труб для безопасного вскрытия напорных горизонтов, м; p_{max} – наибольшее пластовое давление жидкости и газа, МПа; σ_p – градиент давления разрыва пластов (например, для Пятигорского месторождения минеральных вод $\sigma_p \approx 0{,}03–0{,}035$ МПа/м).

В условиях агрессивных пластовых вод для эксплуатационных колонн рекомендуется применять трубы из антикоррозийного материала.

Особые требования предъявляют и к цементам: например, при цементировании скважин на минеральные воды, содержащие углекислый газ и ионы сульфата, рекомендуют пуццолановый, глиноземистый цементы, шлакопортландцементы и др., в условиях магнезиальной агрессии – цементы с магнезитом, для хлоридно-натриевых вод – глиноземистый цемент, для сульфатных – сульфатостойкий или гипсоглиноземистый.

Глубокие геотермальные скважины по конструкции близки к скважинам, сооружаемым на нефть и газ. В них часто эксплуатационную колонну подвешивают в виде хвостовика к промежуточной колонне. В условиях значительных температурных напряжений она работает подобно шлицевому соединению. В соединениях эксплуатационной и фильтровой колонн рекомендуется трапецеидальная резьба. Материал труб должен быть стойким к воздействию агрессивной среды с высокой температурой. Прочность на растяжение обсадных труб в геотермальных скважинах снижается из расчета 2,5 МПа при росте температуры на 1 °С.

Цементирование колонн обсадных труб производят аналогично случаю нефтяных и газовых скважин с высокой температурой. Рекомендуется применять смесь силикатной муки (20–50 %) с цементом или смесью цементов, один из которых перлитовый, в соотношении 1:1. В раствор вводят замедлитель схватывания и добавки для снижения гидравлических сопротивлений. Количество силикатной муки увеличивают с ростом температуры в скважине. В некоторых случаях перед цементированием для снижения температуры в скважину заливают холодную воду. При цементировании в зону продуктивного на сухой пар пласта используют смесь портландцемента с пуццолановым (2:1) с добавкой до 30 % силикатной муки и замедлителя схватывания.

В многолетнемерзлотных горных породах скважины на межмерзлотные и подмерзлотные воды можно сооружать по любому из ранее рассмотренных способов, а успешное цементирование колонн обсадных труб обеспечивается при условии, что в процессе гидратации цементного раствора не произойдет протаивания льда. Поэтому цементные и тампонажные растворы, а также применяемые способы интенсификации их твердения не должны вызывать растепления мерзлых пород в стенках скважин, цементирующим материалом которых служит лед.

Для таких пород следует применять цементные и тампонажные растворы с низкой теплотой гидратации, отличающиеся низкой теплопроводностью. Рационально введение в них низкотеплопроводных добавок, в некоторых случаях рационально применение аэрированных цементных растворов.

При бурении на воду приходится иметь дело с агрессивными (корродирующими) водами. Поэтому наряду со стальными трубами для крепления находят широкое применение неметаллические трубы.

Асбоцементные трубы изготовляют из смеси портландцемента (85 %) и асбеста (15 %). Для крепления скважин применяют трубы марки ВТ-3, ВТ-6 и ВТ-12, рассчитанные на давление 0,6; 0,9 и 0,12 МПа. Предел прочности асбоцементных труб при сжатии 15 МПа, при растяжении 15,5 МПа. Плотность материала труб 2500 кг/м^3. Асбоцементные трубы рационально использовать в скважинах, проходимых вращательным способом. Зазор между трубами и стенками должен быть не менее 50 мм. В зависимости от действующей нагрузки (сжатие, растяжение) возможны два типа соединений асбоцементных труб: работающие на растяжение и на сжатие. Трубы первого типа предназначены для скважин глубиной до 150 м, трубы второго типа – для скважин глубиной до 400 м (обычно их спускают на бурильной колонне). Между собой трубы соединяют либо без резьбы – металлическими накладными муфтами и кольцами, либо на резьбе – муфтами из металла, асбоцемента.

Пластмассовые трубы характеризуются малой массой и высокой стойкостью против коррозии – выше стойкости высоколегированных антикоррозийных сталей лучших марок. Такие пластмассы, как поливинилхлориды и полиэтилены, химически устойчивы и к органическим, и к неорганическим соединениям. Поливинилхлоридные трубы можно подвергать любой механической обработке – фрезеровать, строгать, нарезать на них резьбу и т.д. Пластмассовые трубы имеют на-

ружные диаметры от 40 до 450 мм, соединяются между собой на резьбе, термической сваркой встык (наиболее прочное соединение), склеиванием и методом трения.

В условиях сильной агрессивности вод пластмассовые или асбоцементные трубы спускают в скважину внутрь стальных; применяют также трубы из нержавеющей стали марки Х18Н10Т.

Стеклопластиковые трубы изготавливают из пластмасс, армированных стекловолокном. Они отличаются очень высокой плотностью, достигающей прочности сталей, коррозионно устойчивы. Масса стеклопластиковых труб в 2,5–4 раза меньше, чем стальных, поэтому они могут быть использованы в отдаленных районах, в частности на Крайнем Севере.

Оборудование устья скважины зависит от статического уровня воды, типа и размера используемого насоса. Для оснащения скважины при низком статическом уровне к опорному фланцу, приваренному к обсадной трубе, присоединяют нижний фланец насоса или сальник центробежного вертикального насоса либо устанавливают оголовок. Над устьем самоизливающейся скважины к обсадной колонне труб присоединяют оголовок с отводным коленом и задвижкой. К центробежному насосу подводят всасывающий патрубок. При оборудовании устья фонтанирующей скважины без насоса устраивают оголовок, обеспечивающий регулирование подачи воды к потребителю, а также предотвращающий возможные гидравлические удары.

20.4. 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 снижается при наименьшей скорости (в пределах 0,25 м/с) спуска бурового инструмента, обсадных труб и фильтра.

Для снижения продавливания промывочного раствора в пласт фильтр спускают в скважину с открытым нижним концом. Во всех случаях к разглинизации приступают сразу же

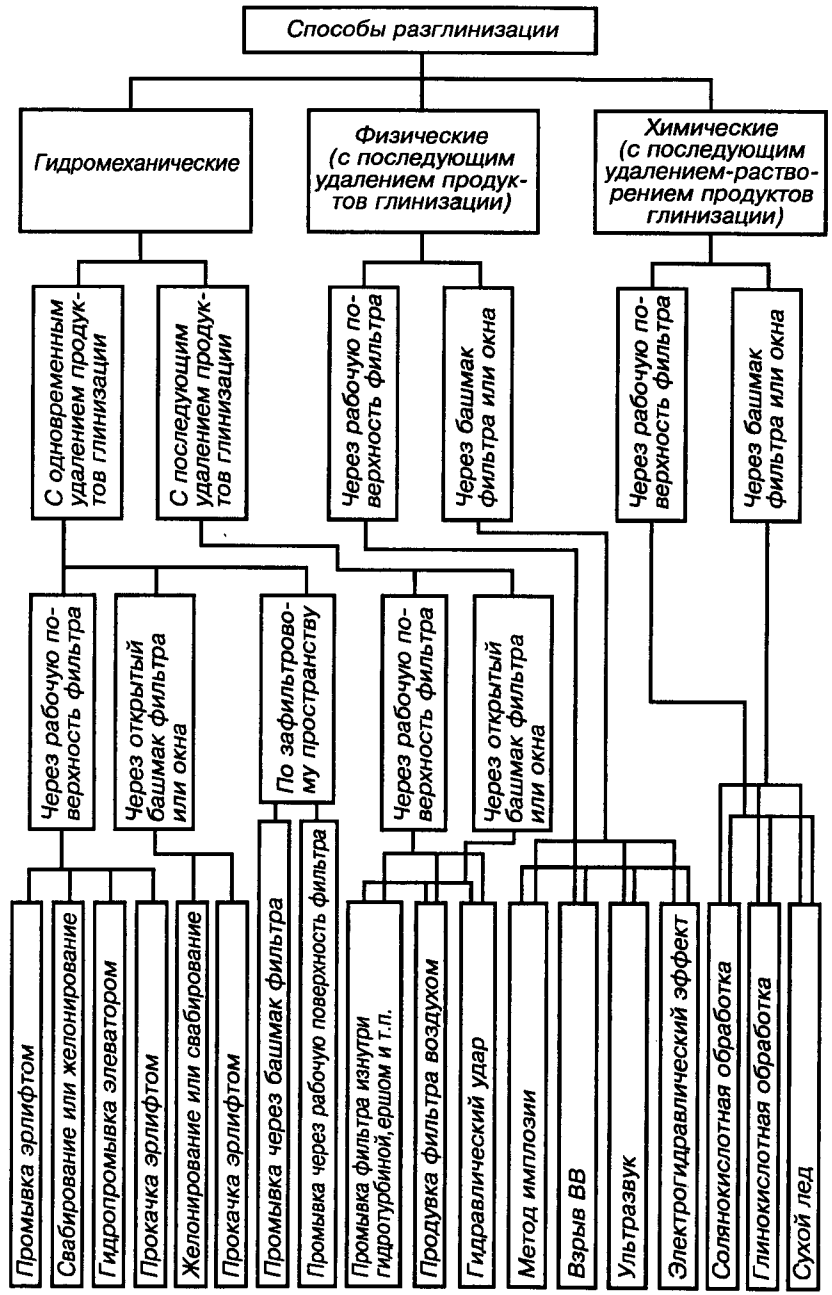


Рис. 20.7. Классификация способов разглинизации

после оборудования скважины фильтром, если последний необходим.

По принципу воздействия на обрабатываемую зону все известные методы разглинизации можно разделить на гидромеханические, физические, химические (рис. 20.7). Первые являются основными, два других, как правило, интенсифицируют процесс разглинизации стенок скважин. 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.

20.5. ТАМПОНИРОВАНИЕ СКВАЖИН

При бурении скважин на воду тампонирование проводят для изоляции и разобщения отдельных водоносных горизонтов; предохранения колонны обсадных труб от корродирующего действия минерализованных подземных вод; осуществления необходимых санитарных мероприятий по изоляции непригодных для водоснабжения водоносных горизонтов от намеченных к эксплуатации водоносных пластов; ликвидации скважин.

Различают два типа тампонирования: постоянное – с заливкой в скважину цементного раствора и временное – глиной и различными тампонами. Постоянное тампонирование проводят на длительное время, как правило, на весь срок эксплуатации скважины, и осуществляют теми же способами и средствами, что и при бурении скважин на нефть и газ. Временное тампонирование предназначено на срок испытания скважины для изоляции водоносных пластов или отдельных их интервалов. Тампонирование глиной находит применение при ликвидации неглубоких скважин с безнапорными водоносными горизонтами, а также при борьбе с поглощениями промывочной жидкости.

Временное разделение скважины на отдельные интервалы достигается применением специальных устройств, называемых тампонами. Тампоны (пакеры) используются при изучении водообильности и удельного водопоглощения трещиноватых и пористых горных пород, а также при проверке качества цементирования скальных пород при искусственном их упрочнении.

Эти работы проводят нагнетанием или наливом воды в скважину ниже установленного тампона или между двумя жестко соединенными тампонами. Тампоны после каждого нагнетания (налива) воды передвигают снизу вверх или сверху вниз, чем достигаются поинтервальное и суммарное исследование пласта. При опробовании методом сверху вниз скважину последовательно углубляют на интервал опробования, равный 5–10 м. При опробовании методом снизу вверх изученный интервал или забивают глиной, или цементируют. В обоих случаях тампон устанавливают в верхней части исследуемого каждого последующего интервала опробования.

По конструкции тампоны бывают одинарными и двойными, по принципу действия – механическими, пневматическими и гидравлическими. Принцип действия тампонов основан на том, что при расширении специальной резиновой манжеты (тампона) надежно уплотняется зазор между стенками скважины и колонной труб, на которую опускают тампон.

Резиновый упрощенный тампон состоит из двух труб, соединенных патрубком, на наружной стороне которого укреплена резиновая манжета. При вращении с поверхности колонны труб вправо патрубок ввинчивается в муфту трубы, и манжета-расширитель уплотняет зазор между стенками скважины. Для обеспечения нормальной работы этого тампона трубу снабжают в нижней части плоским долотом, задавливаемым в забой скважины.

Одинарный пневматический (гидравлический) тампон приводится в действие сжатым воздухом или водой. При нагнетании сжатого воздуха (воды) резиновая камера раздувается и плотно прилегает к стенкам обсадной трубы или скважины, разобщая последнюю на два участка.

Двойной механический тампон состоит из двух тампонов – верхнего и нижнего, разделенных перфорированной трубой. В остальном его устройство аналогично конструкции одинарного тампона.

20.6. ИССЛЕДОВАНИЯ В СКВАЖИНАХ

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 т.д.

Приборы для отбора проб воды используют для изучения химического, газового и бактериологического состава вод.

Скважины часто исследуют различными испытателями пластов.

Откачку подземной 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.

21 НАПРАВЛЕННОЕ И МНОГОЗАБОЙНОЕ БУРЕНИЕ

В зависимости от назначения скважин и применяемого способа бурения пространственное положение и характер трасс скважин могут быть различными: выделяют скважины вертикальные, наклонные, горизонтальные с прямолинейной или искривленной трассой, одноствольные и многоствольные (с ответвлениями дополнительных стволов от основного или с кустовым, веерным бурением нескольких стволов из одного устья).

Как правило, при разведке месторождений бурится не отдельная 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, 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: задачи стабилизации задания скважин и задачи коррекции трасс (изменения их направления, включая и отбурку дополнительных стволов). Стабилизация трасс заключается в поддержании заданного направления либо прогнозной криволинейной траектории скважины. Коррекция трасс – изменение направления, уменьшение или увеличение интенсивности искривления для исправления уже допущенных сверхнормативных отклонений трассы от проектного положения, с целью местного (локального) сгущения

разведочной сети, обхода места ликвидируемой аварии в других аналогичных случаях.

Обе эти технологические задачи направленного бурения решаются двумя основными методами: использование закономерностей естественного искривления и искусственным искривлением – принудительным изменением положения трассы скважины в одной точке или на некотором ограниченном отрезке ее длины.

21.1. ЭЛЕМЕНТЫ ПРОСТРАНСТВЕННОГО ПОЛОЖЕНИЯ СКВАЖИНЫ

Основные элементы пространственного положения скважины следующие:

зенитный угол оси скважины в данной точке;

азимутальный угол направления трассы скважины в данной точке;

горизонтальная проекция трассы скважины;

проекция трассы скважины на плоскость вертикального разреза (профиль скважины).

Кроме того, для облегчения геометрических построений и расчетов в качестве характеристики пространственного положения трассы скважины выделяется так называемая *апсидальная плоскость* – вертикальная плоскость, проходящая через касательную к пространственной кривой оси трассы скважины в точке измерения зенитного и азимутального угла.

Зенитный и азимутальный углы – основные параметры, измеряемые при инклинометрических исследованиях в ходе контроля положения скважины, задаваемые при их заложении и используемые в проектных расчетах.

Зенитным углом θ называется угол в вертикальной плоскости между осью скважины (касательно прямой к оси скважины в точке замера) и вертикалью.

Азимутальным углом α, или азимутом, называется угол, измеряемый в горизонтальной плоскости от северного направления истинного или магнитного меридиана (истинный или магнитный азимут) по ходу часовой стрелки до горизонтальной проекции касательной прямой к оси скважины в точке замера. Основные элементы пространственного положения скважины представлены на схеме (рис. 21.1).

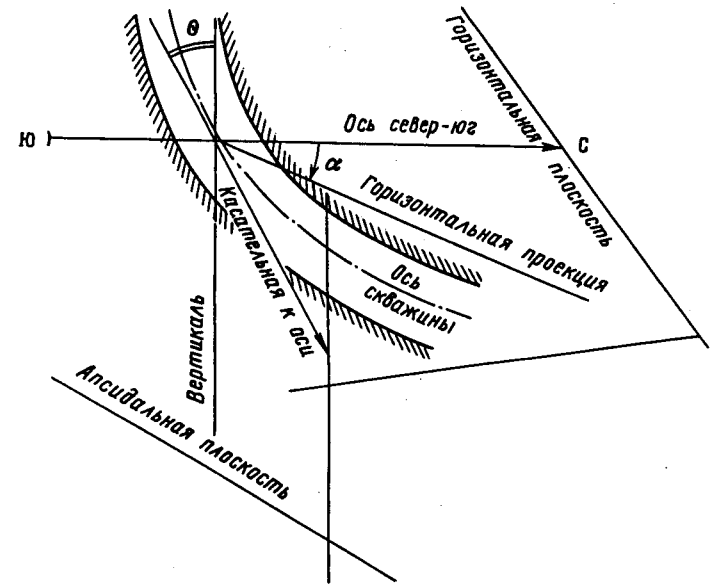


Рис. 21.1. Элементы пространственного положения скважины

При сложнопространственном искривлении скважины, когда с увеличением глубины одновременно меняются и зенитный, и азимутальный углы скважины, величина общего изменения направления оси скважины оценивается полным углом искривления β. Угол β представляет собой угол между касательными к вертикальным проекциям оси скважины в двух точках наблюдений. Величина угла β определяется на основе инклинометрических измерений в скважине по формуле Вудса–Лубинского:

$$\beta = 2\arcsin\left(\sin^2\frac{\Delta\theta}{2} + \sin^2\theta_{ср}\sin^2\frac{\Delta\alpha}{2}\right)^{\frac{1}{2}}, \qquad (21.1)$$

где $\Delta\theta$, $\Delta\alpha$ – приращения зенитного и азимутального углов в интервале между замерами; $\theta_{ср} = (\theta_1 + \theta_2)/2$ – среднее значение зенитного угла в точках замера в начале (θ_1) и в конце (θ_2) интервала

Степень и характер искривления скважины в процессе бурения оцениваются параметрами интенсивности искривления. На практике, как правило, отдельно оценивают интенсивность зенитного искривления (величина изменения значе-

ния зенитного угла θ на единицу длины ствола скважины) и интенсивность азимутального искривления – приращения азимута α на единицу длины ствола.

Интенсивность зенитного искривления (градус/м) рассчитывается по формуле

$$i_\theta = \Delta\theta/\Delta L, \qquad (21.2)$$

где $\Delta\theta$ – приращение зенитного угла; ΔL – интервал оценки интенсивности искривления.

Интенсивность азимутального искривления (градус/м) рассчитывается аналогично:

$$i_\alpha = \Delta\alpha/\Delta L, \qquad (21.3)$$

где $\Delta\alpha$ – приращение азимута.

Определение интенсивности полного искривления имеет практическое значение с точки зрения оценки технологической безопасности кривизны скважины, поскольку опыт говорит о возможности аварий, обусловленных чрезмерной кривизной ствола скважин

$$i_\beta = \Delta\beta/\Delta L, \qquad (21.4)$$

где $\Delta\beta$ – приращение полного угла искривления в интервале оценки.

В качестве вспомогательной характеристики искривления скважины используется радиус кривизны R:

$$R_\theta = 57{,}3/i_\theta, \qquad (21.5)$$

$$R_\alpha = 57{,}3/i_\alpha, \qquad (21.6)$$

$$R_\beta = 57{,}3/i_\beta, \qquad (21.7)$$

где R_θ, R_α, R_β – соответственно 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 делятся на вертикальные ($\theta = 0\pm5°$), горизонтальные ($\theta = 90\pm5°$) 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 в горизонтальное положение. Из подземных выработок могут буриться и восстающие скважины.

По мере проходки скважины ее траектория (положение трассы в пространстве) может становиться более пологой (θ возрастает и говорят, что трасса выполаживается) или более крутой (θ уменьшается и говорят о выкручивании скважины).

Положение скважины в пространстве определяется посредством инклинометрических измерений. Инклинометрия и является одним из методов геофизических исследований скважин, реализуемых с помощью специальных приборов – инклинометров, которые фиксируют направление векторов напряженности магнитного или гравитационного поля Земли, имеющих стабильное положение в пространстве.

Чувствительными элементами инклинометров, фиксирующих направление силы тяжести относительно оси скважины и регистрирующих зенитный угол θ могут служить механический отвес, шарик, свободно перемещающийся по кольцевому желобу или сферической поверхности, уровень жидкости или пузырек воздуха в сферическом или кольцевом жидкостном уровне.

Направление вектора магнитного поля фиксируется инклинометрами с магнитной стрелкой. В ферромагнитных средах, искажающих направление вектора магнитного поля (при разведке магнетитовых железных руд) используются гироскопические приборы.

В организационном отношении выделяют оперативный контроль пространственного положения скважины, выполняемый буровой бригадой, и плановые инклинометрические исследования, выполняемые геофизической службой. Приборы для оперативного контроля положения скважины в пространстве отличаются простотой конструкции 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-40У, предназначенный для измерения параметров положения оси скважины в пространстве на глубине до 2000 м и при диаметре ствола не менее 46 мм.

Институтом ВИТР создан прибор для многоточечного контроля МТ-1, предназначенный специально для использования в направленном бурении. В нем применены фотографический способ регистрации показаний и электронная схема управления, позволяющая использовать прибор в автономном авто-

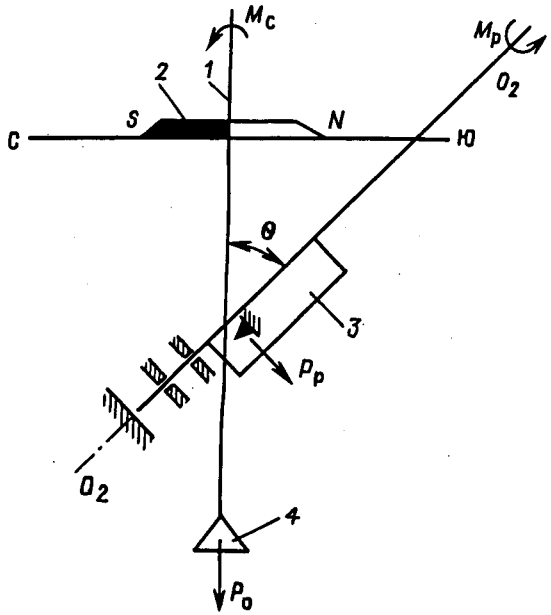


Рис. 21.2. Упрощенная кинематическая схема чувствительного элемента МТ-1

матическом режиме управления с поверхности без электрической связи забоя с поверхностью. Упрощенная кинематическая схема чувствительного элемента прибора МТ-1 представлена на рис. 21.2.

Для измерения азимутов и зенитных углов скважины инклинометр снабжен магнитной стрелкой и отвесом, закрепленными на эксцентричной апсидальной рамке. Магнитная стрелка *2* вращается на оси *1*, жестко связанной с отвесом *4*, который установлен на апсидальной рамке *3*.

При спуске инклинометра в скважину рамка устанавливается вдоль ее оси O_2–O_2, а под действием момента, равного $M_p = (P_p + P_o)r_y \sin\theta \sin\gamma$ (P_p – вес эксцентричного груза рамки; P_o – вес отвеса; r_y – плечо результирующей двух сил P_p и P_o; γ – угол поворота рамки), принимает такое положение, при котором ее плоскость совпадает с апсидальной плоскостью скважины в точке замера.

Магнитная стрелка под действием момента $M_c = mH\sin\varphi$ (m – магнитный момент стрелки; H – горизонтальная составляющая магнитного поля; φ – угол закручивания стрелки) совместится с направлением магнитного меридиана. Отвес под действием момента устанавливается по направлению силы тяжести Земли. Отвес и магнитная стрелка снабжены отсчетными шкалами.

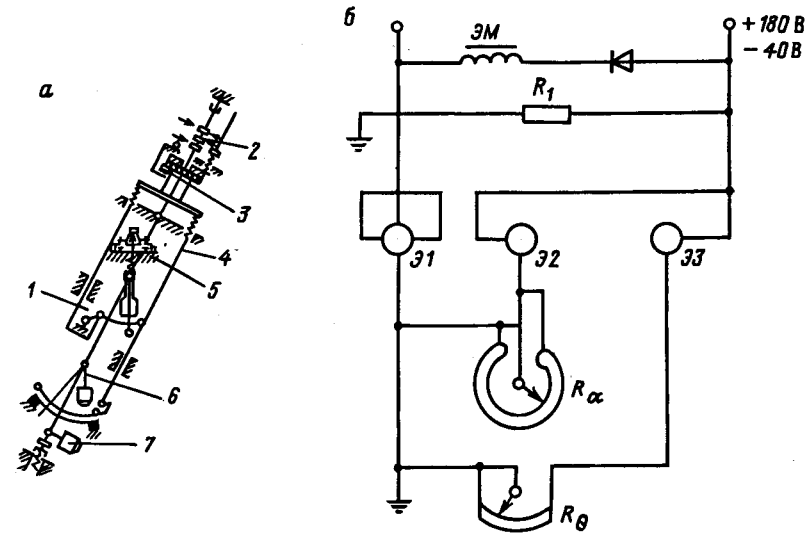


Рис. 21.3. Схема устройства электромеханических инклиметров типа МИ-30 (УМИ-25) и МИР-36

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 (остановок продолжительностью менее 1 мин) является «запрещающим» для срабатывания фоторегистратора. Все измерительные узлы прибора МТ-1 размещены в цилиндрическом корпусе, заполненном кремнеорганической жидкостью ФПМС-5, демпфирующей механические помехи и обладающей способностью световода.

Приборы для полного изменения искривления скважины подразделяются на работающие в немагнитных или слабомагнитных (диамагнитных) и ферромагнитных средах.

Инклинометры для диамагнитных сред – это электромеханические компасы МИ-30 и МИР-36, имеющие аналогичное устройство.

Для оперативного контроля инклинометр МИ-30 спускают внутрь колонны бурильных труб с проходным отверстием не менее 34 мм и проводят измерения в немагнитных трубах, которые входят в комплекты ССК и КССК.

Кинематическая схема чувствительного элемента инклинометров данного типа представлена на рис. 21.3, *а*.

Датчик инклинометра размещен в свободно вращающейся

рамке, ось которой совмещена с осью прибора. Центр тяжести рамки не совпадает с осью ее вращения вследствие наличия дебаланса *7*, благодаря которому рамка и датчик всегда занимают в наклонной скважине устойчивое положение, фиксирующее апсидальную плоскость скважины.

Угол между осью рамки и линией отвеса будет зенитным углом. Отвес магнитной стрелки компаса *5* располагает магнитную стрелку в горизонтальной плоскости. При этом 0–180° шкалы отсчета совмещены с плоскостью искривления. Угол между 0 шкалы компаса и северным концом стрелки будет магнитным азимутом в точке измерения. При подаче сигнала через коллектор *2* арретиры *1* и *4* фиксируют положение магнитной стрелки и отвеса *6*. Чувствительный элемент угла ориентации отклонителя *3* (при спуске отклонителя заранее совмещенный с его плоскостью) показывает значение угла, лежащего в плоскости, перпендикулярной к оси прибора, между плоскостью искривления и плоскостью симметрии отклонителя. Электрическая схема инклинометра данного типа представлена на рис. 21.3, *б*.

В ферромагнитных средах применяются гироскопические инклинометры ИГ-36, чувствительным элементом которых является гирокомпас. Принцип действия гирокомпаса 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.

21.2. НАПРАВЛЕННОЕ БУРЕНИЕ НА ОСНОВЕ ЕСТЕСТВЕННОГО ИСКРИВЛЕНИЯ СКВАЖИН

Как правило, искривление скважин в процессе бурения подчиняется некоторым, присущим данному разрезу или месторождению, закономерностям. Эти закономерности не являются абсолютными и жесткими и часто осложнены случайными аномальными отклонениями, обусловленными многими разнообразными причинами.

Благодаря усилиям многих исследователей, среди которых большую роль сыграли Вудс и Лубинский (США), С.С. Сулакшин, А.Г. Калинин, Ю.Т. Морозов, Ю.С. Костин, В.П. Зиненко (Россия), в целом понятен механизм закономерного искривления скважин, но его чрезвычайная сложность обусловливает неоднозначность способов и методических приемов направленного бурения на основе естественного искривления скважин. В настоящее время выделены основные (главные) и побочные (второстепенные) факторы, приводящие к искривлению скважин.

Основные факторы – это, как правило, комплексные системные характеристики протекания процесса бурения, осуществляемого тем или иным способом. К числу таких факторов относятся, например, наличие ориентированного перекоса забойной компоновки бурового инструмента при вращательном бурении или неравномерное разрушение породы на забое при ударном, ударно-вращательном и вращательном бурении, эксцентричная фиксация вращающегося снаряда в желобе, образовавшемся в наклонной скважине при спускоподъемных операциях.

Проявление основных факторов обусловлено комплексом причин – в каждом случае проявляет себя определенный набор первичных или второстепенных факторов, к которым относятся особенности геолого-технических и технико-технологических условий бурения.

К геолого-техническим факторам относятся:

анизотропность прочностных свойств горных пород, обусловленная их структурно-текстурными особенностями, наличием ориентированной трещиноватости, перемежаемость слоев и пропластков горных пород по прочности;

чрезмерная крепость пород, требующая для своего преодоления осевых нагрузок на забой, многократно превышающих жесткость скважинных компоновок бурового снаряда;

механическая непрочность горных пород, приводящая к чрезмерному разбуриванию ствола скважины и потере устойчивости в нем скважинных компоновок или к образованию пространственно ориентированных желобов при спускоподъемных операциях.

К технико-технологическим факторам относятся:

использование нежестких, а также эксцентричных или искривленных скважинных компоновок;

чрезмерная осевая нагрузка в крепких породах;

вращение снаряда с частотой, обусловливающей особое цикличное вращение снаряда вокруг своей оси и оси скважи-

ны с преобладающей односторонней подработкой стенок скважин.

Принципиально важно то, что первичные факторы искривления скважины проявляются в комплексе. Причем состав комбинации факторов определяет главную причину и характер искривления скважины, а многообразие возможных комбинаций обусловливает чрезвычайную сложность их распознавания и однозначного управления трассами скважин на основе закономерностей естественного искривления. Закономерности естественного искривления не являются абсолютными – наличие или отсутствие хотя бы одного первичного фактора меняет их характер. Вследствие того, что первичные геолого-технические факторы труднопредсказуемы, прогноз направления трасс скважин носит вероятностный характер.

Поскольку технико-технологическими параметрами может управлять технолог, постольку процесс направленного бурения на основе закономерностей естественного искривления поддается управлению.

Характер закономерного искривления при различных способах различен. При алмазном бурении наибольшее значение имеет исходная ориентация оси скважины к плоскости напластования анизотропных либо перемежающихся по прочности пород. На рис. 21.4 представлена схема возможных зенитных искривлений скважин алмазного бурения в зависимости от величины угла встречи оси скважины с плоскостью напластования.

1. При $\gamma_{кр} > \gamma > 0°$ (рис. 21.4, *а*) скважины приобретают тенденцию к выполаживанию. Здесь $\gamma_{кр}$ – некоторое критическое значение угла встречи, при котором определенная тенденция (в данном случае выполаживание) проявляется однозначно. Положение трасс скважин весьма нестабильно.

2. При $\gamma_в > \gamma > \gamma_{кр}$ (рис. 21.4, *б*) скважины, заданные по падению пластов сначала выкручиваются, а после перехода через вертикаль набирают зенитный угол, отклоняясь вкрест простиранию пластов. Здесь $\gamma_в$ – угол встречи вертикальной скважины с плоскостью напластования. Положение трасс скважин относительно стабильно.

3. При $90° > \gamma > \gamma_в$ (рис. 21.4, *в*) и заложении скважины по восстанию пород они незначительно выполаживаются в первоначально заданном направлении. Положение трасс скважин относительно стабильно.

4. При $90° < \gamma < 180° - \gamma_{кр}$ (рис. 21.4, *г*) все скважины, заданные наклонно, закручиваются, а положение их трасс весьма трудно стабилизировать.

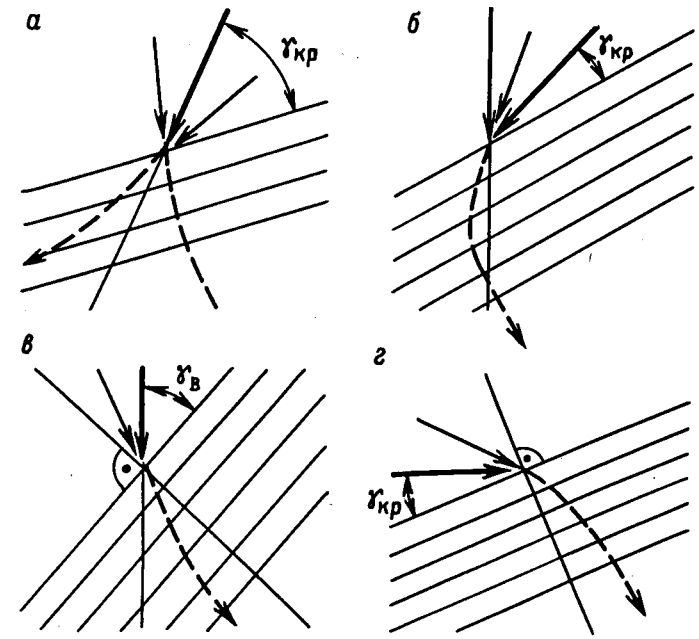


Рис. 21.4. Схемы возможных зенитных искривлений скважин алмазного бурения

Азимутальные искривления, в общем случае, подчиняются тем же закономерностям.

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, характерным 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

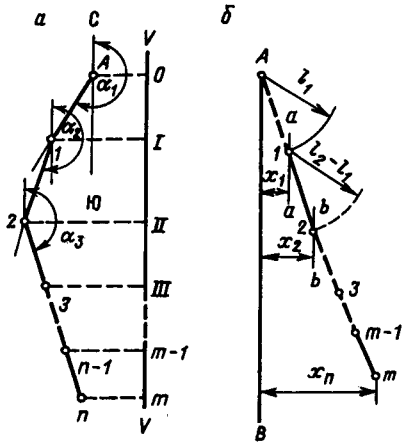


Рис. 21.5. Схема построения плана и профиля трассы скважины

$$\Delta x_n = \left(l_n - l_{n-1}\right)\sin\frac{\theta_n + \theta_{n+1}}{2}, \qquad (21.8)$$

где l_n, l_{n-1} – глубина последующего и предыдущего замеров; θ_n, θ_{n-1} – значения зенитного угла в точках замера.

Для построения горизонтальной проекции трассы скважины (рис. 21.5, *а*) через точку *А*, обозначающую устье скважины, проводят прямую с азимутом α_1 и откладывают на ней отрезок *А–1*, равный Δx_1. Через точку *1* проводят прямую *1–2* с азимутом α_2 и откладывают на ней отрезок Δx_2. Далее построения таким же образом повторяются для всех других точек инклинометрических замеров. Соединение всех точек *А*, *1*, *2*, ..., *n* ломаной прямой дает упрощенное изображение горизонтальной проекции трасс скважин.

Для построения вертикальной проекции (профиля) трассы скважины через точки *А*, *1*, *2*, ..., *n* опускают 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, ..., x_n по линии профиля *V–V*. Затем из точки *А* (рис. 21.5, *б*) описывают дугу радиусом l_1 в соответствующем масштабе. На расстоянии x_1 параллельно вертикали *АВ* проводят прямую *а–а*, получая на пересечение ее дугой радиусом l_1 точку *1*. Из точки *1* проводят дугу радиусом $l_2–l_1$ и на расстоянии x_2 проводят прямую *b–b* параллельно вертикали *АВ*. Пересечение дуги и прямой дает точку *2*. Подобным образом строят остальные точки, соединение которых дает вертикальный профиль скважины.

Для выделения тренда (тенденции) искривления скважин

их разбивают на группы по родству геологических и технико-технологических условий бурения. Для каждой группы рассчитывают среднеарифметические $\bar{y}$ и среднеквадратичные σ значения зенитных и азимутальных углов или их приращений для определенных значений глубин бурения:

$$\bar{y} = \frac{y_1 + y_2 + \ldots + y_n}{n}; \qquad (21.9)$$

$$\sigma = \sqrt{\frac{1}{n-1}\sum_{i-1}^{n}\left(y_i - \bar{y}\right)^2}. \qquad (21.10)$$

При нормальном законе распределения среднее арифметическое характеризует наиболее вероятное значение случайной величины. Разброс значений случайной величины около среднеарифметического значения характеризуется среднеквадратичным отклонением.

Практический расчет проектной траектории скважины сводится к реализации ее математической модели, отображающей статистическую зависимость зенитного угла от длины ствола скважины:

$$\theta = \theta_0 + aL + \frac{bL^2}{2}, \qquad (21.11)$$

где θ_0 – зенитный угол забурки скважины; *a* и *b* – опытные коэффициенты; *L* – глубина бурения или текущее значение длины ствола скважины.

Оценка вероятности проведения скважин 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:

$$t = \frac{\bar{y} - d}{\sigma_{\bar{y}}}, \qquad (21.12)$$

где *d* – искомая величина, лежащая внутри доверительного интервала; $\sigma_{\bar{y}} = \sigma/\sqrt{n}$ – погрешность среднего арифметического.

Критерий t берется из таблиц.

Тогда

$$d = \bar{y} \pm t\sigma_{\bar{y}}. \qquad (21.13)$$

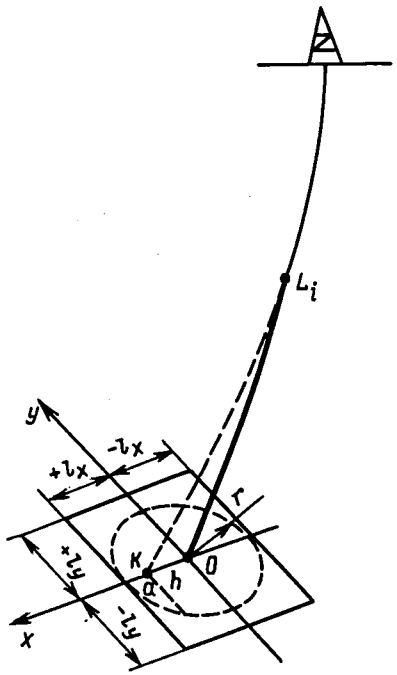


Рис. 21.6. Схема формирования полей допусков отклонения скважины от наиболее вероятного положения

При числе скважин 25–30 ширина интервала определяется по правилу «трех сигм», согласно которому 99,7 % всех случайных величин будут попадать внутрь интервала $\bar{y} + 3\sigma$, 95,4 % – внутрь интервала $\bar{y} + 2\sigma$ и 68,3 % – внутрь интервала $\bar{y} + \sigma$.

Если отклонению скважины величиной d в плоскости геологического разреза и между соседними разрезами предъявляются одинаковые требования, то границы поля допусков будут представлять собой квадрат или окружность (рис. 21.6).

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 случайной величины, распределение которой по этой плоскости подчинено нормальному закону.

Формула для определения этой вероятности в случае прямоугольного поля допусков имеет вид

$$P(x,y)=\left[\Phi^r\left(\frac{l_x}{\sigma_x}\right)-\Phi^r\left(\frac{-l_x}{\sigma_x}\right)\right]\left[\Phi^r\left(\frac{l_y}{\sigma_y}\right)-\Phi^r\left(\frac{-l_y}{\sigma_y}\right)\right]. \qquad (21.14)$$

Для поля допусков в виде круга радиусом r

$$P(x,\ y)\ =\ 1\ -\ e^{-r^2/2\sigma^2}. \qquad (21.15)$$

На основе определения вероятности сверхнормативных отклонений трасс скважин выбираются методы, способы и средства стабилизации и коррекции трасс скважин.

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, которые армированы твердым сплавом. Снижению интенсивности искрив-

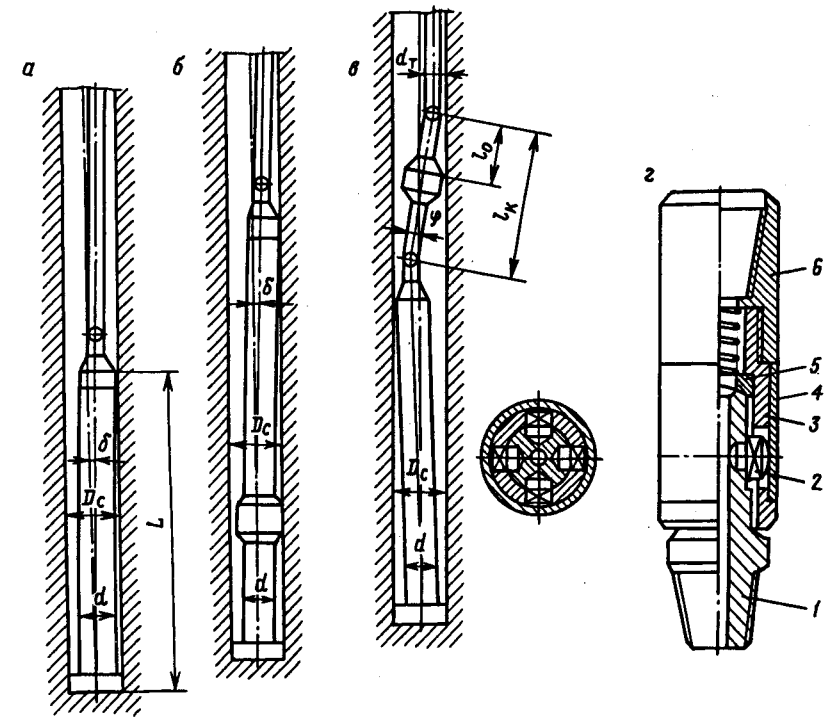


Рис. 21.7. Схемы устройства шарнирных компоновок

ления, как правило, способствуют при алмазном бурении уменьшение осевой нагрузки и увеличение частоты вращения снаряда. Применение гидроударников с любым породоразрушающим инструментом является наиболее эффективным средством стабилизации трасс скважин.

Для повышения интенсивности искривления применяют ступенчатые и шарнирные компоновки, увеличивающие перекос бурового инструмента в скважине (рис. 21.7). Ступенчатые компоновки с опорой на коронку (рис. 21.7, *а*) состоят из породоразрушающего инструмента и колонковой трубы меньшего на один размер диаметра. Алмазные коронки для таких компоновок имеют утолщенную матрицу.

Компоновка с промежуточной опорой (рис. 21.7, *б*) в меньшей степени зависит от закономерностей естественного искривления и с большей надежностью обеспечивает набор кривизны.

Компоновки соединяются с бурильными трубами посредством шарнирных устройств (рис. 21.7), шарнир (рис. 21.7, *г*) которых состоит из шарнирного пальца *1*, с полусферическим торцом и четырьмя фигурными штифтами *2*, корпуса *3*, кожуха *4*, подпружиненной пяты *5* и переходника *6*. Угол перекоса шарнирного пальца составляет 6° при нормальном режиме бурения. На рис. 21.7, *г* представлен шарнир ШБЗ-6 конструкции ЗабНИИ.

21.3. ТЕХНОЛОГИЯ И ТЕХНИЧЕСКИЕ СРЕДСТВА ИСКУССТВЕННОГО ИСКРИВЛЕНИЯ И МНОГОЗАБОЙНОГО БУРЕНИЯ СКВАЖИН

Искусственное искривление скважин применяется чаще всего для радикальной коррекции трасс скважин с целью исправления технологического брака (грубых искажений разведочной сети), обхода мест аварий и отбурки дополнительных стволов с целью локальных сгущений разведочной сети.

Все технические средства для искусственного искривления делятся на следующие основные типы:

одно- и двухшарнирные компоновки (рис. 21.8, *1, 2*);

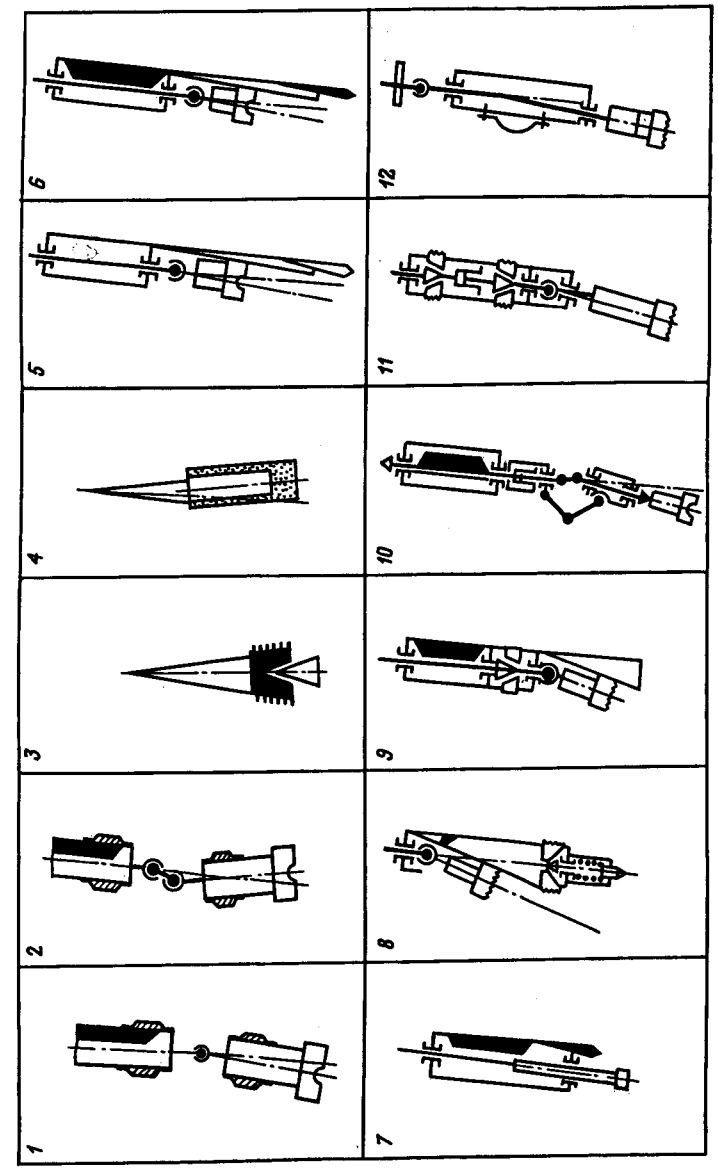


Рис. 21.8. Кинематические схемы отклонителей для искусственного искривления скважин (по Ю.Т. Морозову)

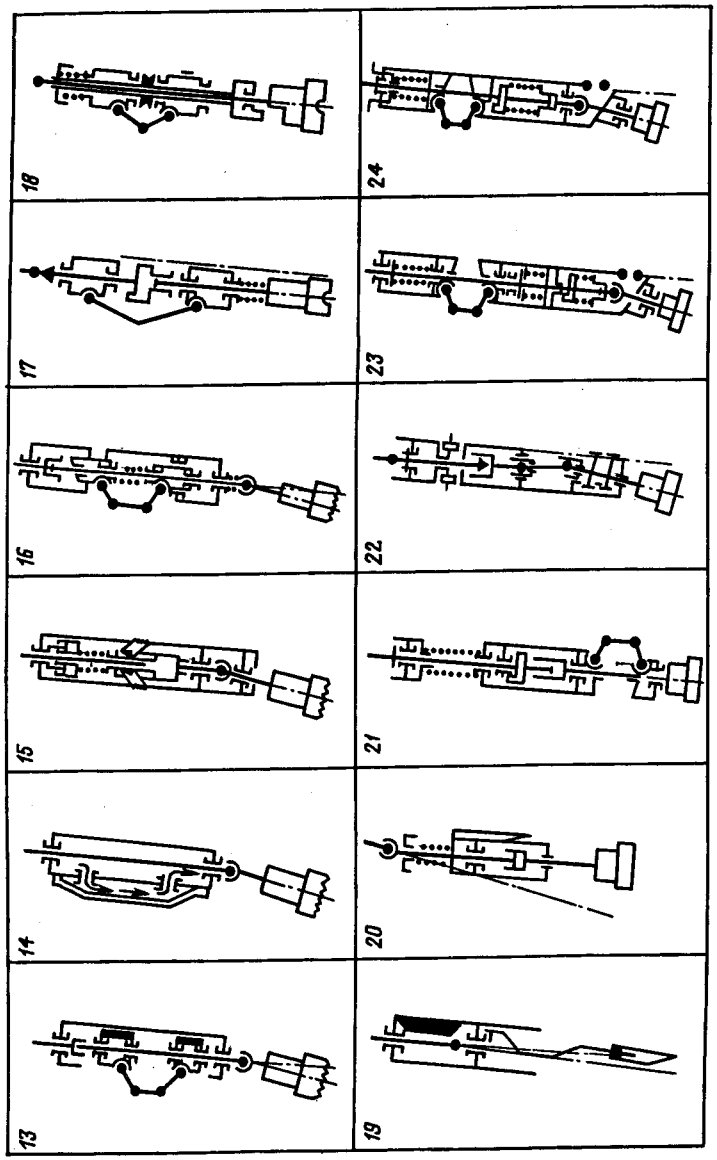


Рис. 21.8. Продолжение

клиновые отклонители стационарные (неизвлекаемые) открытого типа (рис. 21.8, *3, 4*);

клиновые извлекаемые закрытые отклонители однократного действия (рис. 21.8, *5–8*);

клиновые извлекаемые отклонители однократного действия для отбурки стволов меньшего диаметра (рис. 21.8, *9*);

бесклиновые скользящие отклонители непрерывного действия (рис. 21.8, *10, 11, 12, 13–18*);

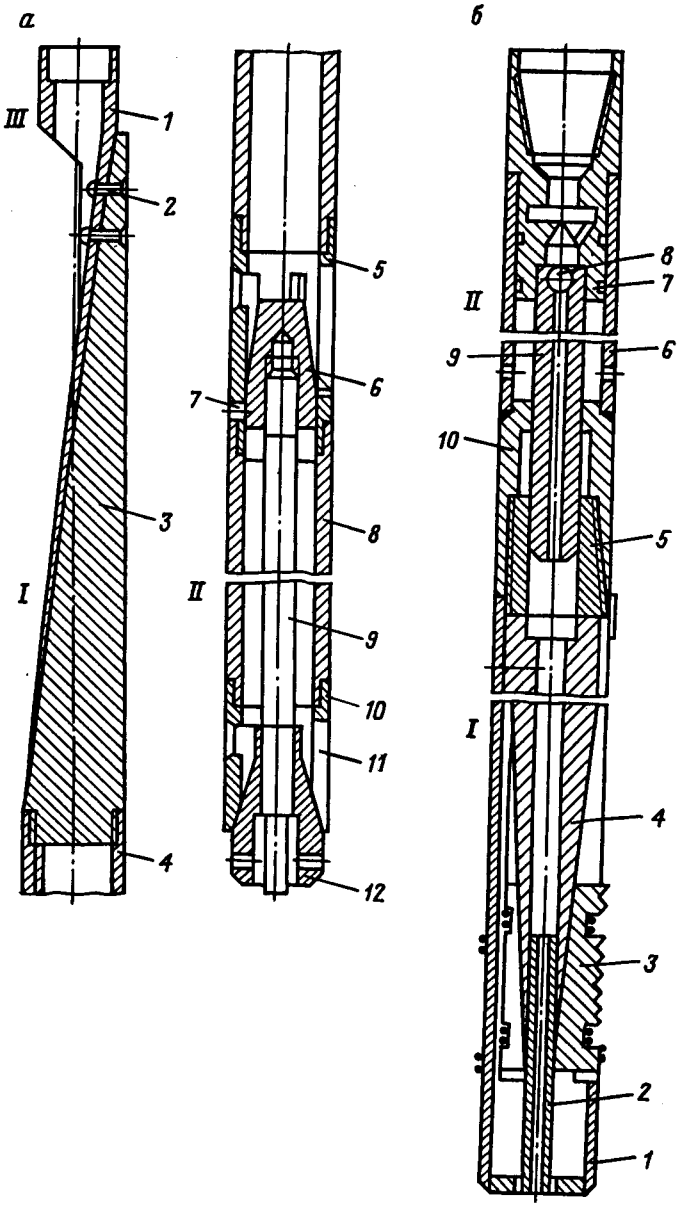
конусно-клиновые извлекаемые отклонители многократного действия, обеспечивающие сохранение диаметра скважины при искривлении (рис. 21.8, *1, 19, 20*);

бесклиновые скользящие забойно-приводные отклонители непрерывного действия (рис. 21.8, *21–24*).

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, изготавливаемом 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. 21.9, *а*) имеют в составе конструкции клин *I* и распорное устройство *II*. Отклонитель опускается в скважину на бурильных трубах, присоединенных к клину через установочный патрубок *III* двумя заклепками. При постановке клина на пробку-забой (рис. 21.9, *б*) срезается винт-шпилька в распорном устройстве и клин раскрепляется в скважине. Предварительно с помощью специального ориентатора желоб клина поворачивается в нужное направление – ориентируется.

Далее осевая нагрузка увеличивается до срезания двух заклепок в установочном патрубке, после чего бурильные трубы извлекаются из скважины. Пробка-забой включает корпус *1* с тремя продольными прорезями-окнами, распорный конус *4* с конусными плашками *3* и переходника *5* с направляющим стержнем *2* и гидропривод. В корпусе *6* гидропривода размещены поршень *7*, шариковый клапан *8*, шток *9* и втулка *10*. В окна корпуса введены плашки, опирающиеся на конус. Выдвижение плашек и фиксация пробки-забоя в скважине про-



исходит при перемещении поршня и штока гидропривода под давлением промывочной жидкости, закачиваемой в колонну бурильных труб, на которой устройство опускается в скважину. Шток гидропривода воздействует на конус *4*, который перемещается вниз, выталкивая плашки *3* наружу. Дополнительное усилие раскрепления обеспечивается осевой нагрузкой.

В мировой практике наибольшее распространение получил стационарный клин марки «Холл-Роу» (США). На рис. 21.10 представлено шесть модификаций этого клина, в том числе с подачей на забой цементного раствора (*1*) и различных модификаций механического распорного узла для применения в породах различной крепости и в скважинах различного диаметра. Для отбуривания от клина «Холл-Роу» применяется компоновка с алмазным долотом «бычий нос» и установленным выше него конусным алмазным расширителем.

Извлекаемые отклонители однократного действия разнообразны по конструкции. Классическим техническим решением съемного отклонителя в России является отклонитель типа СО (*77/46* и *57/36*), много лет успешно применяющийся в различных геолого-технических условиях. Кинематическая схема его представлена на рис. 21.8, *7*.

В развитие данной технической идеи в последние годы создано много устройств, обеспечивающих направленное бурение скважин в различных условиях.

Одной из таких разработок является отклонитель СНБ-АС, созданный в Казахстане (рис. 21.11). Он состоит из корпуса *8*. К корпусу 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 внутренней стороны клиновидной плашкой *6*. Отбурочный инструмент состоит из ниппеля *1* с закрепленным на нем винтом *4* полуцилиндрическим распорным конусом *5*, промежуточного вала *7*, шарнира *9*, колонковой трубы *10*, алмазной коронки *11*.

Рис. 21.9. Стационарный клин типа 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 раскрепляющие конусы; *7* – винт-шпилька; *8, 11* – верхний и нижний патрубки; *9* – шток; *I* – клин; *II* – распорное устройство; *III* – установочный патрубок; *б*: *1* – корпус пробки; *2* – цилиндрический 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

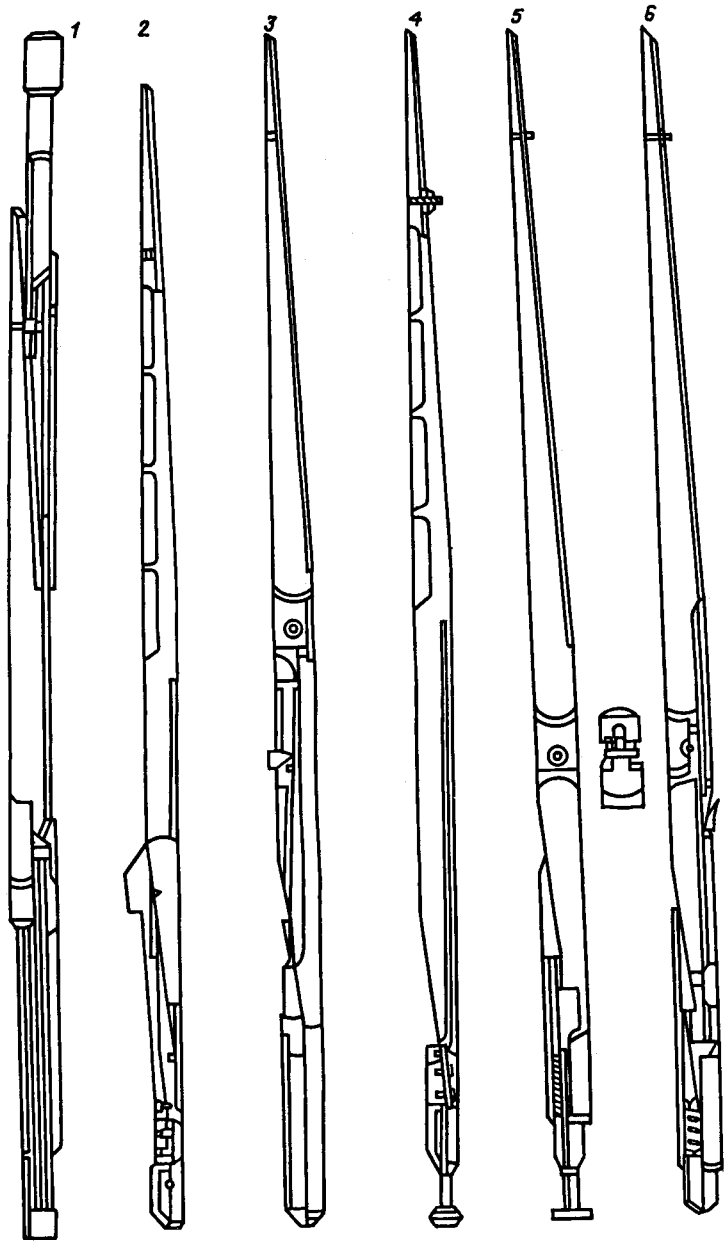
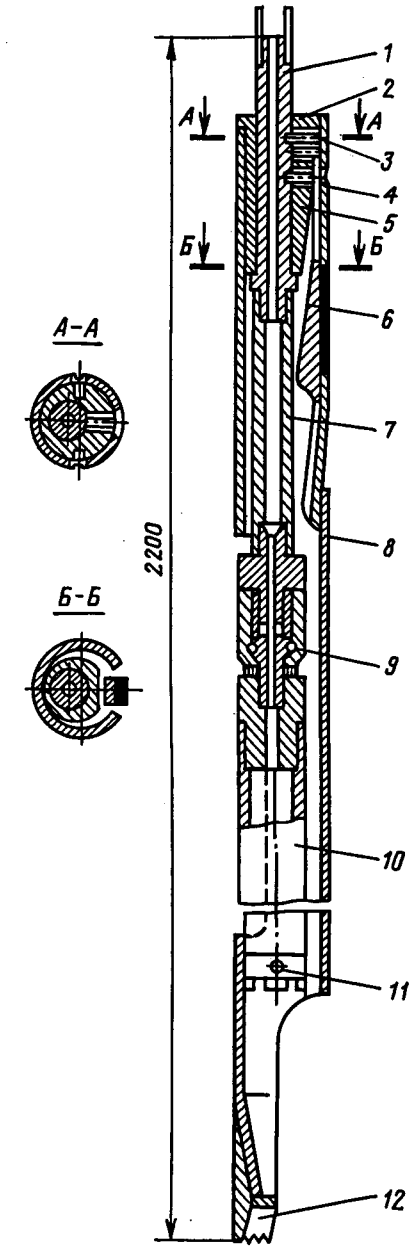


Рис. 21.10. Модификации стационарного клина «Холл-Роу»

Рис. 21.11. Съемный отклонитель СНБ-АС Южно-Казахстанского геологического объединения



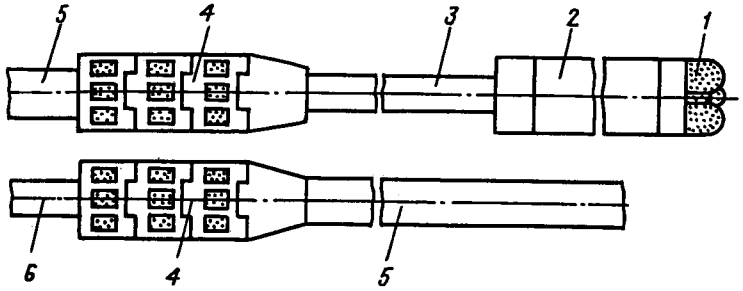


Рис. 21.12. Компоновка для проработки интервалов искривления КПИИ конструкции ВИТР:
1 – алмазная коронка; *2* – колонковая труба; *3* – бурильная труба длиной не менее 1,5 м; *4* – алмазные калибраторы (фрезеры); *5* – патрубок; *6* – бурильные трубы

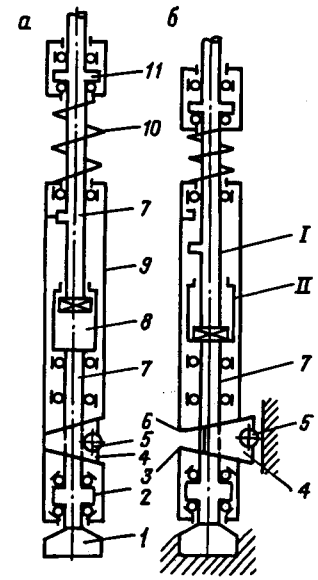
Отклонитель после ориентации без вращения устанавливается на забой, под действием осевой нагрузки срезается винт *3*, и отбурочный снаряд опускается до тех пор, пока полуцилиндрический распорный конус *5* не расклинит клиновидную плашку *6* до полного упора о стенку скважины, а конус заклинится о внутреннюю 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 скос башмака *12*, а шарнир *9* изгибается при его перемещении непосредственно в вырезе корпуса *8*.

Поскольку диаметр пилот-скважины значительно меньше диаметра основного ствола требуется дополнительная проработка участка искривления специальными компоновками. Пример таких компоновок представлен на рис. 21.12.

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 – условное наименование, обозначающее землеройного зверька типа суслика, который водится в забайкальских степях России).

Принципиальная схема снаряда ТЗ-3 представлена на рис. 21.13, *а*. Он состоит из ротора *I*, соединенного с долотом *1*, и

Рис. 21.13. Снаряд ТЗ-3:
а – в процессе ориентирования до раскрепления; *б* – в фиксированном положении при бурении; *1* – долото; *2, 11* – нижний и верхний опорные узлы соответственно; *3, 6* – нижний и верхний полуклинья; *4* – ползун; *5* – ролики; *7* – вал; *8* – муфта; *9* – корпус; *10* – пружина; *I* – ротор; *II* – статор



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. 21.13,*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 колеблется в пределах 1° на 1 м. Бурение снарядом ТЗ-3 проводится с промывкой водой или глинистым раствором.

Техническая идея снаряда ТЗ-3 развита во многих конструкциях типа БСНБ-АС-73, СИБ-ИМР и др.

Эффективность применения отклонителей любого типа во многом определяется правильной установкой их в скважине по отношению к необходимому направлению искривления скважины – ориентацией отклонителей, выполняемой с помощью специальных приборов-ориентаторов, спускаемых внутрь колонны бурильных труб.

Конструкции ориентаторов весьма разнообразны. Наиболее совершенны среди них, как показывает практика, приборы типа «Курс», «Луч» и ОБ-13 конструкции ВИТР и прибор ОЭ-15 конструкции объединения «Уралгеология». Они спускаются внутрь бурильной колонны на одножильном проводе только на момент ориентации отклонителя.

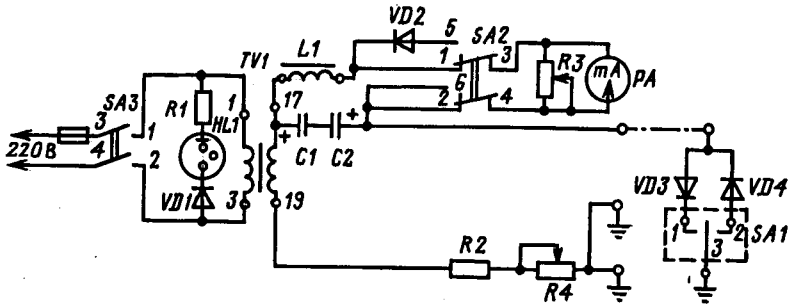


Рис. 21.14. Принципиальная электрическая схема пульта управления и скважинного ориентатора прибора «Луч»

Прибор «Луч» представляет собой прибор 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. 21.14). В пульте управления размещены понижающий трансформатор *TV1*, контрольная лампа *HL1*, резисторы нагрузки *R1, R2, R3*, диоды *VD1, VD2*, сглаживающий фильтр, состоящий из конденсаторов *C1, C2* и дросселя *L1*, который выделят постоянную составляющую из пульсирующего тока. Отклонение стрелки прибора *PA* регистрирует переменный резистор *R4*.

В датчике ориентатора размещены диоды *VD4, VD3*, 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 *PA* пульта в правую или левую сторону от нулевой позиции следующим образом. Переключатель *SA1* имеет вид маятника, который может коммутировать цепь отвеса *3*. Диоды *VD4* и *VD3* меняют направление протекания тока через нагрузку *R1* и *R2* в зависимости от замыкания контактов переключателей *SA1*.

Отклонитель на колонне бурильных труб спускается 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, определяемым по специальной методике (см. следующий раздел). После этого бурильная колонна медленно вращается по часовой стрелке с некоторым продольным расхаживанием, позволяющим снять закручивание колонны.

При поворачивании колонны вокруг ее оси в зависимости от расположения отвеса и маятника ориентатора относительно апсидальной плоскости скважины могут быть 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 отклоняет 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»; оно соответствует установке отклонителя в заданное положение.

Особенностью ориентатора электрического ОЭ-15 (рис. 21.15) является то, что чувствительный элемент выполнен в виде шарнира, сблокированного с отвесом и подвижным контактным кольцом. Сигнал от чувствительного элемента воздействует на электромагнитный вибратор, что повышает точность ориентации и обеспечивает плавность перемещения контакта.

В бесконтактном ориентаторе ОБ-13 использован оптоэлектрический сигнал. Принцип его действия пояснен схемами, пред. на рис. 21.16 и 21.17. 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 оси

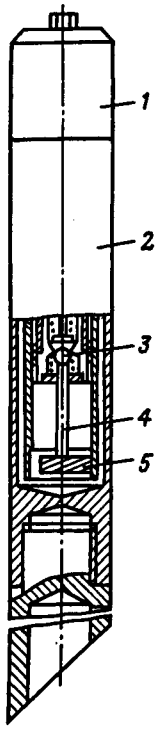
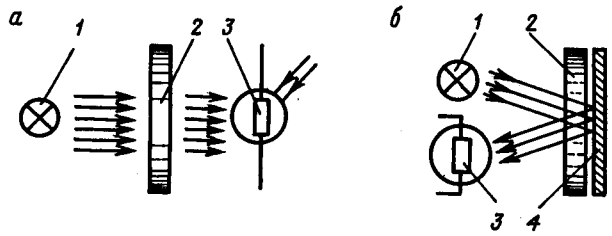


Рис. 21.15. Ориентатор электрический ОЭ-15 опытно-методической партии новой техники ПГО «Уралгеология»: *1* – переводник с кабельным вводом; *2* – корпус; *3* – шарнир; *4* – отвес; *5* – подвижное контактное кольцо

Рис. 21.16. Принцип действия оптоэлектронного преобразователя в проходящем (*а*) и отраженном (*б*) свете: *1* – источник света; *2* – оптический элемент (маска, пузырек); *3* – приемник света; *4* – отражатель



скважины) меняется световой поток от источника к приемнику и соответственно меняется ток, протекающий через приемник света, что фиксируется поверхностным пультом. В качестве чувствительного элемента может быть использована вращающаяся на оси непрозрачная механическая эксцентрическая маска со щелью (рис. 21.16, *а*) либо пузырек воздуха в непрозрачной жидкости (рис. 21.16, *б*).

Ориентаторы, как технические средства обеспечения правильной установки отклонителей, используют в качестве рабочего параметра угол установки отклонителя φ.

Наиболее удобным и универсальным методом определения угла установки отклонителя является графоаналитический метод (рис. 21.18), который заключается в следующем.

Сначала, с целью определения полного угла на интервале искусственного искривления δ, на прямой *BA* (рис. 21.18, *а*) от точки *B* откладывается в принятом масштабе (например, 1° в 1 см) начальный зенитный угол θ (отрезок *BO*). Затем из точки *B* откладывается проектное приращение азимута ($\alpha_п - \alpha_0$) и проводится прямая, на которой в том же масштабе откла-

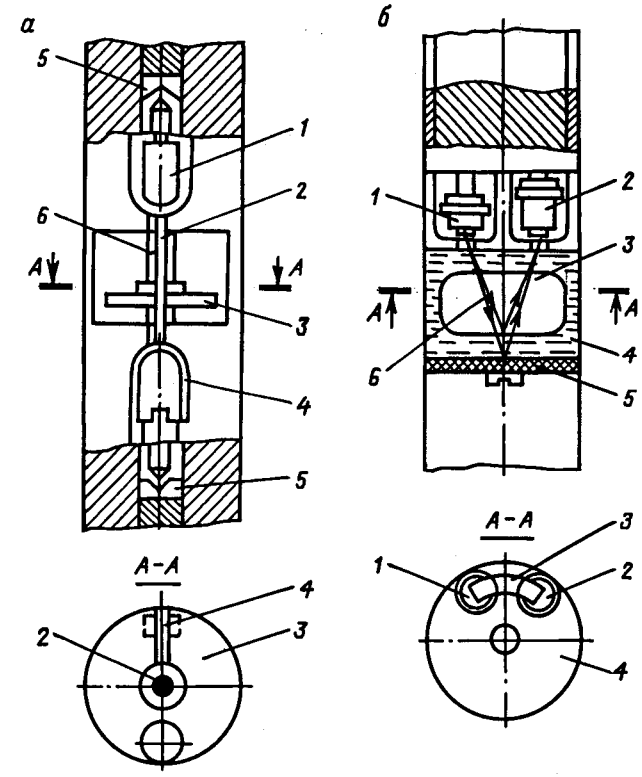


Рис. 21.17. Чувствительный элемент оптоэлектронного ориентатора: *а* – в виде механической маски: *1* – источник света; *2* – лучи света; *3* – оптическая маска; *4* – приемник света; *5* – подпятники; *6* – ось маски; *б* – в виде пузырьковой камеры с жидкостью: *1* – источник света (например, светодиод); *2* – приемник света; *3* – пузырек воздуха в жидкости; *4* – непрозрачная жидкость; *5* – камера; *6* – лучи света

дывается проектный зенитный угол $\theta_п$. Линия *OC* отображает полный или общий угол искривления, который должен быть получен для приведения скважины в проектное положение. Исходя из возможностей технических средств определяют количество необходимых циклов для набора полного угла искривления. Далее определяется угол установки отклонителя – угол поворота шпонки ориентирующего переходника относительно плоскости симметрии желоба или другого отклоняющего элемента устройства.

На графике к линии *NS* (рис. 21.18, *б*) под углом α_1, равным фактическому азимуту скважины, проводят линию *OA*, длина которой соответствует фактическому зенитному углу θ_1.

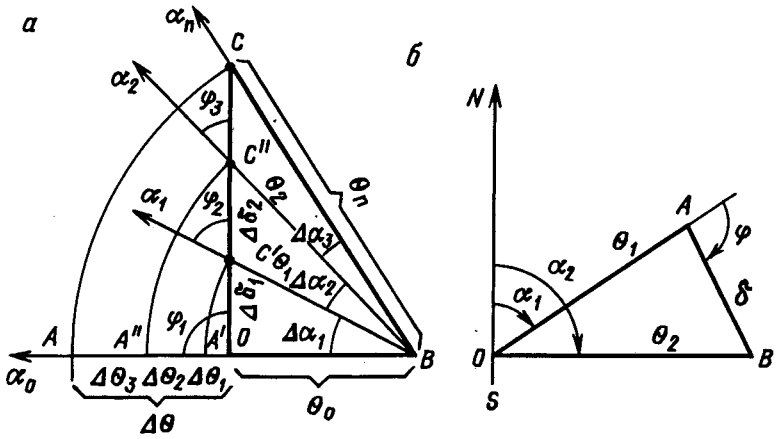


Рис. 21.18. Схемы графоаналитических методов определения параметров искусственного искривления скважины

Под углом α_2, равным проектному азимуту, проводится линия *OB* в том же масштабе, соответствующая проектному углу θ_2. В этом случае отрезок *AB* будет равен полному углу искривления δ, а угол установки отклонителя φ определится как угол между лучом *OA* и линией *AB* (знак «+» – справа от *OA*, знак «–» – слева от *OA* при уменьшении азимута).

21.4. БУРЕНИЕ МНОГОСТВОЛЬНЫХ СКВАЖИН

Создание новой техники направленного бурения обеспечило возможность проведения разведки месторождения по более эффективным схемам на основе локального сгущения разведочных сетей отбуркой дополнительных стволов скважин и многократного увеличения массы опробуемого рудного вещества без проходки большого количества скважин. В ряде случаев многоствольное бурение позволяет отказаться от дорогостоящих горных выработок.

При бурении многоствольных скважин дополнительные стволы могут располагаться в одной вертикальной плоскости (рис. 21.19, *а*, *б*) искривляясь в одну сторону (рис. 21.19, *в*, *г*), а также задаваться в различных азимутальных направлениях (рис. 21.19, *д*, *е*).

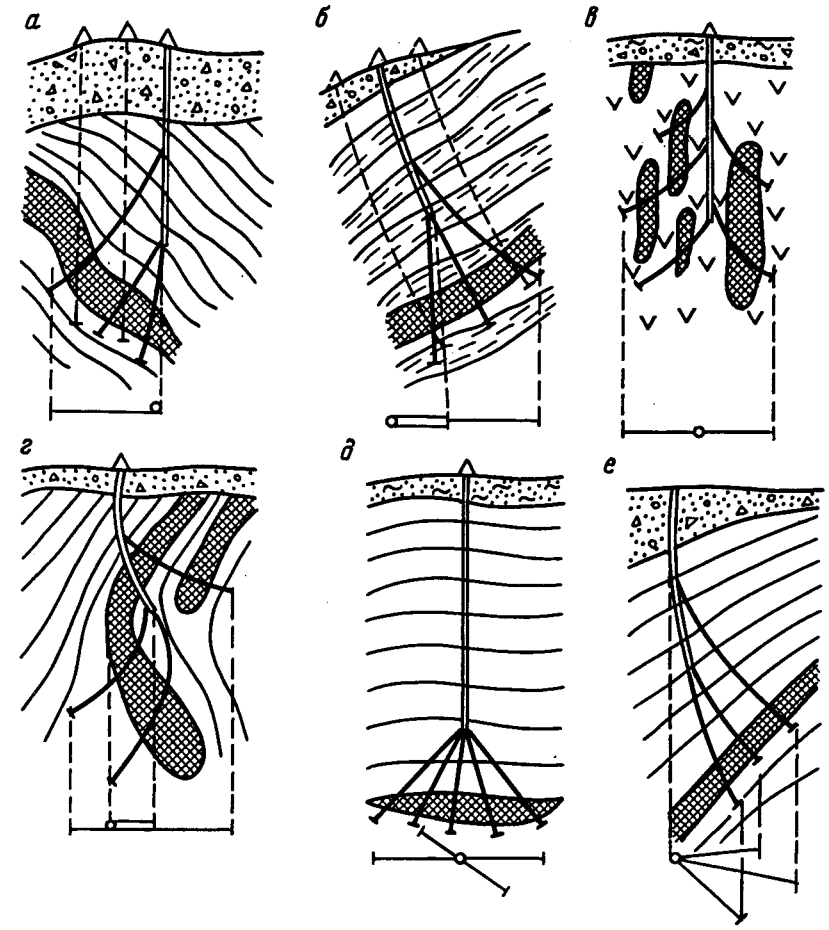


Рис. 21.19. Схемы многоствольных скважин

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 *H* дополнительного ствола от основного;

траектория дополнительного ствола должна обеспечивать минимально возможные затраты времени и средств на про-

ходку скважины в этом интервале, свободный проход забойных компоновок бурового инструмента и отклонителей, а также достаточный запас прочности бурильных труб.

По В.П. Зиненко, стоимость бурения дополнительного ствола можно определить выражением

$$C = C_1\Delta\theta + C_2 L_д, \tag{21.16}$$

где C_1 – дополнительные затраты на 1° искусственного искривления, руб; $\Delta\theta$ – приращение зенитного угла; C_2 – средняя стоимость 1 м бурения в данном интервале глубин, руб; $L_д$ – длина дополнительного ствола, м.

Если основной ствол является прямолинейным с постоянным зенитным углом (рис. 21.20), то дополнительный состоит из интервала l_1 с постоянной интенсивностью зенитного искривления i_θ и прямолинейного интервала l_2, то

$$L_д = l_1 + l_2, \tag{21.17}$$

$$l_1 = \frac{\Delta\theta}{K}, \tag{21.18}$$

$$l_2 = \frac{h_2}{\sin\Delta\theta}; \tag{21.19}$$

$$h_2 = H - \frac{1}{K}(1 - \cos\Delta\theta). \tag{21.20}$$

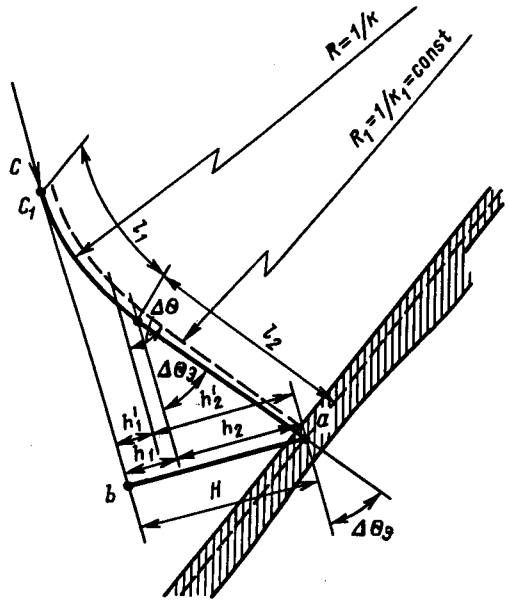


Рис. 21.20. Схема к расчету параметров многоствольной скважины

где K – средняя кривизна дополнительного ствола с учетом работы отклонителя, $K = 1/R$; R – радиус искривления.

Тогда

$$L_д = \frac{\Delta\theta}{K} + \frac{H - \frac{1}{K}(1 - \cos\Delta\theta)}{\sin\Delta\theta}, \tag{21.21}$$

откуда

$$C = 57{,}3C_1\Delta\theta + \left[\frac{\Delta\theta}{K} + \frac{H - \frac{1}{K}(1 - \cos\Delta\theta)}{\sin\Delta\theta}\right]C_2. \tag{21.22}$$

Продифференцировав полученное выражение по $\Delta\theta$ и приравняв производную к нулю можно получить значение $\Delta\theta_э$, соответствующее минимуму стоимости дополнительного ствола из решения следующего уравнения:

$$A\cos^2\Delta\theta_э + B\cos\Delta\theta_э + 1 - A = 0, \tag{21.23}$$

где $A = 57{,}3KC_1/C_2 + 1$; $B = KH - 1$.

Соответственно

$$\Delta\theta_э = \arccos\frac{-B \pm \sqrt{B^2 - 4A(1-A)}}{2A}. \tag{21.24}$$

Если после проходки искривленного интервала дополнительного ствола возможно естественное искривление скважины в сторону выполаживания с постоянным радиусом кривизны $R_1 = 1/K_1$, то для получения заданного отхода H должно выполняться следующее соотношение:

$$\frac{1}{K}(1 - \cos\Delta\theta_э) + \frac{1}{K_1}(\cos\Delta\theta_1 - \cos\Delta\theta_э) = H, \tag{21.25}$$

где $\Delta\theta_1$ – необходимое приращение значения зенитного угла в начале интервала естественного искривления l_2 для получения заданного отхода H; K_1 – среднее значение кривизны с учетом естественного искривления.

Тогда

$$\Delta\theta_1 = \arccos\frac{KK_1H - K_1 + K\cos\theta_э}{K - K_1}. \tag{21.26}$$

Положение точки зарезки дополнительного ствола находят путем проектирования его на направление основного ствола:

$$BC = \frac{1}{K}\sin\Delta\theta_1 + \frac{1}{K_1}(\sin\Delta\theta_э - \sin\Delta\theta_1). \tag{21.27}$$

Значение интенсивности искривления i_θ на участке дополнительного ствола l_1 выбирается с учетом технических воз-

можностей отклонителей и проверяется по условиям их свободной проходимости.

Дополнительные стволы при бурении многоствольных скважин могут забуриваться в различной последовательности: снизу вверх или 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 типа СО и бесклиновые отклонители непрерывного периодического действия.

21.5. ТЕХНОЛОГИЯ И ТЕХНИЧЕСКИЕ СРЕДСТВА БУРЕНИЯ С ОТБОРОМ ОРИЕНТИРОВАННОГО КЕРНА (КЕРНОМЕТРИЯ)

Одним из следствий развития технологии направленного бурения явилось создание эффективного метода производства геологоразведочных работ средствами бурения, основанного на получении образцов керна, ориентированного в пространстве по своему естественному положению в массиве. Этот метод и реализующая его буровая технология получила наименование *кернометрия*.

Задача кернометрических исследований – определение параметров залегания (азимута и угла падения) структурных элементов геологического объекта – слоистости, трещиноватости, сланцеватости и т.п.

Ориентированным керном называется керн, на поверхности которого зафиксировано положение относительной условной или географической системы координат (рис. 21.21).

На практике чаще всего производится косвенная ориента-

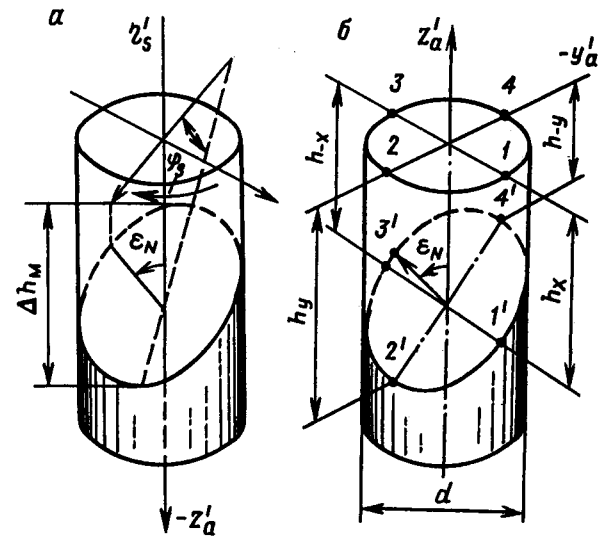


Рис. 21.21. Ориентированный керн и его элементы

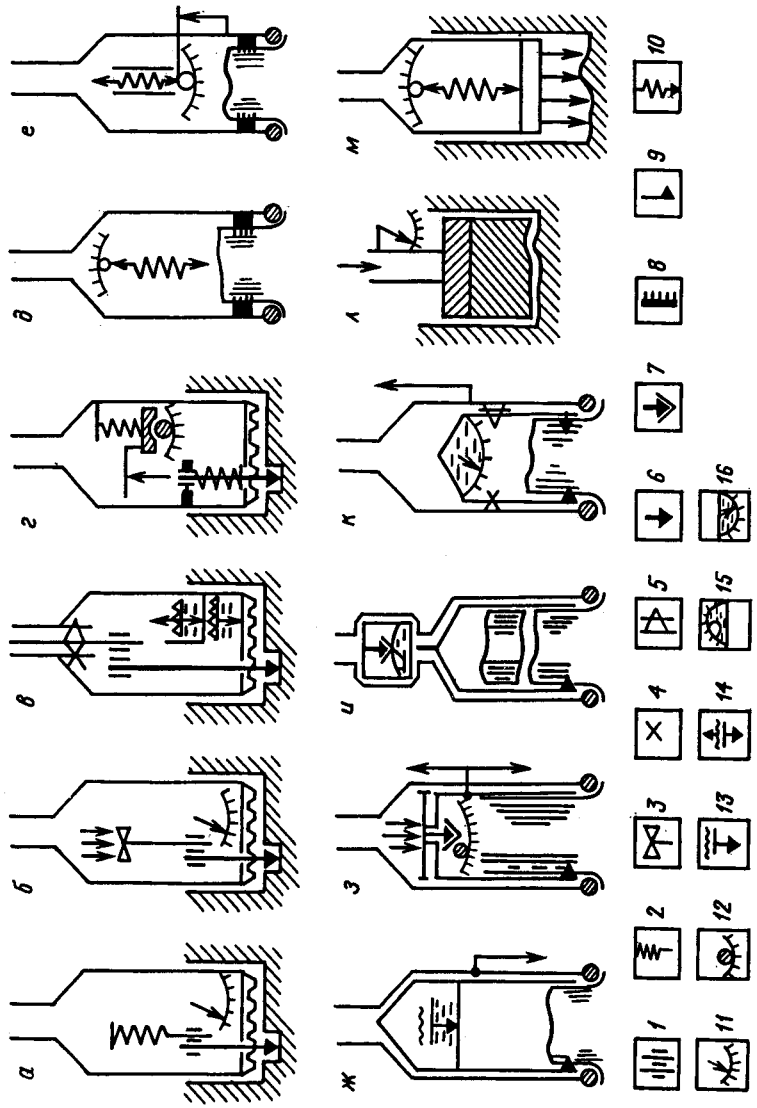
ция керна, выполняемая в системе координат, основу которой составляет *апсидальная плоскость* – вертикальная плоскость, касательная к траектории скважины в точке отбора ориентированного керна. Ориентация достигается за счет того, что апсидальная плоскость имеет азимут скважины в точке отбора керна, который фиксируется при инклинометрии. Ориентация керна в этом случае заключается в определении и фиксации нижнего и верхнего следов апсидальной плоскости скважины и соответствующей разметке керна.

При разметке ориентированного керна выделяются структурный элемент (структурный эллипс), нижний и верхний следы апсидальной плоскости (лежачий и висячий бока скважины). Облегчает дальнейшие расчеты замер длин образующих цилиндрической поверхности керна между поперечными сечениями керна в нижней и верхней точке структурного эллипса, измеренные через 90° от верхнего следа апсидальной плоскости h_0, h_{90}, h_{180}, h_{270} (см. рис. 21.21).

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 струк-



турного 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:

$$\eta_s' = \operatorname{arctg}\frac{\Delta h_м}{d}. \qquad (21.28)$$

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:

$$\alpha_s = \alpha_A + \Delta\alpha_s, \qquad (21.29)$$

$$\Delta\alpha_s = \operatorname{arctg}\frac{\sin\varphi_s}{\cos\varphi_s\cos\theta_A - \dfrac{\alpha_A}{\Delta h_м}}, \qquad (21.30)$$

$$\eta_1 = \arccos\frac{d}{\sqrt{d^2 + \Delta h_м}}\left(\frac{\Delta h_м}{d}\cos\varphi_1\sin\theta_A - \cos\theta_A\right). \qquad (21.31)$$

Рис. 21.22. Упрощенные принципиальные схемы приборов и технических средств для отбора ориентированного керна:
а – керноскоп К5 (КазИМС); *б* – керноскоп «Алтай» (КазИМС); *в* – отбуроч-ный керноскоп КО-59(76) (ПГО «Уралгеология»); *г* – устройство для нанесения ориентированной метки на забой (Белорусская ГРЭ); *д* – керноскоп «Алатау» (КазИМС); *е* – керноскоп КОШ (Свердловский горный институт); *ж* – ориентатор забойных керновых «пеньков» фирмы «Одчерс-Дриллинг» (США); *з* – керноориентатор КГДГ (ПГО «Запукргеология»); *и* – керноориентирующий снаряд «Кристенсен-Хюгель» (США); *к* – малогабаритная керноориентирующая приставка (Свердловский горный институт); *л* – ориентированная печать; *м* – керноориентатор «Крелиус» (Швеция); **привод:** *1* – привод от бурового снаряда; *2* – пружинный двигатель; *3* – гидромотор; **замки:** *4* – разрушаемое соединение; *5* – разъемное соединение; **устройства маркирования и фиксации:** *6* – устройство однократной необратимой фиксации; *7* – устройство многократной необратимой фиксации, *8* – механический кернозахват, *9* – резец, *10* – устройство механической фиксации; **устройства ориентации:** *11* – горизонтальный маятник, *12* – кольцевой шариковый отвес, *13* – жидкостный электролизный или кислотный неуправляемый ориентатор; *14* – жидкостный управляемый ориентатор; *15* – жидкостный уровень; *16* – контактно-электролизный ориентатор

Для получения ориентированного керна в процессе бурения применяются различные способы и технические средства. Их упрощенные принципиальные схемы представлены на рис. 21.22.

Наибольшее распространение на практике получили отбурочные керноскопы с электролитическим жидкостным ориентатором (рис. 21.22, *а*).

Отбурочный керноскоп КО конструкции партии новой техники Уральского территориального геологического управления (конец 60-х – начало 70-х годов) отличается высокими эксплуатационными характеристиками, надежностью и простотой конструкции (рис. 21.23, *а*) используется до настоящего времени. В данном устройстве привод отбурочного снаряда *3* осуществляется от колонны бурильных труб, специальное долото-терка *5* для выравнивания забоя совмещено с корпусом *6*, в качестве ориентатора использован жидкостный электролитный апсидоскоп *4*. Отбурочный снаряд связан с корпусом *6* во время выравнивания забоя перед отбуркой метки посредством зубчатой муфты *2*, передающей крутящий момент, и срезаемого штифта *1*, передающего на долото осевую нагрузку.

Усовершенствованная конструкция керноскопа КО – керноскоп КО-73/59М (модернизированная), – разработанная в ПГО

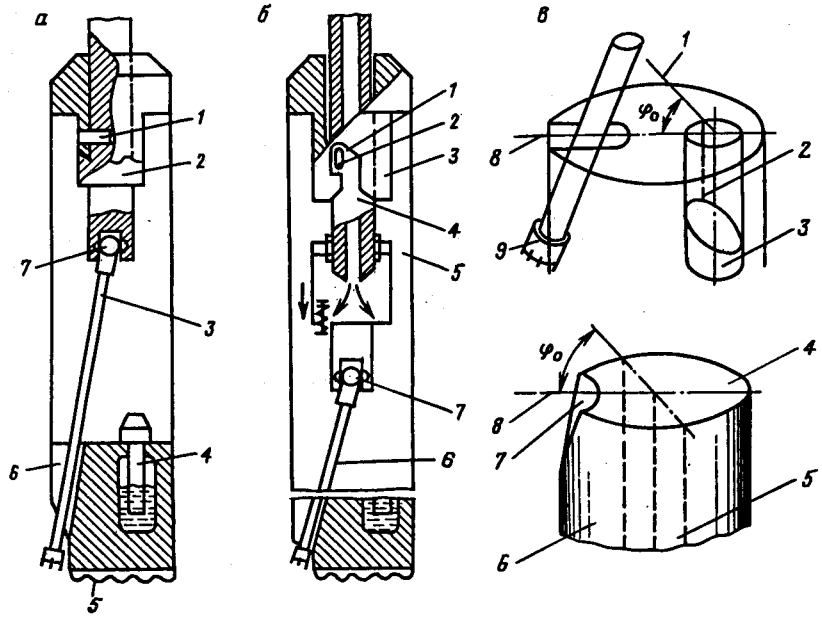


Рис. 21.23. Принципиальные схемы отбурочных керноскопов

«Уралгеология» в начале 80-х годов имеет (рис. 21.23, *б*) неразрушаемое байонетное соединение *3* отбурочного снаряда *6*. Шпонка *2*, закрепленная на валу *4* отбурочного снаряда *6*, входит в вырез *1* байонетного замка *3* при отрыве снаряда от забоя и выходит из него, освобождая отбурочный снаряд *6* при повороте бурильных труб влево. Отбурочный снаряд и вал с замком размещены в корпусе керноскопа *5*. Оба варианта керноскопов имеют карданный шарнир *7* в отбурочном снаряде, позволяющий получить эксцентрическую метку. Модернизация керноскопа значительно повысила его эксплуатационные качества.

Схема снятия отсчета φ_0 приведена на рис. 21.23, *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 США получил широкое распространение буровой снаряд для отбора ориентированного керна, так называемая система «Кристенсен-Хюгель», реализующая способ непрерывной ориентации керна. На рис. 21.24 (*а*, *б*) изображены две основные конструкции снаряда – соответственно так называемые «система *I*» и «система *II*». Обе конструкции содержат в своем составе специальный кернорватель *1*, имеющий на своей внутренней поверхности три продольных ножа для нанесения продольных бороздок на поверхности керна, невращающуюся керноприемную трубу *2*, размещенную в корпусе *3*, удлинительную штангу *5* с узловым креплением *6*, немагнитные трубы *7*, многоточечный прибор *4* и центратор *8*.

В процессе бурения ножи кернорвателя *1* воздействуют на керн, входящий в керноприемную трубу *2*. При этом положение фиксируется на одном фотоснимке, получаемом с помощью специального многоточечного прибора, который позволяет получать фотоотпечатки с различной частотой (через 2; 1 мин»; 3 отпечатка в минуту и т.д.) в зависимости от настройки часового механизма.

Ориентация керна осуществляется относительно апсидальной плоскости, фиксируемой положением воздушного пузырька круглого уровня, либо в вертикальных скважинах по углу между северным концом магнитной стрелки и бороздкой. Отличительной особенностью конструкции снаряда «система 1» является то, что многоточечный регистрирующий прибор расположен в немагнитной бурильной трубе и ориентирован

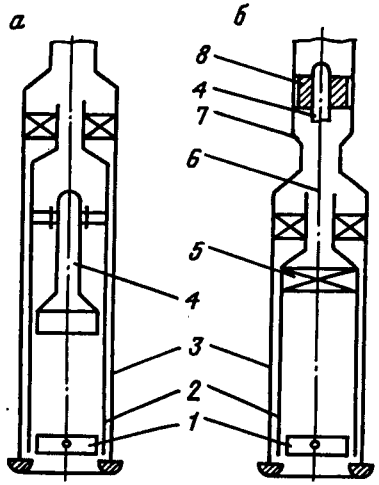


Рис. 21.24. Принципиальная схема устройств снарядов «Кристенсен-Хюгель»

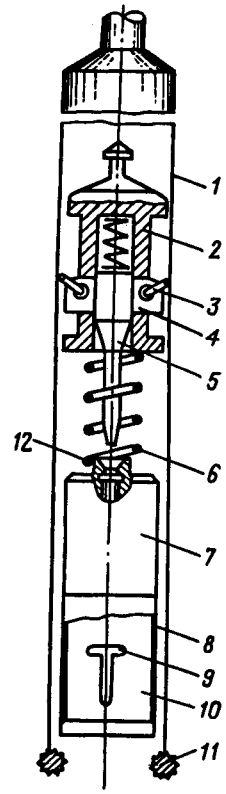


Рис. 21.25. Схема конструкции бурового снаряда для отбора ориентированного керна КПК конструкции Свердловского горного института

относительно керноприемной трубы, кернорвателя и керна посредством штанги, которая при помощи резьбового соединения закреплена ниже шарикоподшипниковой подвески керноприемной трубы.

Конструкция «система 2» используется в снарядах для бурения диаметром менее 76 мм, так как в таких снарядах габаритные размеры шарикоподшипниковой подвески керноприемной трубы слишком малы для пропуска соединительной штанги сквозь эту подвеску.

Американская фирма «Кристенсен Даймонд Продакс» изготавливает также и керноотборочный снаряд с резиновой манжетой, который позволяет получать ориентированный керн рыхлых пород.

В России близкая техническая идея реализована в виде специального бурового снаряда КПК Свердловского горного института (рис. 21.25).

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 (маркирующим элементом) *10* и Т-образными вырезами с вогнутыми вовнутрь стакана лепестками *9* (фиксаторами керна). Непосредственно над стаканом *8* установлен ориентатор одноактного необратимого 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 бурового снаряда на забой осуществляется бурение на глубину 10–15 см. В процессе углубки столбик керна входит в керноприемный стакан *8* и жестко закрывается за счет упругой конструкции стакана. 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.

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*, выключая его, затем утапливается в корпус замка *2*, в результате кулачки *4* получают возможность свободного радиального перемещения и освобождает скобы *3* – заклинивание замка и фиксация керноориентатора прекращаются. Далее бурение ведется по обычной технологии на полную длину рейса. Керноориентатор вместе с поступающим в колонковую трубу керном перемещается по ней вверх.

Кернометрия является одним из направлений повышения геологоразведочной результативности буровых работ и способствует повышению эффективности средств бурения.

22 БУРЕНИЕ ГЛУБОКИХ СКВАЖИН НА НЕФТЬ И ГАЗ

Нефтяные и газовые скважины представляют собой дорогостоящие капитальные сооружения, служащие многие десятилетия. Из скважин добывают полезные ископаемые. С их помощью нагнетают в пласты различные агенты, ведут контроль за разработкой месторождения и т.д.

В нефтяной и газовой промышленности бурят скважины различного назначения:

эксплуатационные для добычи нефти и газа;

нагнетательные – для закачки в продуктивный пласт воды (реже воздуха, газа) с целью поддержания требуемого пластового давления;

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.

К качеству строительства предъявляются в настоящее время 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;

естественная проницаемость пласта должна быть сохранена при бурении скважины;

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 и 219 мм);

форма сечения и профиль ствола скважины должны отвечать определенным требованиям, что необходимо для нормального дальнейшего углубления скважины и спуска в нее обсадных колонн.

Общее требование – буровые работы необходимо выполнять 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.

22.1. 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 – концентрированно 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 ра-

боты которого были бы такими же жесткими, сложными и трудно контролируемыми, как для буровых долот.

Так, реализуемая через долото мощность, приходящаяся на 1 см его диаметра, может достигать 5–10 кВт, статическая осевая нагрузка 10–15 кН. 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 температура поверхностных слоев элементов вооружения и опоры повышается до 800–1000 °С.

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) и температура (до 250 °С).

В настоящее время практически отсутствуют методы текущего контроля за состоянием долота на забое. Долота работают в компоновке 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, допустимых величин износа. Одним из главных показателей, характеризующих эффективность работы долота при прочих равных условиях, может служить механическая скорость

$$v_м = N_д/AF_з, \qquad (22.1)$$

где $v_м$ – механическая скорость бурения, м/с; $N_д$ – реализуемая на долоте мощность, Вт; A – 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 горной породы.

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 тяжелонагруженных 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 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 необходимы различные конструктивные типы долот (см. разделы 8 и 9).

22.2. 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 выполнения следующих функций:

передача вращения от ротора к долоту;

восприятие реактивного момента забойного двигателя;

подача и создание нагрузки на забой;

подвод промывочной жидкости к трубопроводу при турбинном бурении и к долоту и забою при всех способах бурения;

монтаж отдельных секций токопровода при бурении с электробуром;

подъем и спуск долота, турбобура, электробура;

проведение ряда операций при бурении наклонных скважин и предупреждение искривления;

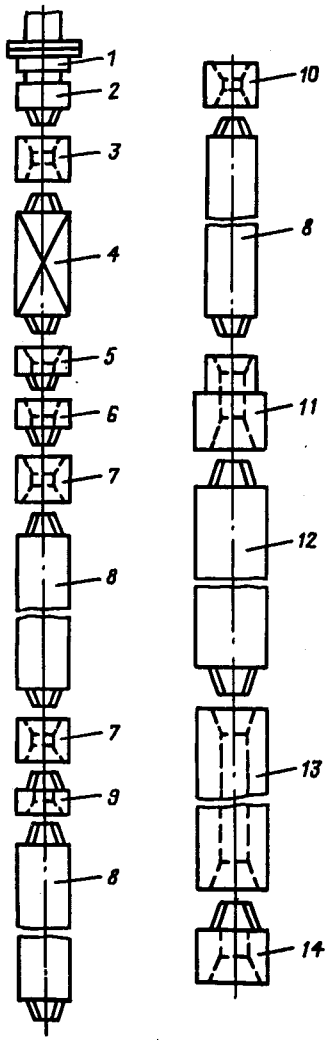


Рис. 22.1. Схема бурильной колонны:
1 – вертлюг; *2* – переводник вертлюга; *3, 5* – верхний и нижний переводники ведущей трубы соответственно; *4* – ведущая труба; *6* – предохранительный переводник; *7* – муфта бурильного замка; *8* – бурильная труба; *9* – ниппель бурильного замка; *10* – муфта для соединения бурильных труб в свечах; *11* – переводник для соединения с УБТ; *12, 13* – утяжеленные бурильные трубы; *14* – переводник для соединения с долотом или забойным двигателем

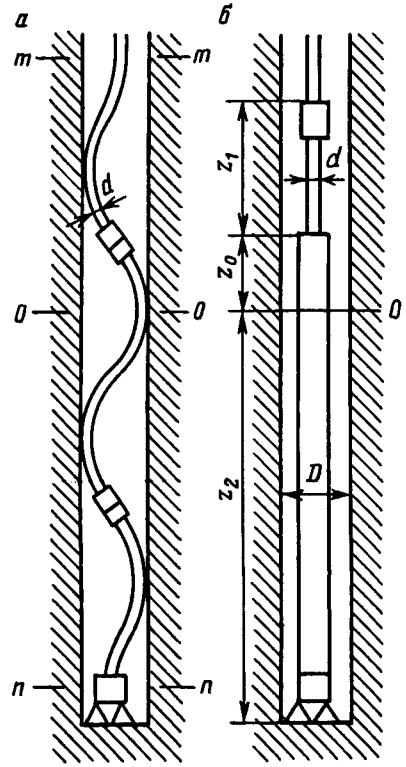


Рис. 22.2. Схема бурильной колонны в нагруженном состоянии без УБТ (*а*) и с УБТ (*б*):
d, *D* – диаметр бурильных труб и УБТ соответственно; z_0, z_1 – длина растянутой части УБТ и бурильных труб; z_2 – длина сжатой части УБТ

проведение вспомогательных работ (проработка, расширение, промывка или продувка) скважины, цементирование, испытание пластов, ловильные работы, проверка глубины скважины и др.);

проведение геофизических, в том числе инклинометрических исследований.

Основными элементами, составляющими бурильную колонну, являются ведущие бурильные трубы, бурильные трубы, бурильные замки, переводники, утяжеленные бурильные трубы, опорно-центрирующие элементы и др. (рис. 22.1).

Рабочие (ведущие) бурильные штанги (трубы), чаще всего с квадратным сечением (имеются и шестигранные), служат для передачи вращения от ротора к бурильным трубам и для производства специальных операций при наклонно направленном бурении.

Бурильные трубы составляют основную часть колонны. Бурильные замки соединяют между собой отдельные бурильные трубы. Переводники предназначены для соединения элементов бурильных колонн, имеющих разные размеры или разнотипные резьбы, а также для присоединения подсобных и ловильных инструментов к бурильным трубам.

Утяжеленные бурильные трубы, устанавливаемые непосредственно над долотом или забойным двигателем, создают необходимую жесткость в нижней части бурильной колонны, нагрузку на долото в заданных пределах и обеспечивают прямолинейность вертикальной скважины за счет натяжения остальной бурильной колонны.

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.

В компоновку также входят калибраторы, центраторы, стабилизаторы, расширители, протекторные кольца, обратный клапан, амортизаторы, фильтр (при турбинном бурении) и др.

Бурильная колонна при бурении, проведения спускоподъемных и других операций находится в сложном напряженном состоянии, подвергаясь воздействию статических и динамических нагрузок, вызывающих растяжение, сжатие, продольный и поперечный изгиб, скручивание и др. С целью определения работоспособности элементов бурильной колонны и ее правильного конструирования производят специальные расчеты.

При роторном бурении на бурильную колонну действуют в основном следующие усилия:

осевое усилие растяжения от собственного веса колонны

при подъемке ее от забоя, когда наиболее опасное сечение находится в верхней части;

осевое усилие сжатия от веса колонны, когда наиболее опасное сечение находится 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 (рис. 22.2) опасным может являться верхнее сечение *m–m* в момент начала подъема, верхнее сечение *m–m* при бурении (совместное действие растяжения от собственного веса и кручения); нижнее сечение *n–n* 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 $L_{убт}$, чтобы создать достаточную осевую нагрузку на долото $P_А$ и нейтральное сечение приходилось на УБТ (сечение *O–O*), по формуле

$$L_{убт} = \frac{1{,}25P_А}{q_{убт}(1-\rho/\rho_т)g}, \qquad (22.2)$$

где $P_А$ – осевая нагрузка, Н; $q_{убт}$ – вес 1 м УБТ, Н; ρ, $\rho_т$ – 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 Н), возникающее в момент начала подъема бурильной колонны из скважины:

$$Q_р = (q_{б.т}L_{б.т} + q_{убт}L_{убт} + Q_1 + Q_2)(1 - \rho/\rho_т)g + p\pi d_1^2/4, \qquad (22.3)$$

где $L_{б.т}$, $L_{убт}$ – длина бурильных и утяжеленных бурильных труб соответственно, м; Q_1 – вес долота и КНБК, Н; Q_2 – усилие затяжки инструмента при подъеме, обычно составляет $(0{,}5\div1)10^5$ Н; p – 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 Па) определяется из выражения

$$\sigma_р = \frac{4Q_р}{\pi\left(d_2^2 - d_1^2\right)} < [\sigma_р], \qquad (22.4)$$

где d_2 – наружный диаметр бурильной трубы.

4. Напряжение кручения (в Па) определяется соотношением

$$\tau_{кр} = M_{кр}/W_{кр}, \qquad (22.5)$$

где $M_{кр}$ – крутящий момент, Н·м, $M_{кр} = k_Д N/\varpi$; $k_Д$ – безразмерный коэффициент динамичности приложения нагрузки, $k_Д = 1{,}5\div2$; N – мощность, реализуемая при бурении, Вт; $\omega = \pi n/30$ – частота вращения бурильной колонны, с$^{-1}$; $W_{кр}$ – полярный момент сопротивления площади поперечного сечения труб при кручении, м^3, $W_{кр} = \pi\left(d_2^4 - d_1^4\right)/16d_2$.

Мощность на привод бурильной колонны складывается из мощности на ее холостое вращение $N_{х.в}$ и мощности на разрушение породы забоя $N_з$:

$$N = N_{х.в} + N_з = N_{дв}\eta\lambda_{дв}, \qquad (22.6)$$

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:

$$N_{х.в} = \alpha\rho d_2^2 Ln^{1,7}, \qquad (22.7)$$

где α – коэффициент, зависящий от искривления ствола скважины; ρ – плотность бурового раствора, г/см^3; L – суммарная длина бурильной колонны, м; n – скорость вращения, об/с.

Мощность на разрушение породы на забое

$$N_з = 0{,}1cn D_А^{0,4} P_А^{1,3}, \qquad (22.8)$$

где c – коэффициент, зависящий от твердости пород ($c = 6{,}2$ – для мягких пород; $c = 5{,}5$ – для средних; $c = 4{,}4$ – для твердых); $D_А$ – диаметр долота, м.

Для практических расчетов за величину N принимают мощность, передаваемую ротору.

5. При бурении усилие растяжения колонны

$$Q_р = (q_{б.т}L_{б.т} + 0{,}1q_{убт}L_{убт} + Q_1)(1 - \rho/\rho_т)g + p_б\pi d_1^2/4, \qquad (22.9)$$

где $p_б$ – перепад давления в бурильной колонне и долоте, Па.

6. Общее напряжение от растяжения и кручения согласно третьей теории прочности

$$\sigma = \sqrt{\sigma_р^2 + 4\tau^2} \le [\sigma], \qquad (22.10)$$

где $[\sigma]$ – приведенное напряжение, Па.

7. Напряжение сжатия

$$\sigma_{сж} = P_д/F, \qquad (22.11)$$

где $P_д$ – нагрузка на долото, Н; F – площадь сечения сжатого участка колонны, м^2.

8. Напряжение изгиба в резьбовом соединении

$$\sigma_{сж} = \frac{\pi^2 EIf}{l^2 W_{кр}}, \qquad (22.12)$$

где E – модуль Юнга, Па; J – момент инерции сечения трубы, м^4,

$$J = \frac{\pi d_2^4}{32}\left(1 - \frac{d_1^4}{d_2^4}\right), \qquad (22.13)$$

f – возможная величина прогиба нижнего участка колонны бурильных труб, м,

$$f = (1{,}1D_д - D_{з.с\ (или\ убт)})/2, \qquad (22.14)$$

l – длина полуволны изгиба нижней части бурильных труб, м; $W_{кр}$ – осевой полярный момент сопротивления высаженного конца трубы при изгибе, м^3,

$$W_{кр} = \frac{\pi}{32 d_{2в.к}}\left(d_{2в.к}^4 - d_{1в.к}^4\right), \qquad (22.15)$$

$D_{з.с\ (или\ убт)}$ – диаметр замкового соединения или УБТ; d_1, d_2 – внутренний и наружный диаметр высаженного конца трубы.

9. Общее напряжение от сжатия, изгиба и кручения

$$\sigma = \sqrt{\left(\sigma_{сж} + \sigma_{из}\right)^2 + 4\tau^2} \le [\sigma]. \qquad (22.16)$$

10. Общее напряжение не должно превышать допустимое, т.е. $\sigma \le [\sigma]$. Допустимое напряжение связано с пределом текучести $\sigma_т$ следующим выражением:

$$[\sigma] = \sigma_т/K, \qquad (22.17)$$

где K – коэффициент запаса прочности, равный 1,4–1,5.

При расчете в случае нарушения неравенства $\sigma \le [\sigma]$ используют более прочные трубы и расчет повторяют.

Следует помнить, что во избежание опасной концентрации напряжений в месте соединения УБТ с бурильными трубами 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.

Бурильная колонна может состоять из нескольких секций. Допустимая длина колонны l, составленной из труб одного диаметра, толщины и материала, равна сумме длин нижней секции L_1 и УБТ $L_{убт}$.

Длина нижней секции

$$L_1 = \frac{Q_{доп} - \left(Q_т + Q_{убт}\right)\left(1 - \rho/\rho_т\right)g - p_н F_п}{q_0\left(1 - \rho/\rho_т\right)g}, \qquad (22.18)$$

где $Q_{доп}$ – допустимая растягивающая нагрузка на нижний участок трубы, $Q_{доп} = \sigma_т F/K$; $Q_т$ – вес турбобура; $Q_{убт}$ – вес УБТ; $p_н$ – давление, развиваемое насосами; $F_п$ – площадь поперечного сечения проходного канала бурильной трубы; q_0 – вес 1 м трубы с учетом высадки замков; F – поперечное сечение трубы; K – коэффициент запаса прочности.

Длина верхней части колонны

$$L_2 = \frac{Q'_{доп} - Q_{доп}}{q'_0\left(1 - \rho/\rho_т\right)g}, \qquad (22.19)$$

где $Q'_{доп}$ – допустимая растягивающая нагрузка бурильных труб верхней секции; q'_0 – вес 1 м трубы верхней секции с учетом высадки и замков.

Если две секции в сумме меньше проектной глубины скважины, то колонну принимают трехсекционной и аналогичным образом рассчитывают длину третьей секции.

К хранению и эксплуатации бурильных труб предъявляют жесткие требования. На бурильных трубах и УБТ на расстоянии 0,4–0,8 м от конца наносится клеймо, указывающее марку стали, порядковый номер трубы, номер плавки, месяц и год выпуска, наружный диаметр, толщину стенки, товарный знак завода, клеймо ОТК. Резьба труб при транспортировке защищена предохранительными кольцами.

Трубы поставляются комплектами 250–500 м с паспортом. В процессе проведения СПО применяют элеваторы, клинья для бурильных труб, ключи ПКБ, АКБ, машинный ключ УМК-1, АСП-3 и др.

22.3. КОМПОНОВКИ НИЗА БУРИЛЬНОЙ КОЛОННЫ (КНБК)

Бурильная колонна состоит из двух частей: верхней – собственно колонны бурильных труб и нижней – компоновки низа бурильной колонны, в которую входят долото, наддолотный калибратор (центратор), забойный двигатель (или без него), УБТ, различные опорно-центрирующие и другие элементы.

Так как абсолютно вертикальной скважины нет, то, естественно, КНБК отклоняется от оси и в то же время под воздействием крутящего момента и нагрузки теряет свою устойчивость, в результате чего долото в еще большей мере отклоняется от оси скважины.

Схема отклонения КНБК от оси скважины под воздействием отклоняющих сил и перекоса представлена на рис. 22.3, где видно, что общий угол отклонения $\varphi_{общ}$ равен сумме углов от перекоса $\varphi_{пер}$ и прогиба КНБК $\varphi_{пр}$.

На рис. 22.4 показана схема КНБК и те силы, которые воздействуют на нее и приводят к потере устойчивости: P – вес сжатой части колонны; q – вес единицы длины компоновки; l – длина компоновки; ql – собственный вес компоновки, который можно заменить сосредоточенной нагрузкой $ql/2$, приложенной к верхней части КНБК; $M_в$ – изгибающий момент, обусловленный асимметричным разрушением породы забоя и приложенный к нижнему концу компоновки; $F_ц$ – центробежная сила инерции, обусловленная вращением компоновки; $M_{кр}$ – крутящий момент, передаваемый через компоновку на долото. Он очень незначителен для КНБК и поэтому им можно пренебречь.

Заделки бывают жесткие, упругие и шарнирные.

Уравнение изогнутой оси компоновки:

$$EJ\frac{d^2y}{dx^2} = -\left(P + \frac{ql}{2}\right)y - M_ц - \frac{M_в}{l}x - \frac{M_н}{l}(l - x), \qquad (22.20)$$

где y – прогиб; y' – угол; y'' – момент; y^m – перерезывающая сила;

$$M_ц = \frac{q\varpi^2}{gEJ},\ M_{кр} = \frac{2EJn}{l},\ M_в = qm^2\frac{d^2y}{dx^2};\ M_в = qmri;$$

r – радиальный зазор, м; i – коэффициент изгибающих моментов; m – масштаб длины;

$$m = \sqrt[3]{EJ/q},$$

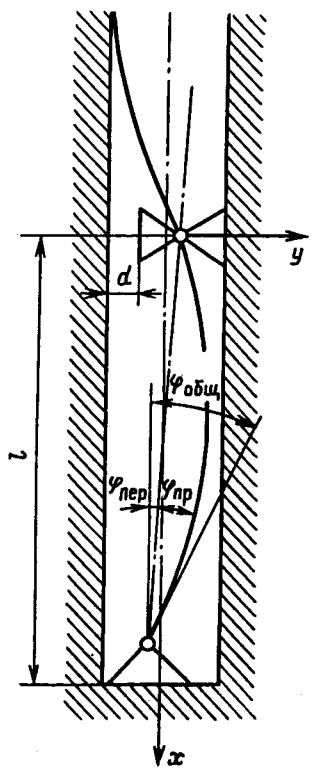


Рис. 22.3. Схема нагружения КНБК

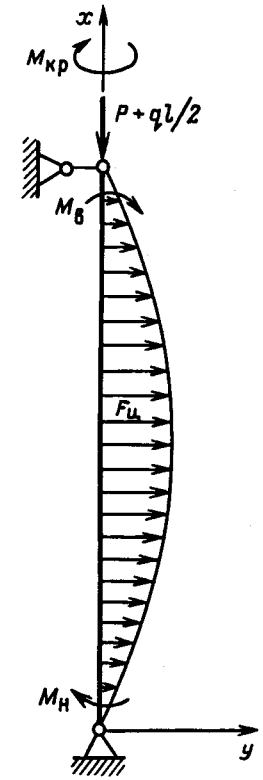


Рис. 22.4. Схема распределения сил, действующих на КНБК

$\varphi_{об} = \varphi_{прог} + \varphi_{перек}$; $\varphi_{прог} = y'$;

$\varphi_{перек} = \mathrm{tg}\varphi_{перек} = d/l$;

d – диаметральный зазор между центратором и стенками скважины, м; l – расстояние между центрирующими элементами, м;

$$\varphi_{прог} = y' = \frac{M_в}{EJ}\left(\frac{\beta_1 \mathrm{ctg}\beta_1}{\beta_2^2 - \beta_1^2} + \frac{\beta_2 \mathrm{ctg}\beta_2}{\beta_1^2 - \beta_2^2}\right), \qquad (22.21)$$

$\beta_1 = \sqrt{\frac{A}{2} - \sqrt{\frac{A^2}{4} - B}}$; $\beta_2 = \sqrt{\frac{A}{2} + \sqrt{\frac{A^2}{4} - B}}$ – коэффициенты при мнимой части корня;

$$A = \frac{P + \frac{ql}{2}}{EJ}, \quad B = \frac{q\varpi^2}{gEJ} = M_ц.$$

Так как долото совершает сложное вращение вокруг своей собственной оси и вокруг оси скважины, то формируется ствол, в сечении отличающийся от цилиндра. Это плохо для крепления скважины. Поэтому обязательно над долотом следует устанавливать наддолотный калибратор, который формирует ствол цилиндрической формы, служит стабилизатором, сохраняет опору долота и уменьшает поперечные колебания долота.

22.4. СПОСОБЫ ВРАЩЕНИЯ ДОЛОТА

Глубокие скважины на нефть и газ бурят вращательным способом с передачей вращения долоту от ротора через колонну бурильных труб или непосредственно от бурильного вала гидравлического забойного двигателя (турбобура или винтового двигателя) или электробура.

Для конкретных условий следует выбирать способ бурения, при котором можно:

использовать такие виды промывочных растворов и такую технологию проводки ствола, которые в наибольшей мере отвечали бы условиям предупреждения осложнений и их ликвидации, высокого качества вскрытия продуктивного пласта;

достигнуть высоких механических скоростей и проходок на долото, применять долота различных типов в соответствии с прочностными и абразивными свойствами пород и глубиной их залегания.

Очень важно передавать на забой достаточную мощность при любой глубине бурения с наименьшими потерями и такой крутящий момент, который был бы достаточен для создания необходимой нагрузки на долото.

Крутящий момент $M_{кр}$ при передаче мощности на забой ($N_з = M_{кр}n$) всегда должен быть как можно больший. При этом необходимо учитывать тип, размеры и степень изношенности долота и свойства пород, регулировать частоту вращения n в целях более полного и целесообразного использования переданной на забой мощности. Привод должен иметь мягкую характеристику.

Целесообразность применения того или иного способа бурения (турбинно-роторное, ударно-вращательное и др.) определяется горно-геологическими условиями. При бурении различных интервалов одной и той же скважины возможно сочетание нескольких способов бурения.

22.5. 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 (рис. 22.5).

Ротор используется также для удержания на весу колонны бурильных и обсадных труб при спускоподъемных операциях. Привод ротора осуществляется от лебедки через карданный вал или цепную передачу либо от индивидуального привода (ПИР). Использование ПИРа позволяет в широких пределах регулировать частоту вращения (от 20 до 200 об/мин и более), снижать нагрузку на привод лебедки при подъеме колонны с вращением, уменьшать 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 составляет 760 мм. Основные достоинства роторного бурения заключаются в следующем:

возможность бурения скважин на глубину до 10 км и более с начальным диаметром 700 мм и конечным 150 мм и менее;

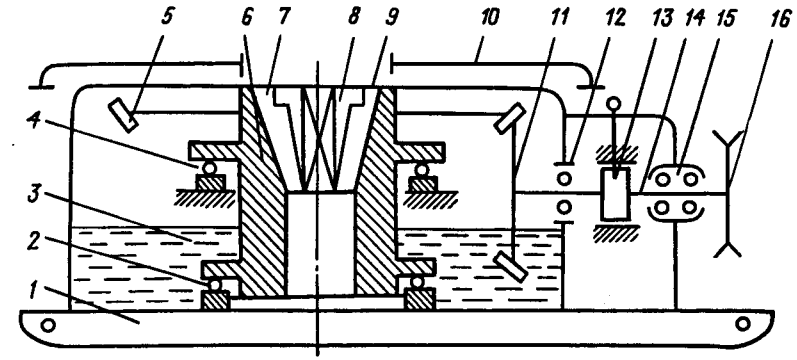


Рис. 22.5. Схема ротора:
1 – станина; *2, 4* – вспомогательная и главная опоры соответственно; *3* – масло; *5, 11* – зубчатое коническое колесо; *6* – втулка; *7* – вкладыш ротора; *8* – зажимы; *9* – стол ротора; *10* – ограждение стола ротора; *12* – радиальный подшипник; *13* – стопорное устройство; *14* – ведущий вал; *15* – подшипник, воспринимающий радиальные и осевые нагрузки; *16* – крестовина карданного вала или зубчатое колесо (звездочка)

обеспечение 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 Р-460 и Р-560 (табл. 22.1).

Таблица 22.1

Технические характеристики роторов

Параметры	Серия, тип			
	Старая, У7-560-2	Новая, Р460	Старая, Р560-Ш8	Новая, Р-560
Наибольшая нагрузка на стол ротора, МН	1,3	1,0	1,5	3,2
Передаваемая мощность, кВт	260	220	260	367,5
Диаметр проходного отверстия, мм	520	460	560	560
Максимальная частота вращения, об/мин	300	244	320	250
Габариты, мм:				
длина	2250	1850	2290	2310
ширина	1400	2280	1350	1625
высота	750	700	770	750
Масса, т	4,9	3,19	4,3	5,8

Особенность роторного бурения состоит в том, 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. Его значение изменяется от минимального M_{min}, определяемого трением долота о стенки ствола, 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.

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 и 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.:

$$N_н = N_{т.н} + N_{г.н}, \qquad (22.22)$$

где $N_н = p_н Q$; $N_{т.н}$ – мощность затрачиваемая на преодоление механических и гидравлических сопротивлений в трансмиссии, приводной и гидравлической частях насосов; $N_{г.н}$ – гидравлическая мощность насосов, $p_н$ – давление в нагнетательной линии насосов; Q – расход жидкости (подача насосов).

На долото может быть передана часть мощности $N_{г.н}$ за вычетом мощности $N_{г.п}$ на преодоление гидравлических сопротивлений в циркуляционной системе (гидравлические потери):

$$N_{г.д} = N_{г.н} - N_{г.п}; \; N_{г.п} = (\alpha_1 + \alpha_2 L) Q^3 \rho g,$$

где α_1 – коэффициент гидравлических сопротивлений в манифольде, некоторых элементах бурильной колонны, не зависящих от глубины скважины; α_2 – коэффициент гидравлических сопротивлений в бурильных трубах, кольцевом канале, зависящих от длины колонны L; ρ – плотность бурового раствора, кг/м^3; g – ускорение свободного падения, $g = 9{,}81$ м/с^2.

Таким образом, гидравлическая мощность, подводимая к насадкам долота, выражается зависимостью

$$N_{г.д} = \Delta p Q = p_н Q - (\alpha_1 + \alpha_2 L) Q^3 \rho g. \qquad (22.23)$$

Из этого выражения видно, что чем выше расход бурового раствора, тем больше $N_{г.п}$ и меньше $N_{г.д}$. Для увеличения $N_{г.д}$ необходимо повышать коэффициент передачи мощности на забой

$$k_м = N_д/N_н = (N_н - N_п)/N_н = 1 - N_п/N_н.$$

Одним из путей достижения высоких значений $k_м$ и $N_{г.д}$ является поддержание Q на минимально необходимом уровне, а $p_н$ – на максимально возможном уровне.

Предельно допустимое давление в нагнетательной линии буровых насосов определяется прочностью на разрыв гидравлической коробки и цилиндровых втулок. Оно устанавливается по суммарному гидравлическому сопротивлению в циркуляционной системе. Подача жидкости поршневых двухцилиндровых насосов двойного действия в широких пределах регулируется сменой цилиндровых втулок, изменением их диаметра, а в узких пределах – изменением числа ходов в зависимости от вида привода.

При роторном бурении можно использовать все виды очистных агентов – это большое преимущество.

Мощность привода ротора определяется по формуле

$$N_р = N_т + N_{х.в} + N_д, \qquad (22.24)$$

где $N_т$ – мощность, затраченная на преодоление сопротивлений в трансмиссии; $N_{х.в}$ – 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).

При использовании ПИР мощность $N_т$ определяется по формуле Б.М. Плюща:

$$N_т = an^{1,5}, \qquad (22.25)$$

где a = 0,003 кВт/об; n – частота вращения ротора, об/мин.

Мощность $N_{х.в}$ зависит от частоты вращения, длины и диаметра бурильной колонны, диаметра и кривизны скважины, свойств породы, раствора и фильтрационной корки, характера вращения бурильной колонны, осевой нагрузки, материала труб.

По В.С. Федорову

$$N_{х.в} = \alpha\rho gL d_н^2 n^{1,7}, \qquad (22.26)$$

где α – коэффициент, увеличивающийся от $1{,}9\cdot10^{-2}$ до $4{,}7\cdot10^{-2}$ при росте зенитного угла от 0 до 25°; L и $d_н$ – длина и наружный диаметр бурильных труб соответственно, м;

$$N_д = N_р - N_т - N_{х.в}; \qquad (22.27)$$

$N_р$ – максимальная мощность по паспорту.

Наиболее надежно значения $N_д$ и $N_{х.в}$ определяются экспериментально по измерению крутящего момента с помощью

глубинных и поверхностных моментомеров. Анализ этих формул и фактические данные измерений показывают очень большое отрицательное влияние повышенных значений частоты вращения, диаметра труб, длины колонны на коэффициент передачи мощности на забой и на величину мощности на долоте.

Так, при глубине 3000 м и установочной мощности на поверхности 300 кВт на забой передается лишь 60 кВт, при 5000 м – менее 30 кВт (при частоте вращения 60 об/мин, диаметрах бурильных труб 127 и 114 мм и долота 215,9 мм). При более высокой частоте вращения (120 об/мин) передается на забой еще меньшая мощность (соответственно 40 и 25 кВт). В этом случае существенно меньшими будут крутящий момент и допустимые осевые нагрузки, а горные породы будут разрушаться истиранием и вследствие усталостных напряжений. Поэтому необходимо снижать скорость вращения от 200–100 об/мин при глубинах 500–2000 м до 60–20 об/мин при бурении на больших глубинах. При роторном бурении успешно используются долота со стойкими герметизированными опорами. В этом случае благодаря высокому крутящему моменту передается достаточно большая нагрузка на долото и бурение ведется часто в объемной зоне разрушения. Уменьшается скорость изнашивания опор и зубьев и увеличивается проходка на долото.

При бурении неглубоких скважин в породах с невысокой пластичностью наблюдается снижение механической скорости, что приводит к более низким коммерческим скоростям роторного бурения по сравнению с турбинным.

Роторное бурение с низкими частотами вращения (20–80 об/мин) и большими крутящими моментами (150–500 кН·м) 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 резьбы, прочных вертлюгов обусловили более широкое применение роторного бурения в последние годы.

22.6. ТУРБИННОЕ БУРЕНИЕ

Турбинным бурением называется вращательное бурение, при котором вращение породоразрушающего инструмента выполняется турбиной, приводимой в действие гидравлической энергией промывочной жидкости.

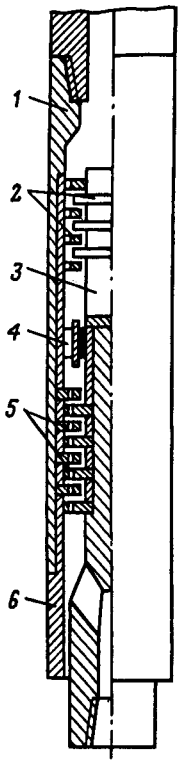
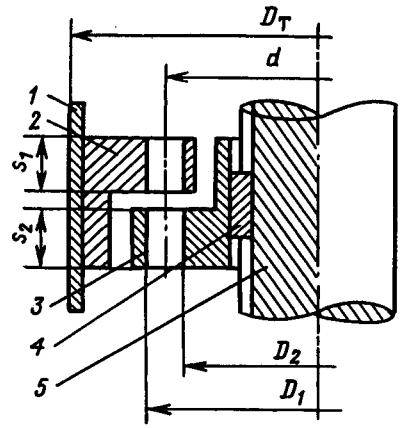


Рис. 22.6. Принципиальная схема односекционного турбобура типа Т12М3:
1 – корпус; *2* – осевая опора в виде гребенчатой пяты; *3* – вал; *4* – промежуточная радиальная опора; *5* – турбины; *6* – ниппель

Рис. 22.7. Элемент рабочей пары турбобура (статор-ротор):
1 – корпус; *2* – статор; *3* – ротор; *4* – шпонка; *5* – вал



Принцип действия турбобура заключается в преобразовании гидравлической энергии потока жидкости в механическую энергию вращения вала с долотом.

Основной частью турбобура (рис. 22.6) является турбина, которая состоит из большого числа (около 100) абсолютно 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 *4* (рис. 22.7). Схема движения потока жидкости через ступени турбины представлена на рис. 22.8.

Односекционные турбины типа Т12М3 с числом гидравлических ступеней от 100 до 120 имеют диаметры 172, 195, 215 и 240 мм. Требуемый расход жидкости от 25 до 55 л/с; максимальная мощность от 40 до 180 кВт. Перепад давления в турбобуре от 3,0 до 4,5 МПа, а частота вращения от 610 до 770 об/мин.

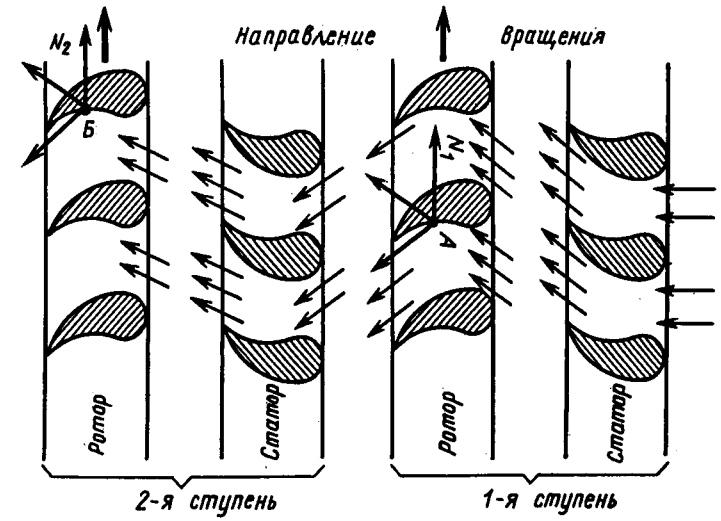


Рис. 22.8. Принципиальная схема преобразования гидравлической энергии потока жидкости в механическую энергию вращения вала турбобура

Секционные турбобуры типа ТС (ТС5 и ЗТС5) могут быть двух-, трех-, четырех- и шестисекционными. Число ступеней 200–435. 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.

Шпиндельные секционные турбобуры типа ТСШ в отличие от турбобуров типа ТС снабжены в нижней части шпинделем, 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. Для турбобура ЗТСШ диаметром от 164 до 240 мм требуется расход 20–40 л/с. Максимальная мощность 43–135 кВт, перепад 1,6–5,5 МПа, частота вращения n = 195÷555 об/мин. При использовании турбин точного литья (ТЛ) повышается КПД машины.

Турбобуры с разделенным потоком типа БГТ предназначены для бурения шарошечными долотами с гидромониторными насадками.

Шпиндельные турбобуры с гидроторможением типа АГТШ

предназначены для бурения при малой частоте вращения на 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, снабжены шпинделем с двумя турбинными секциями. В этом турбобуре применяют шаровые бессепараторные 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 об/мин.

Турбобуры с вращающимся корпусом типа ТВК используются с целью предупреждения естественного искривления скважин. Их КПД составляет 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 приведена в табл. 22.2.

Корпус турбобура через переводник присоединяется к бурильной колонне, которая через ведущую трубу и вкладыши ротора передает реактивный крутящий момент на застопо-

Таблица 22.2

Техническая характеристика турбобуров в режиме максимальной мощности

Турбобур	Число ступеней	Расход жидкости, л/с	Частота вращения, об/с	Момент, Н·м	Мощность, кВт	Перепад давления, МПа	КПД
Т12М3Б-240	108	45	10,0	1620	101	3,43	0,66
ЗТСШ-240	317	38	8,43	3350	177	7,10	0,66
Т12М3Б-195	100	32	12,7	920	73,5	4,26	0,54
ЗТСШ-195	285	25	9,85	1630	100	7,36	0,54
ЗТС-195ТЛ	330	35	5,04	1370	44	2,10	0,60
Т12М3Б-172	100	32	12,8	792	64	4,11	0,49
ЗТСШ-172	369	19	9,0	1130	64	7,80	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	5,0	1865	58,5	7,06	0,28
А7Ш(195)	220	25	7,24	1862	101	8,04	0,42

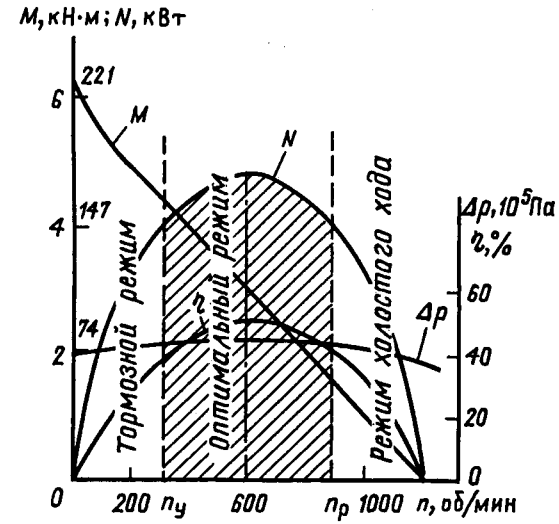


Рис. 22.9. Рабочая характеристика турбины турбобура при постоянном расходе жидкости (Q = const)

ренный стол ротора. При большой глубине и искривленной скважине весь реактивный момент передается на стенки скважины.

Все резьбы закреплены при необходимом крутящем моменте. На вал турбобура навинчиваются переводник, калибратор и долото.

Под характеристикой турбины (рис. 22.9) понимают зависимость ее мощности N, вращательного момента M, коэффициента полезного действия η, 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 $N = zmn$.

Мощность N можно также определить по расходу Q и перепаду давления Δp:

$$N = \Delta p Q \eta, \qquad (22.28)$$

где $\Delta p = z\Delta p_m$; Δp_m – перепад в одной ступени; η – КПД.

В качестве иллюстрации образования кривых в характеристике приведем пример кривой мощности N:

$$M/M_{\text{торм}} = (n_{\text{хол}} - n)/n_{\text{хол}},$$

где M и n – текущие значения моментов и частоты вращения соответственно; $n_{хол}$ – максимальная частота вращения при отсутствии нагрузки на валу турбобура; $M_{торм}$ – максимальный крутящий момент, достигаемый при полной остановке турбобура.

Величина

$$M = M_{торм}(1 - n/n_{хол});$$

в то же время

$$N = \varpi M = \frac{\pi}{30} M_{торм} n\left(1 - n / n_{хол}\right) = \frac{\pi}{30} \frac{M_{торм}}{M_{хол}}\left(n n_{хол} - n^2\right).$$

Получаем уравнение квадратичной параболы. При $n = 0$ и $n_{хол} = n$ мощность турбины равна нулю. 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. Мощность 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:

$$M_A = M - M_п, \qquad (22.29)$$

где M_A – крутящий момент, передаваемый на долото; M – крутящий момент турбобура, $M = zm$; $M_п$ – момент сопротивления в осевой опоре; m – момент одной ступени; z – число ступеней.

Для определения момента сопротивлений в осевой опоре служит выражение

$$M_п = P\mu r_п, \qquad (22.30)$$

где P – осевая нагрузка на пяту (осевую опору); μ – коэффициент трения в пяте; $r_п$ – приведенный радиус трения,

$$r = \frac{R_н^3 - R_в^3}{R_н^2 - R_в^2};$$

$R_н$ и $R_в$ – соответственно наружный и внутренний радиусы трущихся поверхностей.

Таким образом, момент сопротивления в осевой опоре

$$M_п = \pm(T + G - R)\mu r_п, \qquad (22.31)$$

где T – гидравлическая сила воздействия на подвижные элементы турбобура, возникающая за счет перепада давления, $T = F_{ср}\Delta p_{т.д}$; G – вес подвижных деталей турбобура плюс вес долота; R – реакция забоя, равная величине осевой нагрузки на забой (долото); $F_{ср}$ – обобщенная площадь воздействия гидравлической нагрузки (площадь сечения турбобура), пропорциональная квадрату расхода жидкости; $\Delta p_{т.д}$ – общий перепад на турбобуре (в пяте плюс турбобуре) и долоте.

В современных турбобурах (многосекционных) осевая гидравлическая сила достигает 120–150 кН. Если $(T + G) > R$, то 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, меняются ее энергетические параметры согласно соотношениям, впервые предложенным П.П. Шумиловым:

$$\frac{n_1}{n_2} = \frac{Q_1}{Q_2};\ \frac{p_1}{p_2} = \frac{Q_1^2}{Q_2^2};\ \frac{M_1}{M_2} = \frac{Q_1^2}{Q_2^2};\ \frac{N_1}{N_2} = \frac{Q_1^3}{Q_2^3};\ \frac{p_1}{p_2} = \frac{M_1}{M_2};\ \frac{N_1}{N_2} = \frac{\rho_1}{\rho_2}.$$

Здесь p_1 и p_2 – перепады давления в турбине при расходах Q_1 и Q_2 и плотностях бурового раствора ρ_1 и ρ_2.

Отношение M/n при роторном бурении значительно больше, чем при турбинном. Особенно четко это видно для турбобуров малых диаметров, поскольку

$$\frac{N_1}{N_2} = \frac{M_1}{M_2} = \frac{D_1^5}{D_2^5},$$

где D_1 и D_2 – диаметры турбобура.

Зная энергетические параметры при одном режиме промывки из стендовых исследований и пользуясь этими соотношениями, можно определить параметры турбины при различных значениях расхода и разном качестве бурового раствора.

Применение маховых масс приводит к смещению и расширению рабочей области турбобура.

С изменением осевой нагрузки и трения в опорах турбобура изменяются и передаваемые на долото мощность и момент.

Область устойчивой работы $n_{разг} - n_{уст}$ для турбобуров с шаровой опорой шире, чем турбобуров с резинометаллической опорой. Частота вращения n соответствует предельно допустимому крутящему моменту (осевой нагрузке), при превышении которого вал турбобура перестает вращаться, и определяет устойчивую область работы турбобура слева, т.е. минимальную частоту вращения вала турбобура.

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 об/мин при КПД = 0,55.

К основным достоинствам турбинного бурения относятся:

устранение затрат энергии на вращение бурильной колонны;

уменьшение износа и аварийности бурильных труб, что позволяет применять легкосплавные бурильные трубы;

повышение частоты вращения долота и, следовательно, механической скорости бурения;

упрощение технологии проводки наклонно направленных скважин;

улучшение условий работы буровиков (снижение шума на устье и вибрации на буровой).

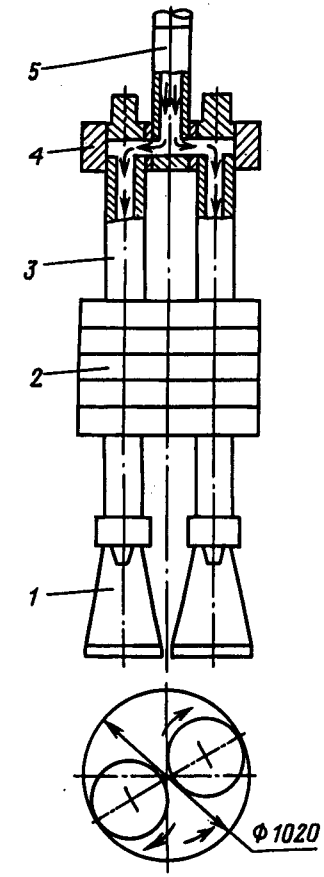
22.7. РЕАКТИВНО-ТУРБИННОЕ БУРЕНИЕ

Этот способ бурения впервые был предложен и разработан Р.А. Иоаннесяном, М.Т. Гусманом в 1949 г. и предназначен для бурения скважин большого диаметра (394–2600 мм и более). Во ВНИИБТ разработан нормальный ряд РТБ.

Двухтурбинный бур (рис. 22.10) 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 диаметром 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, агре-

Рис. 22.10. Схема реактивно-турбинного бура: *1* – долото диаметром 490 мм; *2* – грузы; *3* – турбобур; *4* – траверса; *5* – переводник



гат РТБ при правильной эксплуатации обеспечивает вертикальность и прямолинейность скважины большого диаметра даже в сложных геологических условиях. Используются стандартные турбобуры типа Т12М3Б диаметрами 172, 195 и 240 мм, а также специальные Т12РТ и РТБ-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 РТБ распределяется на два равных параллельных потока. При бурении скважины породу забоя разрушают периферийные венцы шарошечных долот. Планетарный характер движения долот по забою скважины обусловливает 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 об/мин. При бурении скважин большого диаметра необходимо дополнительно применять специальные шламо-сборники, устанавливаемые над РТБ.

22.8. БУРЕНИЕ ВИНТОВЫМИ (ОБЪЕМНЫМИ) ДВИГАТЕЛЯМИ

Винтовые двигатели (рис. 22.11), применяемые за рубежом, представляют собой обращенные винтовые насосы 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 вращения 320 об/мин, вращающий момент 1300 Н·м, мощность 42 кВт и перепад давления 17 МПа, что приблизительно соответствует характеристике турбобура А7Н4С.

В отличие от двигателя «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.

Целесообразность применения винтового двигателя для создания забойного гидравлического вращателя объясняется следующими основными преимуществами:

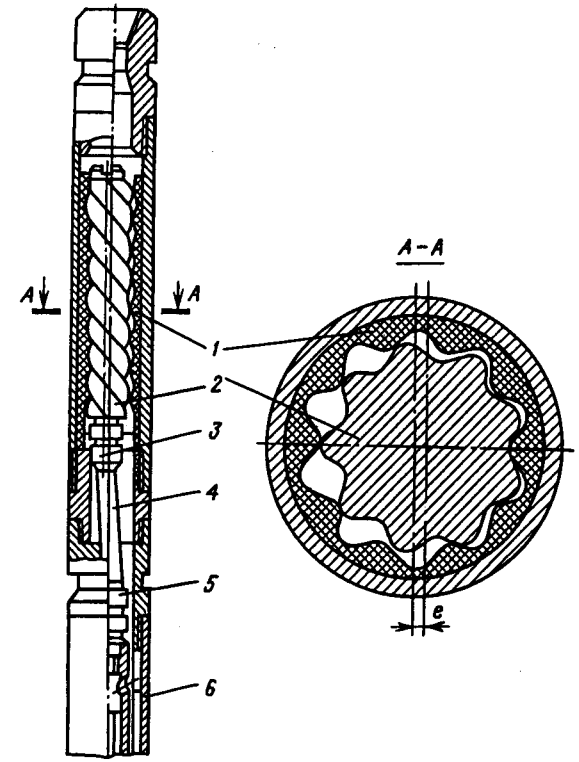


Рис. 22.11. Конструкция винтового забойного двигателя типа Д:
1 – статор; *2* – ротор; *3* – шарнир; *4* – карданный вал; *5* – шарнир; *6* – шпиндель; *е* – эксцентриситет

1) отсутствие клапанных и золотниковых распределителей потока жидкости;

2) трение в паре ротор–статор характеризуется в основном качением, так как в точках контакта рабочих органов имеют место мгновенные скольжения;

3) непрерывное изменение положения линии контакта рабочих органов при вращении ротора позволяет потоку промывочной жидкости удалять абразивные частицы, попадающие в камеры и шлюзы.

Условия создания шлюзов в паре ротор–статор объемных двигателей следующие:

число зубьев или заходов статора z_1 должно быть на единицу больше, чем число зубьев ротора z_2;

отношение шага статора T к шагу ротора t должно быть пропорционально отношению числа зубьев, т.е.

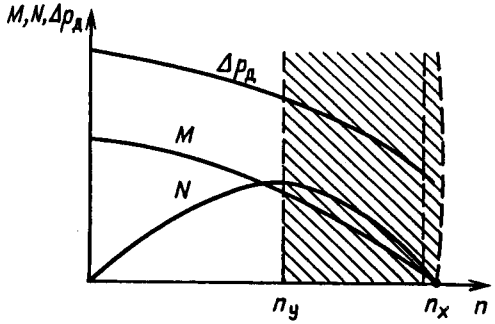


Рис. 22.12. Рабочая характеристика винтового двигателя при постоянном расходе жидкости (Q = const)

$T/t = z_1/z_2$;

($z_2/z_1 = i$ – кинематическое отношение механизма).

Винтовой механизм с многозаходовым ротором выполняет роль двигателя и одновременно понижающего редуктора, передаточное число которого пропорционально заходности ротора.

Характеристика винтового двигателя отличается от характеристики турбобура (рис. 22.12). Теоретически частота вращения его пропорциональна расходу промывочной жидкости и не зависит от вращающего момента. По мере роста перепада давления увеличивается крутящий момент на долоте:

$$M = \Delta p_д V\eta/2\pi, \qquad (22.32)$$

где $\Delta p_д$ – перепад давления в двигателе; V – объем полостей винтового двигателя; η – КПД.

Практически вследствие значительного трения в двигателе и утечек раствора вращающий момент не прямо пропорционален перепаду давления, а частота вращения несколько уменьшается по мере роста вращающего момента, но гораздо меньше, чем у турбобура. В объемном двигателе при повышении крутящего момента давление продолжает расти, пока не сработает предохранительный клапан или раствор, огибая резиновые элементы статора, не начнет проходить частично на забой. При этом снизится и частота вращения. Теоретически частота вращения

$$n = 60Q/V, \qquad (22.33)$$

где Q – подача бурового раствора, дм^3/с; V – объем полостей двигателя, дм^3.

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 составляет 48–55 %. При этом мощность винтового двигателя

$$N = \Delta p_д Q\eta. \qquad (22.34)$$

Стойкость статора в среднем составляет 30–50 ч (редко до 180 ч). 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 бурением: 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 постоянной 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.

22.9. БУРЕНИЕ ЭЛЕКТРОБУРОМ

В 1956–1957 гг. 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. 22.13). 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 включает семь диаметров: 164, 170, 185, 215, 240, 250 и 290 мм. Длины электробуров колеблются от 10 до 14 м. Обозначения электробуров, например, Э164-8 расшифровываются следующим образом: Э – электробур; 164 – диаметр корпуса, мм; 8 – число полюсов электродвигателя. В конце шифра могут стоять буквы М – мо-

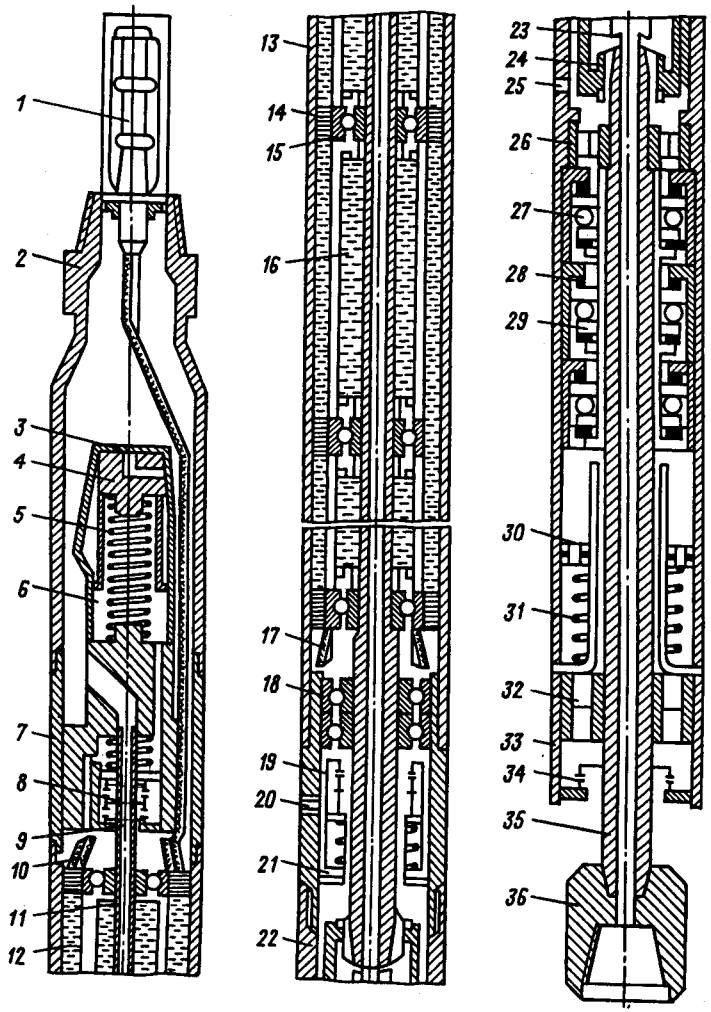


Рис. 22.13. Конструкция электробура:
1 – контактный стержень; *2* – переводник; *3* – резиновая диафрагма компенсации двигателя; *4* – поршень компенсатора; *5, 31* – пружины; *6* – цилиндр компенсатора; *7* – соединительный корпус двигателя; *8, 19* – верхний и нижний сальники двигателя соответственно; *9* – верхний клапан двигателя; *10, 17* – верхняя и нижняя части обмотки статора; *11* – вал двигателя; *12* – пакет магнитопроводной стали статора; *13* – корпус статора из немагнитопроводного материала; *14* – пакет немагнитопроводной стали; *15, 18* – промежуточный и нижний подшипники двигателя соответственно; *16* – секция ротора двигателя; *20* – клапан; *21* – нижний соединительный корпус; *22* – корпус шпинделя; *23* – втулка; *24* – зубчатая муфта; *25* – клапан; *26, 32* – верхний и нижний радиальные подшипники соответственно; *27* – упорный подшипник; *28* – наружная обойма распределителя осевой нагрузки; *29* – внутренняя обойма; *30* – поршень компенсатора шпинделя; *33* – пробка; *34* – сальник шпинделя; *35* – вал шпинделя; *36* – переводник на долото

дернизация и Р – электробур с редуктором-вставкой. Шпиндель обозначается как Ш164.

В электробуре применен маслонаполненный трехфазный асинхронный электродвигатель, размещенный в трубном корпусе. Статор двигателя собран в цилиндрических корпусах, соединенных между собой конической резьбой. В корпусе статора запрессованы чередующиеся между собой пакеты из немагнитной и магнитной стали. В пазах статора размещена стержневая обмотка, верхние концы которой соединены с контактным стержнем, соединяющим ее с системой токопровода.

Ротор двигателя выполнен секционным и многоопорным. Длина магнитопровода каждой секции в зависимости от диаметра двигателя принята в пределах от 400 до 500 мм. Величина зазора между статором и ротором составляет 0,4–0,6 мм, что обеспечивает достаточную надежность работы двигателя с учетом начального эксцентриситета осей статора и ротора, износа подшипников и жесткости вала. Вал электродвигателя, имеющий по всей длине одинаковый диаметр, установлен на шарикоподшипниках, опирающихся непосредственно на расточки немагнитопроводных пакетов статора. Осевая опора ротора выполнена в виде двухрядных шариковых подшипников, установленных на нижнем конце вала и рассчитана на усилие только от массы ротора. Нижний конец вала электродвигателя соединяется при помощи зубчатой муфты и шарнирной уплотняющей втулки с валом шпинделя или редуктора-вставки. Внутренняя полость двигателя заполнена электрически нейтральным маслом.

Маслонаполненный (смазочное масло) шпиндель служит для восприятия реакции забоя при создании нагрузки на долото.

Буровой раствор проходит через электробур к долоту по центральному каналу в валах двигателя и шпинделя. С помощью лубрикатора поддерживается давление масла на 0,1–0,3 МПа больше давления раствора в скважине.

Электрическая энергия, подаваемая на буровую по линии электропередач, поступает в распределительное устройство высокого напряжения. Отсюда энергия через понижающий трансформатор и станцию управления по наружному кабелю подается на токоприемник. Последний передает 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 спуска 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.

Частота вращения электробура находится в пределах от 750 до 440 об/мин. Для разбуривания большой группы мягких и средней твердости пород, особенно залегающих на больших глубинах эти частоты вращения велики. Поэтому на практике частоту вращения снижают путем уменьшения частоты тока питания электробура от 50 до 20–26 Гц и применением редуктора. Первый путь не эффективен, так как не сопровождается соответствующим повышением крутящего момента. Использованием одной или двух редукторных вставок с передаточным отношением 1:2 между электродвигателем и шпинделем удается повысить вращающий момент и снизить частоту вращения в 2–4 раза при уменьшении мощности лишь на величину $N(1 - \eta_р)$, где N – мощность электродвигателя, $\eta_р$ – КПД редуктора.

Технические характеристики электробуров приводятся в табл. 22.3.

Мощность на долоте при бурении электробуром определяется выражением

$$N_{А(э)} = (N_п - \Delta N_т)\eta\eta_р - N_{х.ш} - P\mu dn, \qquad (22.35)$$

где $N_п$ – мощность, потребляемая электробуром от сети; $\Delta N_т$ – потери мощности в токопроводе; $\eta = 0{,}55–0{,}75$ – КПД электродвигателя; $N_{х.ш}$ – мощность на холостое вращение шпинделя; P – осевая нагрузка на долото; μ – условный коэффициент трения в упорном подшипнике; d – внутренний диаметр упорного подшипника; n – частота вращения вала шпинделя.

Коэффициент передачи мощности на забой

$$K_м = N_{А(э)}/N_п.$$

Мощность, реализуемая на долоте, может быть выражена через осевую нагрузку P и удельный момент $M_{уА}$:

$$N_А = N_0 + M_{уА}Pn, \qquad (22.36)$$

где N_0 – мощность на вращение долота при отсутствии осевой нагрузки.

Момент на долоте

$$M_А = M_1 + M_{уА}P, \qquad (22.37)$$

где M_1 – момент на долоте при отсутствии нагрузки.

При выборе режима бурения добиваются более полного использования мощности электробура, т.е.

$$N_А \approx N_{А(э)},\ K_м = N_А/N_{А(э)} \approx 1.$$

Таблица 22.3

Технические характеристики электробуров

Тип электробура	Длина, м	Номинальная мощность, кВт	Номинальное напряжение, В	Сила тока, А		Скорость вращения вала, об/мин	Вращающий момент, Н·м		КПД	Масса, т	Передаточное число редуктора вставки
				рабочего хода	холостого хода		номинальный	минимальный			
Э290-12	14,02	240	1750	165	121	455	5100	11000	0,72	5,1	–
Э250-8	13,0	230	1650	160	107	675	3320	7500	0,72	3,6	–
Э240-8	13,4	210	1700	144	107	690	2970	7600	0,75	3,5	–
Э215-8М	13,93	175	1550	131	95,5	680	2500	5500	0,72	2,9	–
Э185-8	12,5	125	1250	130	93	676	1800	3600	0,675	2,05	–
Э170-8М	12,145	75	1300	83,6	78,6	695	1100	2400	0,635	1,8	–
Э164-8М	12,305	75	1300	87,5	80,0	685	1100	2400	0,61	1,65	–
Э240-8Р	14,78	145	1400	112	–	230	6150	12000	–	3,9	3,0
Э215-8МР	15,545	110	1350	102	–	230	4650	10500	–	3,2	3,0
Э170-8Р	12,925	45	930	63	–	220	2000	4000	–	1,8	3,13
Э164-8МР	14,09	45	1000	61,5	–	220	2000	4000	–	1,9	3,13

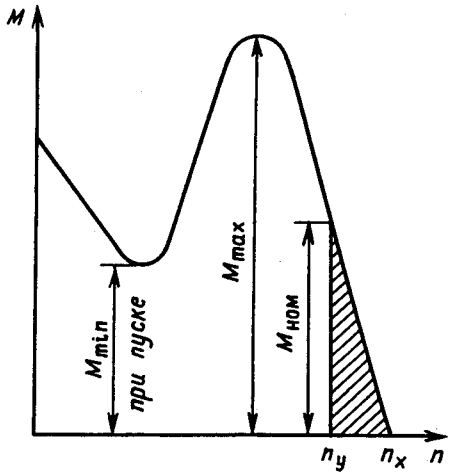


Рис. 22.14. Характеристика двигателя электробура

Характеристика двигателя электробура представлена на рис. 22.14. Асинхронный двигатель длительное время может работать в режиме номинальной мощности $N_{ном}$ и в области $n_y < n_i < n_x$ при моменте $M_0 < M < M_{ном}$, где M_1 – момент сопротивления в опорах двигателя, шпинделя, редуктора. Изменяя осевую нагрузку на долото $0 < P_i < P_{max}$, можно изменять частоту вращения и в более широких пределах: от n_i до n_{max}. Момент при этом также изменяется от $M_0 + M_i$ до M_{max}. В режиме $M_{ном}$ электробур также может работать длительное время. 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 об/мин).

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 труб кабеля и устройств для его подвески. Поэтому при одинаковых условиях может быть реализован меньший перепад давления.

Преимущества электробура по сравнению с турбобуром следующие:

двигатель электробура имеет более высокий КПД, может обеспечить передачу на долото достаточно больших мощностей и крутящего момента при приемлемых соотношениях M/n;

электробур проще 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.

Достигнутый уровень показателей механического бурения электробуром несколько выше показателей турбинного бурения: больше проходка на долото и рейсовая скорость.

Основные затруднения при проводке скважин электробуром связаны с усложнением наземного и забойного оборудования, бурильной колонны, недостаточно высокой надежностью токопровода, созданием ремонтных служб, а более высокими требованиями к квалификации обслуживающего персонала.

22.10. 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

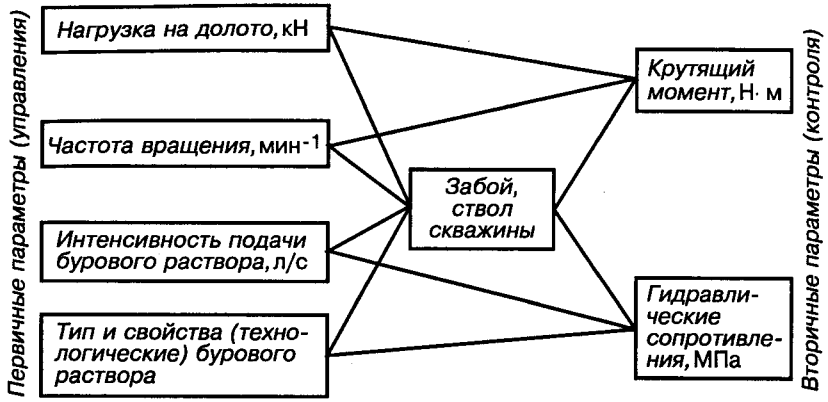


Рис. 22.15. Взаимосвязь первичных и вторичных параметров

и параметров бурового раствора ρ, T, B, типа долота, геологических условий, механических свойств пород. Выделяют параметры режима бурения (P, n, Q, ρ, 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. 22.15.

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 $v_м = h_д/\tau_д$, где $h_д$ – проходка на долото, м; $\tau_д$ – время работы долота (стойкость), ч. Это

форсированный режим (по В.С. Федорову). Им пользуются при небольших глубинах.

2. Проходка на долото $h_д$. В этом случае стремятся к наиболее полному использованию ресурса долота:

$$h_д = \int_0^{\tau_д} v_м d\tau_д ;\ \tau_д = \frac{a}{p_д^b n^c},$$

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

$$h_д = \int_0^{\tau_д} v_м d\tau_д = \int_0^{\tau_д} v_0 \mathbf{e}^{-k\tau_д} d\tau_д = \frac{v_0}{k}\left(1 - \mathbf{e}^{-k\tau_д}\right), \qquad (22.38)$$

где $v_0 \mathbf{e}^{-k\tau_д} = v_м$, v_0 – начальная механическая скорость проходки, м/ч; k – коэффициент, характеризующий скорость износа долота; **e** – 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

$$v_р = h_р/(\tau_б + \tau_{сп}), \qquad (22.39)$$

где $h_р$ – проходка за рейс; $\tau_б$ – продолжительность механического бурения; $\tau_{сп}$ – продолжительность спускоподъемных операций со вспомогательными работами.

4. Удельные эксплуатационные затраты на 1 м проходки

$$C_м = \frac{C_д + C_ч(\tau_б + \tau_{сп})}{h_д}, \qquad (22.40)$$

где $C_д$ – цена долота, руб.; $C_ч$ – эксплуатационные затраты за 1 ч работы буровой, руб.; $h_д$ – проходка на долото, м.

График изменения скорости бурения, рейсовой скорости и удельных эксплуатационных затрат в зависимости от продолжительности бурения в рейсе приведен на рис. 22.16.

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;

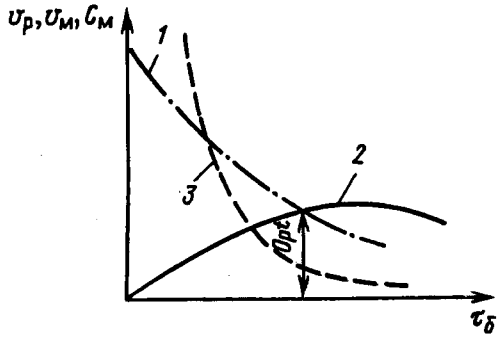


Рис. 22.16. Зависимости механической $v_м$ (*1*), рейсовой $v_р$ (*2*) скорости бурения и удельных эксплуатационных затрат $C_м$ (*3*) от продолжительности бурения в рейсе $\tau_б$

2) производство буровых работ с наилучшими и технико-экономическими показателями, т.е. в сжатые сроки и с наименьшими экономическими затратами.

Продолжительность работы породоразрушающего инструмента при достижении минимума удельных эксплуатационных затрат можно назвать наиболее экономически выгодной.

Если не учитывать стоимость инструмента, то наиболее выгодное 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.

ОСЕВАЯ НАГРУЗКА

Влияние осевой нагрузки на величину механической скорости показано графически (рис. 22.17) в зависимости от твердости горных пород при значении n, равном не более 60 об/мин, и достаточной промывке.

Поскольку для разных пород и типов долот с различным числом зубьев, различной величиной их притупления и осевой нагрузкой будут отличаться области разрушения пород, влияние осевой нагрузки на механическую скорость бурения лучше представить в виде зависимости последней от отношения удельной нагрузки $p_{уд}$ к сопротивлению p_1 при достижении первого скачка разрушения (рис. 22.18)

$$v_м = f(p_0), \qquad (22.41)$$

где $p_0 = p_{уд}/p_1$ – относительное удельное давление; $p_{уд} = p/F_к$ – удельное давление; $F_к$ – площадь контакта зубьев долота с породой.

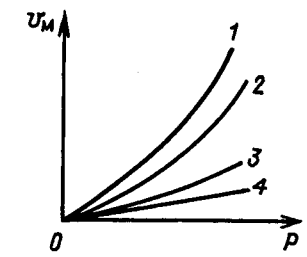


Рис. 22.17. Зависимость $v_м = f(P)$: *1* – при проходке мягких горных пород; *2* – при проходке пород средней твердости; *3* – при проходке твердых пород; *4* – при проходке очень крепких пород

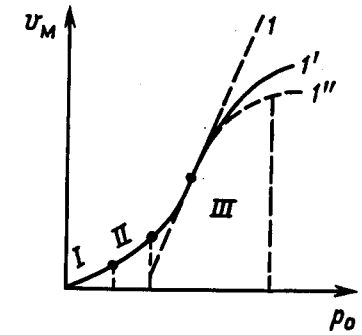


Рис. 22.18. Зависимость $v_м = f(P_0)$ (по М.Г. Бингхэму)

Определить величину $F_к$ очень трудно, поэтому упрощенно она принимается по среднему значению за один оборот при начальной площади контакта неизношенных зубьев.

На рис. 22.18 область *I* – зона малых осевых нагрузок, где происходит поверхностное разрушение (истирание); в области *II* происходит откалывание кусочков породы, заметно растет $v_м$, в области *III* удельная контактная нагрузка превышает предел прочности пород, происходит объемное разрушение породы, при идеальной промывке эта линия (*1*) была бы прямой при несовершенной промывке – линия *I'*; если увеличить расход жидкости, то получим линию *I''*.

Это можно объяснить следующим образом. При относительном удельном давлении $0 < p_0 < 0{,}6$ (область *I*) горная порода разрушается преимущественно лишь с поверхности истиранием, абразивным изнашиванием, микровыкалыванием, смятием и сдвигом отдельных неровностей, величина которых на порядок меньше объема зубьев. Эта область на рис. 22.18 представлена прямолинейным участком *I*, т.е. $v_м = a\,p_0^b$, где a и b – коэффициенты, характеризующие область разрушения.

При поверхностном разрушении $b = 1$. Практически эта область характерна для бурения очень твердых пород при недостаточной осевой нагрузке или при бурении пород средней твердости долотами типа ИСМ с большой площадью контакта. Скорость бурения при этом мала (от доли метра до 3 м в час). Необходимый расход промывочной жидкости в этой области невелик.

При $0,6 < p_0 < 0,9$ наблюдается усталостное разрушение (область *II*). Для этой области характерно получение объемного выкола лишь через несколько циклов воздействия зубьев на один и тот же участок забоя. Поверхностное разрушение при этом имеет подчиненное значение. В выражении $v_м = ap_0^b$ показатель $1 < b < 1,5$ зависит от свойств пород и типа долота. Шлам крупнее, чем в первом случае. В этих условиях целесообразно добавлять в промывочные жидкости поверхностно-активные вещества (ПАВ) – понизители твердости. Очень твердые породы в высокооборотном бурении шарошечными долотами разбуриваются, по-видимому, преимущественно в усталостной зоне в области первого скачка разрушения. Механическая скорость не превышает в этом случае десятка метров в час.

В области *III* объемного разрушения при $p_0 > 0,9$ удельные энергозатраты на разрушение единицы объема породы существенно ниже, чем в первых двух областях. В выражении $v_м = a p_0^b$ значение b изменяется в широких пределах $(1 < b < 3)$, зависит от p_0 и свойств породы.

При одних и тех же значениях p_0 значение b тем больше, чем мягче порода, крупнее зуб, больше шаг и скольжение шарошек.

Таким образом, для получения высоких механических скоростей бурения при достаточной очистке забоя необходимо создавать на долото нагрузку, ограничиваемую лишь прочностью бурильной колонны и передаваемым крутящим моментом. При учете динамических процессов в колонне рассматриваемые закономерности будут гораздо сложнее.

ЧАСТОТА ВРАЩЕНИЯ ДОЛОТА

С изменением частоты вращения n меняется число поражений забоя зубьями шарошечного долота. При этом проходку за один оборот Δ для всех типов долот можно выразить через механическую скорость в виде

$$v_м = \Delta n. \qquad (22.42)$$

На рис. 22.19 прямая *1* – Δ = const при различном значении n, что характерно для твердых, хрупких пород при бурении, как правило, алмазными долотами; *2* – кривая зависимости $\Delta = f(n)$ при бурении упругопластических пород и особенно пластических пород шарошечными долотами. До точки $A(n_{кр1})$ происходит рост Δ и $v_м$ при повышении n. Далее до точки $B(n_{кр2})$ – снижение Δ, но величина $v_м$ еще продолжает увеличиваться. За точкой $B(n_{кр2})$ и Δ, и $v_м$ с ростом n снижаются. Снижение $v_м$ за точкой B происходит вследствие того, что с ростом n уменьшается время контакта зуба с породой, повышается скорость удара зуба о породу, несколько увеличивается сопротивление разрушению, снижается проявление пластических свойств породы, возрастают колебания бурильной колонны, изменяется характер движения бурового раствора на забое, увеличивается мощность на холостое вращение.

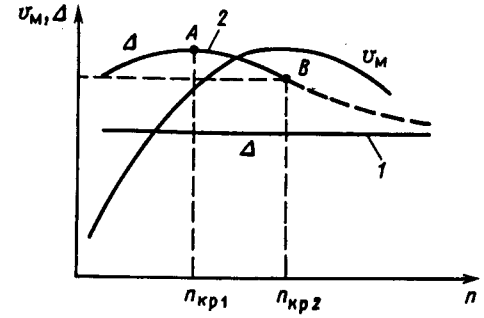


Рис. 22.19. Зависимость $v_м = f(n)$, $\Delta = f(n)$:
1 – при бурении твердых и хрупких пород алмазными долотами; *2* – при бурении упругопластичных пород шарошечными долотами

РАСХОД ПРОМЫВОЧНОЙ ЖИДКОСТИ

Непрерывная циркуляция бурового раствора при бурении должна обеспечить чистоту забоя и ствола скважины, охлаждение долота, способствовать эффективному разрушению породы.

Влияние расхода раствора на механическую скорость бурения можно видеть из рис. 22.20, показывающего, что пока не обеспечивается своевременное и полное удаление шлама и пока долото новое, механическая скорость повышается с увеличением расхода жидкости почти прямолинейно (область *I*).

После достижения практически достаточного расхода $Q_{доc}$ механическая скорость все еще может возрастать, но уже очень медленно (участок *II*) вследствие лучшего охлаждения долота, лучшей очистки забоя и долота, снижения количества шлама в растворе, уменьшения плотности раствора в кольцевом канале и гидростатического давления на забой. При дальнейшем возрастании расхода до Q_{max} и более начинает преобладать повышение потерь напора на преодоление гидравлических сопротивлений в кольцевом канале, общее гидравлическое давление на забой возрастает и механическая скорость бурения снижается. Практически эта область *III* достигается редко. При бурении скважин гидравлическими забойными двигателями расход жидкости определяет их рабочую характеристику,

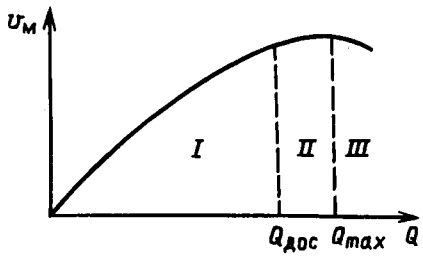
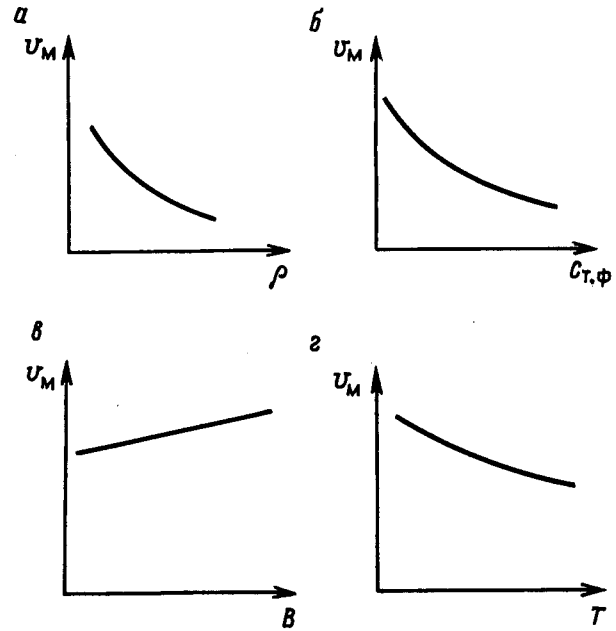


Рис. 22.20. Зависимость $v_м = f(Q)$

Рис. 22.21. Зависимости механической скорости бурения от свойств бурового раствора:
а – плотности ρ; *б* – содержания твердой фазы $C_{т.ф}$; *в* – водоотдачи *B*; *г* – условной вязкости *T*



именно это в большей мере влияет на изменение механической скорости, особенно при расходе $Q > Q_{доп}$.

Для улучшения очистки забоя важно не увеличение расхода сверх нормы, а совершенствование реологических свойств раствора, регулирование направления потока на забой и оптимизация скорости истечения из насадок.

Влияние основных свойств бурового раствора на механическую скорость бурения можно наглядно проследить из графиков, представленных на рис. 22.21, показывающих закономерное затухающее снижение механической скорости бурения $v_м$ с ростом плотности ρ, содержания твердой фазы $C_{т.ф}$ и условной вязкости *T* раствора, а также незначительное прямолинейное возрастание с увеличением водоотдачи *B*.

ВЗАИМОСВЯЗЬ ПАРАМЕТРОВ РЕЖИМА БУРЕНИЯ С ЕГО ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИМИ ПОКАЗАТЕЛЯМИ

Проходка на долото зависит от скорости разрушения породы и длительности работы его на забое, т.е. долговечности. Проходка на долото $h_д$ в виде формулы представлена в разделе о критериях бурения. Зависимости $v_м$, $h_д$, $\tau_д$ от $P_д$ при n = const представлены на рис. 22.22 для роторного бурения. Из рис. 22.22 видно, что при конкретном значении n = const имеется одно оптимальное значение $P_{д\ опт}$, при котором обеспечивается получение наибольшей проходки на долото в конкретных породах.

На рис. 22.23 представлены зависимости $v_м$, $h_д$, $\tau_д$ от n при $P_д$ = const также для роторного бурения. Из рисунка видно, что при конкретном значении $P_д$ = const существует определенное оптимальное значение $n_{опт}$, при котором обеспечивается наибольшая проходка на долото.

Зависимости $v_м$, $h_д$, n от нагрузки на долото $P_д$ при турбинном бурении представлены на рис. 22.24.

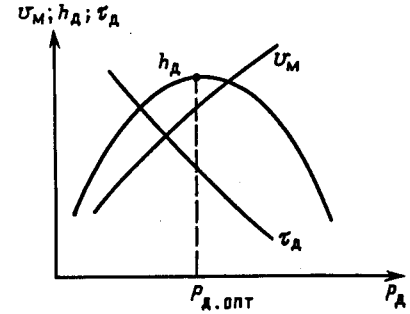


Рис. 22.22. Зависимости $v_м$, $h_д$ и $\tau_д$ от нагрузки на долото $P_д$ при постоянном числе оборотов ротора (n = const)

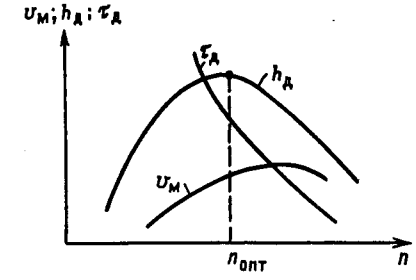


Рис. 22.23. Зависимости $v_м$, $h_д$ и $\tau_д$ от числа оборотов ротора n при постоянной нагрузке на долото ($P_д$ = const)

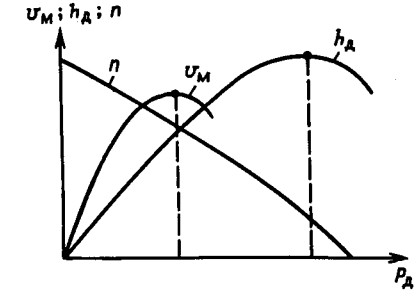


Рис. 22.24. Зависимости $v_м$, $h_д$ и n от нагрузки на долото $P_д$ при турбинном бурении

Таким образом, анализируя эти зависимости при турбинном и роторном бурении, можно отметить следующее:

в роторном бурении $P_д$, n и Q при регулировании не зависят друг от друга. При бурении их можно изменять независимо, но однако необходимо помнить о взаимосвязях показателей бурения;

при турбинном бурении Q – основной показатель, а $P_д$ зависит от Q, т.е. $P_д = f(Q)$; $n = f(Q, P_д)$.

РАЦИОНАЛЬНАЯ ОТРАБОТКА ДОЛОТ

Механическая скорость бурения может быть представлена формулой

$$v_м = v_0 e^{-k\tau_д}, \qquad (22.43)$$

где v_0 – начальная механическая скорость проходки, м/ч; $\tau_д$ – время пребывания долота на забое, ч; k – коэффициент, характеризующий скорость износа долота.

Рейсовая скорость бурения по аналогии с формулой (22.39) может быть выражена соотношением

$$v_р = \frac{h_р}{\tau_д + \tau_{сп}}, \qquad (22.44)$$

где $\tau_д$ – продолжительность работы долота на забое, ч; $\tau_{сп}$ – продолжительность СПО, ч; $h_р$ – проходка за рейс, м;

$$h_р = \frac{v_0}{k}\left(1 - e^{-k\tau_д}\right). \qquad (22.45)$$

Подставив (22.45) в (22.44), получим

$$v_р = \frac{v_0}{k}\left(1 - e^{-k\tau_д}\right) / \left(\tau_д - \tau_{сп}\right). \qquad (22.46)$$

Зависимости $v_м$, $v_р$ от $\tau_д$ представлены на рис. 22.25.

При $\tau_д > \tau_э$ возрастает износ долота, механическая скорость уменьшается настолько, что вызывает снижение рейсовой скорости (здесь $\tau_э = \sqrt{\frac{1{,}3\tau_{сп}}{k_э}}$ – экономически выгодное время работы долота на забое; $k_э = \ln\frac{v_м}{v_0}\tau_д$ – коэффициент, зависящий от типа долота, вида бурения, твердости породы, типа промывочной жидкости).

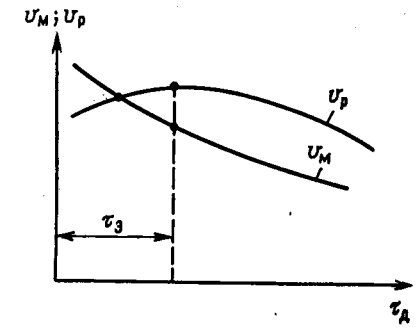


Рис. 22.25. Зависимость $v_м$ и $v_р$ от времени пребывания долота на забое $\tau_д$

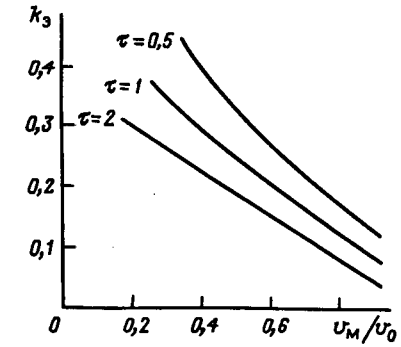


Рис. 22.26. Зависимость величины экономического показателя $k_э$ от отношения $v_м/v_0$:
0,5; 1,0; 2,0 – время, затрачиваемое на СПО, ч

Зависимость $k_э$ от $v_м/v_0$ представлена на рис. 22.26. Зная характер зависимости скорости бурения от времени пребывания долота на забое для конкретных условий находят $\tau_э$. При бурении в аналогичных условиях по изменению $v_м$ контролируют значение $k_э$ и определяют текущее значение $\tau_{э.тек}$, добиваясь, чтобы оно было не более $\tau_э$.

Таким образом, механическая скорость $v_м$ не может быть решающим фактором для оценки производительности труда при бурении скважин, поскольку при неумеренно высокой механической скорости растет износ долот, увеличиваются затраты на СПО и др. Для определения наиболее выгодной продолжительности работы долота на забое следует пользоваться рейсовой скоростью проходки, которая учитывает также продолжительность работы, связанной с заменой долота.

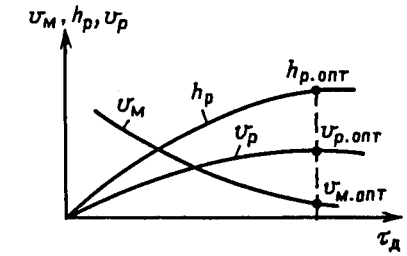


Рис. 22.27. Зависимость $v_м$, $h_р$ и $v_р$ от продолжительности работы долота $\tau_д$

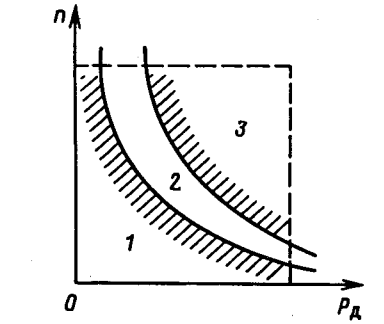


Рис. 22.28. График рациональной отработки долот по $P_д$ и n

Зависимости $v_м$, $h_р$, $v_р$ от $\tau_д$ графически представлены на рис. 22.27.

График рациональной отработки долот по $P_д$ и n представлен на рис. 22.28, где *1* – область неэффективного использования инструмента; *2* – область рациональной отработки долота; *3* – область катастрофического разрушения опор долота. При повышении твердости и абразивности породы рациональный режим бурения выбирается в правой части области *2*, т.е. силовой режим, и наоборот.

22.11. КРЕПЛЕНИЕ, РАЗОБЩЕНИЕ ПЛАСТОВ. ИССЛЕДОВАНИЕ ПРОДУКТИВНЫХ ГОРИЗОНТОВ И ЗАКАНЧИВАНИЕ СКВАЖИН

Для разобщения пластов и предупреждения осложнений при бурении ствол скважины закрепляют стальными обсадными трубами, а в кольцевой канал между стенками ствола и трубами закачивают цементный раствор, образующий после схватывания и твердения цементный камень.

Крепление скважины преследует цели:

образование долговечного и герметичного канала для транспортирования нефти, газа, воды из пласта на поверхность или для закачки в пласт различных агентов;

обеспечение надежного разобщения пластов с различными давлениями, а также продуктивных горизонтов от непродуктивных и продуктивных друг от друга;

закрепление стенок скважины, сложенных недостаточно устойчивыми горными породами.

КОНСТРУКЦИЯ СКВАЖИНЫ

Спущенные в скважину обсадные трубы (колонны) различных диаметров и длин образуют конструкцию скважины.

В понятие конструкции скважины входят такие данные, как размер долота (диаметр скважины), число и длина обсадных колонн, их прочностные показатели, высота цементного раствора за каждой колонной.

В практике работ используют обсадные колонны пяти типов:

1) направление;
2) кондуктор;
3) промежуточные (технические) колонны;
4) хвостовик (потайная колонна, летучка);
5) эксплуатационная колонна.

Кроме того, существует съемная, или фальшивая колонна (проворачивающаяся), а при морском бурении на акваториях морей и океанов – водоизолирующая колонна.

Если скважину крепят кондуктором и эксплуатационной колонной, то такую конструкцию называют одноколонной. Выбор той или иной конструкции скважины зависит от нескольких факторов.

1. От диаметра эксплуатационной колонны – для очень глубоких скважин ее диаметры 114 и 129 мм; для обычных скважин средней глубины – 141, 146, 168 мм; для высокодебитных (например, газовых) скважин – 219 мм.

2. От характеристики геологического разреза: распределения по глубине скважины различных отложений, величин пластовых (поровых) давлений, наличия в разрезе поглощающих, проявляющих пластов и неустойчивых пород, распределения температуры пород по глубинам и др. По характеристикам геологического разреза определяют глубину спуска промежуточных колонн и кондуктора.

3. От уровня развития технологии бурения в данном районе, определяющей максимальный выход открытого ствола скважины из-под башмака предыдущей обсадной колонны.

Для определения необходимого числа обсадных колонн (исключая направление и кондуктор) по каждой площади или скважине строят совмещенный график изменения пластовых (поровых) давлений, гидроразрыва пород и гидростатического давления бурового раствора в координатах глубина скважины – эквивалент градиента давлений. Под эквивалентом градиента давлений понимают плотность жидкости, столб которой на конкретной глубине создает давление, равное пластовому (поровому) или давлению гидроразрыва.

На основании изучения изменения коэффициента аномальности пластового давления и индекса давления поглощения строят график и выделяют интервалы, в которых можно проходить ствол с использованием бурового раствора постоянной плотности.

После установления числа обсадных колонн приступают к нахождению их диаметров и диаметров долот, обеспечиваю-

щих доведение колонн до намеченной глубины. Определение размеров обсадных колонн для каждой скважины начинается с установления диаметра эксплуатационной колонны, необходимого для обеспечения предполагаемого дебита нефти и газа.

Диаметр долота, которым необходимо бурить под обсадную колонну, определяют по зависимости:

$$D_{д1} = D_{м1} + 2\delta, \qquad (22.47)$$

где $D_м$ – наружный диаметр соединительной муфты обсадных труб, мм; δ – кольцевой зазор, мм.

Величину кольцевого зазора устанавливают на основании накопленного опыта с учетом уменьшения кольцевого зазора вследствие наличия на трубах муфт:

Наружный диаметр труб, мм	114, 127	140, 146	168, 194	219, 245	273, 299	324, 351	377, 426
Кольцевой зазор δ, мм	10	15	20	25	30	35	45

Диаметр долота $D_{д1}$ уточняют в соответствии с нормализованными размерами по ГОСТ 206.92–75 и находят $D_{д1н}$. Далее находят внутренний диаметр последующей обсадной колонны:

$$D_{к2} = D_{д1н} + 2\Delta, \qquad (22.48)$$

где Δ – радиальный зазор между обсадной колонной и долотом, $\Delta = 5 + 10$ мм.

По расчетному значению внутреннего диаметра в соответствии с размерами, указанными в ГОСТ 632–80, подбирают нормализованный диаметр обсадной колонной. Подобным образом повторяют расчет для каждой последующей колонны до самой верхней.

ОБСАДНЫЕ ТРУБЫ

Обсадные трубы изготавливаются из сталей следующих групп прочности.

Группа прочности стали	С	Д	К	Е	Л	М	Р
Временное сопротивление на растяжение, МПа	540	535	685	735	785	880	1080
Предел текучести, МПа	310	370	490	540	635	735	930
Относительное удлинение, %	14	12	10	10	10	10	10

Трубы изготовляются длиной от 9,5 до 13 м из углеродистых и легированных сталей. Резьба коническая (рис. 22.29) треугольная с конусностью 1:16.

В последние годы выпускают обсадные трубы, имеющие повышенную прочность (на 25–50 %) и герметичность резьбовых соединений: ОТТМ1, ОТТГ1 (муфтовое соединение) и ТБО-4,

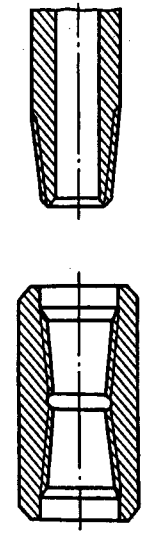


Рис. 22.29. Резьбовое соединение по ГОСТ 632–64

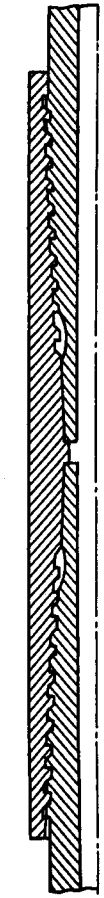


Рис. 22.30. Соединение труб (ОТТГ-1) с трапецеидальной резьбой

ТБО-5 (соединение «труба в трубу»). В трубах ОТТГ-1 используется трапецеидальная резьба, обеспечивающая высокую прочность (рис. 22.30). Трубы ОГ1М отличаются тем, что соединение их выполнено в габаритах тела труб. Они изготовляются диаметрами от 114 до 273 мм. Минимальная толщина стенок – 8 мм. Используются эти трубы, главным образом, как хвостовики.

В структурно-поисковом бурении применяются обсадные трубы ниппельного соединения геологоразведочного сортамента диаметрами 73, 89, 108, 127 и 146 мм, а также насосно-компрессорные трубы диаметрами 89, 102 и 114 мм.

Обсадная колонна – сложная инженерная конструкция, несущая различные по величине и характеру нагрузки. На обсадную колонну действуют:

растягивающая нагрузка от собственного веса;

осевые динамические нагрузки в период неустановившегося движения колонны (с ускорением или замедлением скорости спуска);

осевые нагрузки от избыточного давления и температуры при цементировании колонны о стенки скважины в процессе ее спуска;

сжимающие нагрузки от части собственного веса при разгрузке колонны на забой;

наружное и внутреннее избыточное давление;

изгибающие нагрузки, возникающие в искривленных скважинах.

Основными нагрузками для расчета колонн на прочность являются осевые растягивающие нагрузки от собственного веса обсадной колонны, наружное и внутреннее избыточные давления.

При расчете на наружное избыточное давление коэффициент запаса прочности $n_1 = 1{,}0 \div 1{,}3$ для участков, находящихся в пределах эксплуатационного объекта, в зависимости от устойчивости породы. Для остальной части колонны $n_1 = 1{,}0$.

При расчете на внутреннее избыточное давление для труб диаметром 114–219 мм $n_2 = 1{,}15$; для труб диаметром 219 мм и более $n_2 = 1{,}52$.

Методика расчета эксплуатационных колонн заключается в следующем:

1. Определяют значения избыточных наружных и внутренних давлений на устье скважины и на глубинах H (до уровня жидкости в колонне), h (до уровня цементного раствора), L (до башмака колонны), а также для интервалов, рассчитываемых по пластовому или горному давлениям.

2. Строят эпюры избыточных наружных и внутренних давлений.

3. Подбирают обсадные трубы соответствующей прочности, начиная с нижней, забойной ее части.

А. Определив запас прочности n_1 для первой снизу секции, вычисляют произведение $n_1 p_{н.и L}$ (наружное избыточное давление на глубине L) и по таблицам, приведенным в Инструкции по расчету обсадных колонн для нефтяных и газовых скважин (Куйбышев: ВНИИТнефть, 1976), подбирают трубы с $p_{кр} \geq n_1 p_{н.и L}$. Задавшись длиной первой секции l_1, которая равна мощности эксплуатационного объекта, можно найти запас прочности на внутреннее давление n_2 путем деления $p_т$ на $p_{н.и L}$ (внутреннее избыточное давление на глубине L_1); $p_т$ – избыточное внутреннее критическое давление, при котором напряжение в теле трубы достигает предела текучести (см. таблицы указанной выше Инструкции). Затем определяют вес Q первой секции.

Б. По эпюре определяют наружный диаметр на верхнем конце первой секции (на глубине L_1), а по таблицам Инструкции подбирают трубы, из которых составляют вторую секцию, с $p_{кр}$, равным или близким по значению (в большую сторону) давлением на глубине L_1.

В. Для нахождения длины l_2 второй секции выбирают трубы для третьей секции (обычно это труба со следующим меньшим значением толщины стенки), определяя по таблицам Инструкции соответствующее им $p_{кр}$, а по эпюре глубину L_2, на которой расчетное давление соответствует найденному значению $p_{кр}$.

Диаметр труб, мм.....	114–168	178–245		273–324		> 324
Глубина, м.....	< 3000	> 1500	< 1500	> 1500	< 1500	> 1500
Запас прочности n_3...	1,15	1,30	1,45	1,45	1,60	1,75

Длина второй секции $l_2 = L_1 - L_2$. Далее рассчитывают на внутреннее давление верхнюю трубу второй секции. Находят вес второй секции Q_2 и общий вес $Q_{1,2} = Q_1 + Q_2$.

Г. Последующие секции подбирают таким же способом. Каждый раз при этом проверяют условие

$$P_{раз} \leq P_{ст}/n_3,$$

где $p_{раз}$ – разрушающая нагрузка; $n_3 = 1{,}8$; $P_{ст}$ – страгивающая нагрузка.

Верхние трубы выбирают более толстостенными.

КОЛОННАЯ ОСНАСТКА

Чтобы обеспечить нормальный спуск обсадной колонны в скважину и успешное проведение операции по ее цементированию, обсадная колонна должна быть оснащена рядом приспособлений, которые называют колонной оснасткой.

Схема размещения колонной оснастки приведена на рис. 22.31. Колонна, кроме того, оснащается проволочными скребками, турбулизаторами и другими приспособлениями. Для улучшения герметизации резьбовых соединений применяются смазки, содержащие графитовый порошок, чешуйчатую медь, а также свинцовый порошок и цинковую пыль. Графит и медь предохраняют от задиров, а свинец и цинк придают смазке уплотняющую способность. Обсадные трубы доставляют на буровую и укладывают на стеллажах в порядке, соответствующем их прочностному расчету и спуску в скважину.

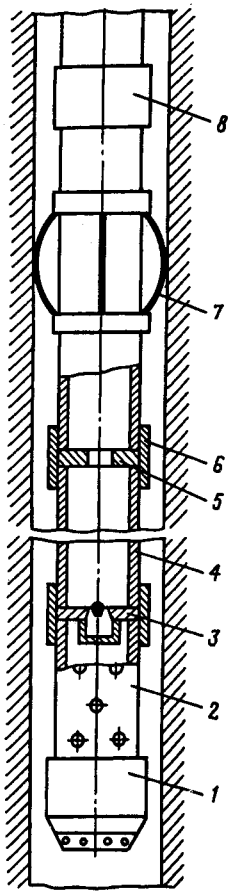


Рис. 22.31. Схема компоновки обсадной колонны с типовой оснасткой:
1 – башмак с направляющей насадкой; *2* – башмачный патрубок с отверстиями; *3* – обратный клапан; *4* – нижняя труба; *5* – упорное кольцо; *6, 8* – соединительные муфты; *7* – центрирующий фонарь

Трубы шаблонируются, а затем опрессовываются водой. Скважину прорабатывают расширителями, промывают, поднимают бурильные трубы и приступают к спуску обсадной колонны. В процессе спуска буровой мастер замеряет длину каждой трубы и ведет учет длин спускаемой колонны труб. При этом каждую трубу вновь шаблонируют.

ЦЕМЕНТИРОВАНИЕ

Цементированием называют процесс заполнения заданного интервала раствором вяжущих материалов (например, цемента), который в состоянии покоя превращается в прочный непроницаемый камень. Цементирование применяется для изоляции друг от друга проницаемых пластов, установки цементных мостов, защиты обсадных труб от коррозии агрессивными пластовыми жидкостями и газами, заякоривания обсадной колонны и др.

Тампонажными называют такие материалы, которые при затворении водой образуют суспензии, способные затем превращаться в твердый, непроницаемый камень.

В зависимости от вида вяжущего материала тампонажные материалы подразделяются на следующие:

тампонажный цемент на основе портландцемента (силикат кальция);

тампонажный цемент на основе доменных шлаков;

тампонажный цемент на основе известково-песчаных смесей;

прочие тампонажные цементы (белитовые и др.)

В настоящее время номенклатура тампонажных цементов на основе портландцемента и шлака включает:

тампонажные портландцементы для "холодных" (до 50 °С) и "горячих" (до 100 °С) скважин, плотность раствора 1,85–1,90 г/см^3;

облегченные цементы, раствор плотностью 1,4–1,6 г/см^3 (за счет добавки глинопорошка, молотой пемзы, трепела, опоки и др.);

утяжеленные цементы, раствор плотностью до 2,15 г/см^3 на базе портландцементов для "холодных" и "горячих" скважин и на базе шлакопесчаной смеси для температуры 90–140 °С и 140–180 °С;

низкогигроскопичные тампонажные цементы.

Растекаемость цементного раствора с водоцементным отношением В/Ц = 0,5 (на 1 кг цемента – 0,5 кг воды) должна быть не менее 18 см.

Время начала и конца схватывания для "холодных" и "горячих" цементных растворов должно быть соответственно 2 ч и 1 ч 45 мин и не более 16 ч 40 мин.

Предел прочности на изгиб образца размерами 4×4×16 см при двухсуточном твердении и температуре 22 ± 2 °С и 75 ± ± 3 °С должен быть не менее 2,7 и 6,2 МПа соответственно.

При смешивании тампонажных растворов с водой начинаются реакции гидратации и гидролиза. Эти реакции сопровождаются выделением большого количества теплоты. Скорость реакции гидратации (присоединение воды к клинкерным материалам) значительно влияет на быстроту схватывания и твердения цементного раствора: скорость возрастает с повышением температуры давления и тонкости помола и зависит

от водоцементного отношения В/Ц, состава цемента и степени минерализации вод.

К свойствам раствора из тампонажных смесей относятся плотность, растекаемость, сроки загустевания и схватывания, а к свойствам цементного камня – прочность, проницаемость, температуростойкость, коррозионная стойкость, пластичность, объемные изменения. Плотность в лабораторных условиях определяется пикнометром, а в полевых – ареометром. Растекаемость цементного раствора определяется с помощью конуса АзНИИ.

Загустеваемость тампонажного раствора определяется с помощью консистометра.

Сроки схватывания определяются прибором ВИКа. Свойства тампонажных растворов регулируют путем изменения водоцементного соотношения а также добавлением различных химических реагентов, ускоряющих или замедляющих сроки схватывания или загустевания. Существенное увеличение содержания воды (более, чем необходимо для процесса гидратации) ведет к росту пористости и проницаемости камня, что недопустимо. Уменьшение количества воды вызывает ухудшение прокачиваемости тампонажного раствора. Для улучшения прокачиваемости цементных растворов применяют реагенты-пластификаторы ССБ, КССБ, нитролигнин и др. Ввод этих реагентов в количестве 0,1–1,0 % в воду затворения не только улучшает прокачиваемость, но и снижает В/Ц до 0,3–0,36, что приводит к повышению прочности камня. В качестве замедлителей сроков схватывания растворов применяют борную кислоту, гипан, ССБ и др.

В качестве ускорителей используют хлористый кальций (1–5 %), хлористый натрий (до 2,5 %), жидкое стекло (до 5 %) и др.

СПОСОБЫ ЦЕМЕНТИРОВАНИЯ

Заколонное цементирование в 1905 г. предложил русский инженер А.А. Богушевский.

В настоящее время существуют четыре способа цементирования: одно-, двухступенчатое, манжетное и обратное.

Схема прямого одноступенчатого цементирования приведена на рис. 22.32.

Следует знать, что наилучшее замещение глинистого раствора цементным происходит при турбулентном режиме движения потока (98 %) и худшее – при структурном (ламинарном) режиме (42 %).

Манжетное цементирование применяется в тех случаях,

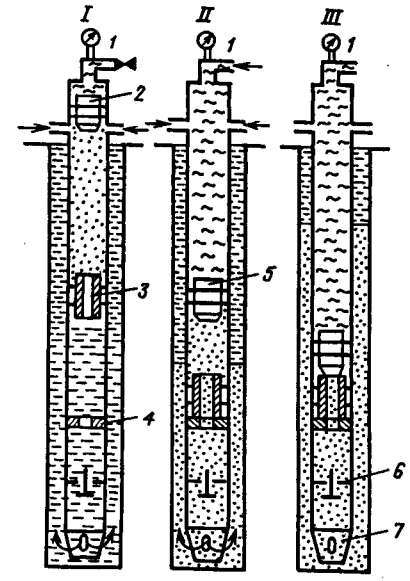


Рис. 22.32. Схема прямого одноступенчатого цементирования
I – закачивание цементного раствора; *II* – продавливание; *III* – конец продавливания; *1* – манометр; *2* – цементировочная головка с верхней разделительной пробкой; *3, 5* – нижняя и верхняя разделительные пробки соответственно; *4* – упорное кольцо; *6* – обратный клапан; *7* – направляющая насадка

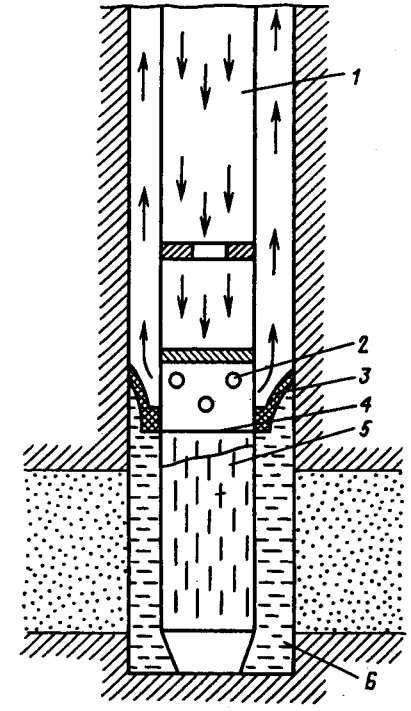


Рис. 22.33. Схема процесса манжетного цементирования:
1 – поток цементного раствора; *2* – цементировочные отверстия; *3* – манжета; *4* – перегородка; *5* – фильтр; *6* – прифильтровое кольцевое пространство

когда в продуктивном пласте отсутствует пропластковая или подошвенная вода (рис. 22.33).

При обратном цементировании тампонирующий раствор на поверхность поднимается через колонну обсадных труб. Этот способ пока находится в стадии эксперимента.

Оборудование для цементирования скважин:

цементосмесительная машина 2СМН-20;

цементировочные агрегаты ЦА-320А и ЦА-320М.

Максимальное давление нагнетания агрегата 32 МПа, подача раствора 2,9–8,7 л/с. Смесительные машины и цементиро-

вочные агрегаты смонтированы на шасси автомобиля КРАЗ-257;

цементировочная головка 2ГУЦ-400;

станция СКЦ-2М. Это самоходная лаборатория, включающая в себя блок манифольда 1БМ-700 на шасси автомобиля ЗИЛ-131 с датчиками расхода жидкости, давления и плотности, а также с телефонной связью. Станция рассчитана на одновременную работу 6 смесительных машин СМ и 14 цементировочных агрегатов.

При расчете цементирования колонны определяют необходимое количество воды для его затворения, объем продавочной жидкости, максимальное давления в конце процесса цементирования, необходимое число смесительных машин и цементировочных агрегатов и время, требуемое для проведения всего процесса цементирования.

К основным мероприятиям по повышению качества цементирования относятся:

промывка скважины перед закачиванием цементного раствора буферной жидкостью, которая смывает рыхлую часть фильтрационной корки и буровой раствор, прилипший к поверхности обсадных труб;

разность плотностей цементного и бурового растворов не должна быть менее 250 кг/м^3.

расхаживание обсадной колонны для лучшего замещения бурового раствора цементным;

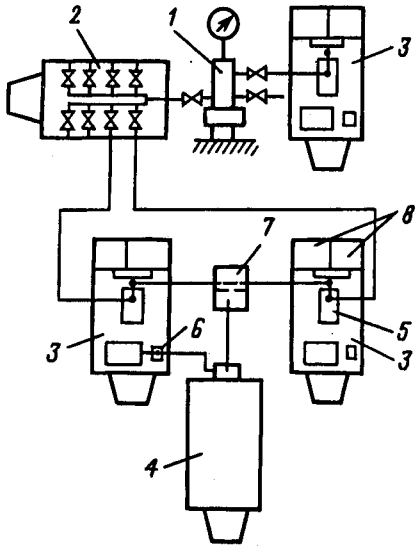


Рис. 22.34. Схема обвязки оборудования при цементировании скважины:
1 – цементировочная головка; *2* – блок манифольда со станцией контроля; *3* – цементировочный агрегат; *4* – цементосмесительная машина; *5* – цементировочный насос; *6* – водоподающий насос; *7* – приемный чан; *8* – мерная емкость

установка центраторов в расчетных местах по всей длине интервала подъема цементного раствора.

Схема обвязки оборудования при цементировании скважин приведена на рис. 22.34.

После затвердения цементного раствора определяют качество цементирования. До опробования скважины геофизическими методами определяют высоту подъема цемента, степень заполнения им затрубного пространства, характер распределения цементного камня за колонной. После выполнения геофизических работ колонну испытывают на герметичность с выдержкой ее под определенным внутренним давлением (опрессовкой) в течение 30 мин. При опрессовке эксплуатационной колонны ее по всей длине заполняют водой. В скважинах, при опробовании и эксплуатации которых не ожидается избыточного давления на устье, эксплуатационные колонны проверяют на герметичность снижением уровня. Колонна считается выдержавшей испытание на герметичность, если после замены раствора водой отсутствуют перелив жидкости, выделение газа, а также если давление за 30 мин снижается не более чем на 0,5 МПа при давлении испытания выше 7 МПа.

ВСКРЫТИЕ И ОПРОБОВАНИЕ ПРОДУКТИВНЫХ ПЛАСТОВ

Продуктивные (нефтяные и газовые) пласты вскрывают, как правило, дважды: первый раз – при бурении и второй —после крепления обсадной колонной. На технологию вскрытия пласта преобладающее влияние оказывает величина пластового давления.

По величине пластового давления коллекторы подразделяются на следующие:

с аномально высоким пластовым давлением (АВПД), когда $p_{пл} >> p_{ст}$;

с давлением, близким к гидростатическому, когда $p_{пл} \geq p_{ст}$;

с давлением меньше гидростатического, когда $p_{пл} < p_{ст}$;.

Коллекторы с АВПД вскрываются с применением бурового раствора высокой плотности. Столб раствора в скважине должен создать на вскрываемый пласт давление, несколько превышающее пластовое.

Коллекторы второй группы вскрывают с использованием буровых глинистых растворов, растворов с низким содержанием твердой фазы, растворов на углеводородной основе (РУО), технической воды, обработанной ПАВ. Коллекторы

третьей группы вскрывают с применением РУО, аэрированных буровых растворов, местной промывки, а также продувки воздухом или газом.

Вскрытие продуктивных пластов первой и второй группы ведут с репрессией на пласт, т.е. с созданием на него давления бурового раствора большего, чем давление в пласте. При наличии репрессии в поры, каналы и трещины в пласте проникают фильтрат бурового раствора и мелкие частицы твердой фазы, а при возникновении поглощения и буровой раствор. Все это вызывает изменение естественных параметров пласта в призабойной зоне – уменьшается проницаемость пласта, изменяется величина нефтегазонасыщенности и др.

Призабойной зоной называют примыкающую к стволу скважины часть пласта, в которой при вскрытии происходят изменения естественных параметров. Главная задача любого способа вскрытия продуктивного пласта – максимально возможное сохранение его естественных параметров, основным из которых является проницаемость. Прежде всего принимают меры по предотвращению поглощения бурового раствора пластом. При поглощении буровой раствор глубоко проникает в пласт и не только расширяет призабойную зону пласта, но и может ухудшить необратимо ее проницаемость, что приведет к падению нефтеотдачи пласта.

Под влиянием репрессии в проницаемый коллектор отфильтровывается жидкая фаза бурового раствора, вместе с которой в поры и каналы пласта попадают твердые частицы. Последние, оседая в них, снижают проницаемость пласта. Действие фильтрата (главным образом, воды) отрицательно. Вода замещает нефть и газ в порах и каналах и тем самым препятствует их движению к скважине, способствует набуханию глинистых пород (уменьшает проницаемость), образует стойкие и высоковязкие водонефтяные эмульсии, блокирующие каналы и образующие на стенках пор и каналов пленки, которые препятствуют движению углеводородов. Минерализованный фильтрат, вступая в химическое взаимодействие с пластовой водой, может образовывать труднорастворимые и нерастворимые вещества, закупоривающие каналы и поры в пласте. При использовании буровых растворов на водной основе для вскрытия нефтяных и газовых пластов необходимо поддерживать:

плотность раствора такой, чтобы давление его столба было немного выше пластового;

водоотдачу раствора невысокой;

вязкость раствора максимально возможной;

содержание твердой фазы низким.

Для сохранения естественной проницаемости пласта наиболее эффективно использовать РУО (известково-битумные, гидрофобные эмульсии и др.). Фильтратом этих растворов является углеводородная жидкость, имеющая ту же природу, что нефть и газ.

ОПРОБОВАНИЕ В ПРОЦЕССЕ БУРЕНИЯ

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. 22.35. В настоящее время разработаны испытатели пластов трех типов: спускаемые в скважину и внутрь бурильных труб, спускаемые на кабеле в скважину и внутрь бурильных труб.

Наиболее распространены испытатели первого типа; трубные и пластоиспытатели. Испытание ими на приток произво-

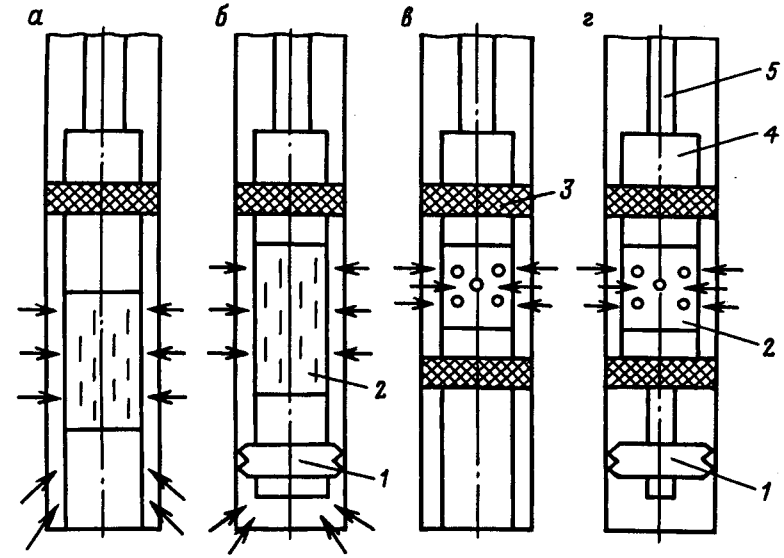


Рис. 22.35. Схема испытания пластов:
а – с опорой на забой; *б* – без опоры на забой; *в, г* – селективное (избирательное) испытание пластов; *1* – приспособление для опоры на стенки скважины; *2* – хвостовик (фильтр); *3* – пакер; *4* – испытатель пластов; *5* – бурильные трубы

дится с опорой (рис. 22.35, *а*) и без опоры на забой (рис. 22.35, *б*). Возможно также селективное (раздельное) испытание объекта (рис. 22.35, *в, г*).

Принцип работы трубного пластоиспытателя заключается в том, что при помощи пакера (или двух пакеров) изолируют интервал, подвергающийся испытанию, от остальной части ствола. Затем снижают давление для получения необходимой депрессии в подпакерном или межпакерном 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 давления. 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 специальной обработки данных получают значение пластового давления, проницаемости и других параметров пласта. По пробам пластовых флюидов устанавливают, чем насыщено поровое пространство: нефтью, газом или водой.

Испытание пластов в процессе бурения – важный фактор повышения эффективности бурения разведочных скважин. Поэтому объем применения пластоиспытателей возрастает с каждым годом.

ЗАКАНЧИВАНИЕ СКВАЖИНЫ

Под заканчиванием понимаются работы по оборудованию скважин в интервале вскрытия пласта и по обеспечению из него притока с наименьшими потерями.

Существует три способа заканчивания скважин: открытый забой, установка различных фильтров, перфорация. Применяется несколько видов перфорации: нулевая, торпедная, кумулятивная, гидропескоструйная.

Для интенсификации добычи нефти необходимо устранить загрязнение (кольматацию) пласта. С этой целью очищают и расширяют каналы дренирования вокруг ствола скважины. К методам очистки относятся следующие:

кислотные обработки призабойной зоны:

гидравлический разрыв пласта;

обработка призабойной зоны поверхностно-активными веществами;

тепловые обработки;

перфорация в открытом стволе;

очистка стенок скважины с помощью гидропескоструйного перфоратора;

периодическое снижение давления на забое против продуктивного пласта, эжектирование, откачка жидкости из пласта.

22.12. НАЗЕМНЫЕ СООРУЖЕНИЯ И БУРОВОЕ ОБОРУДОВАНИЕ

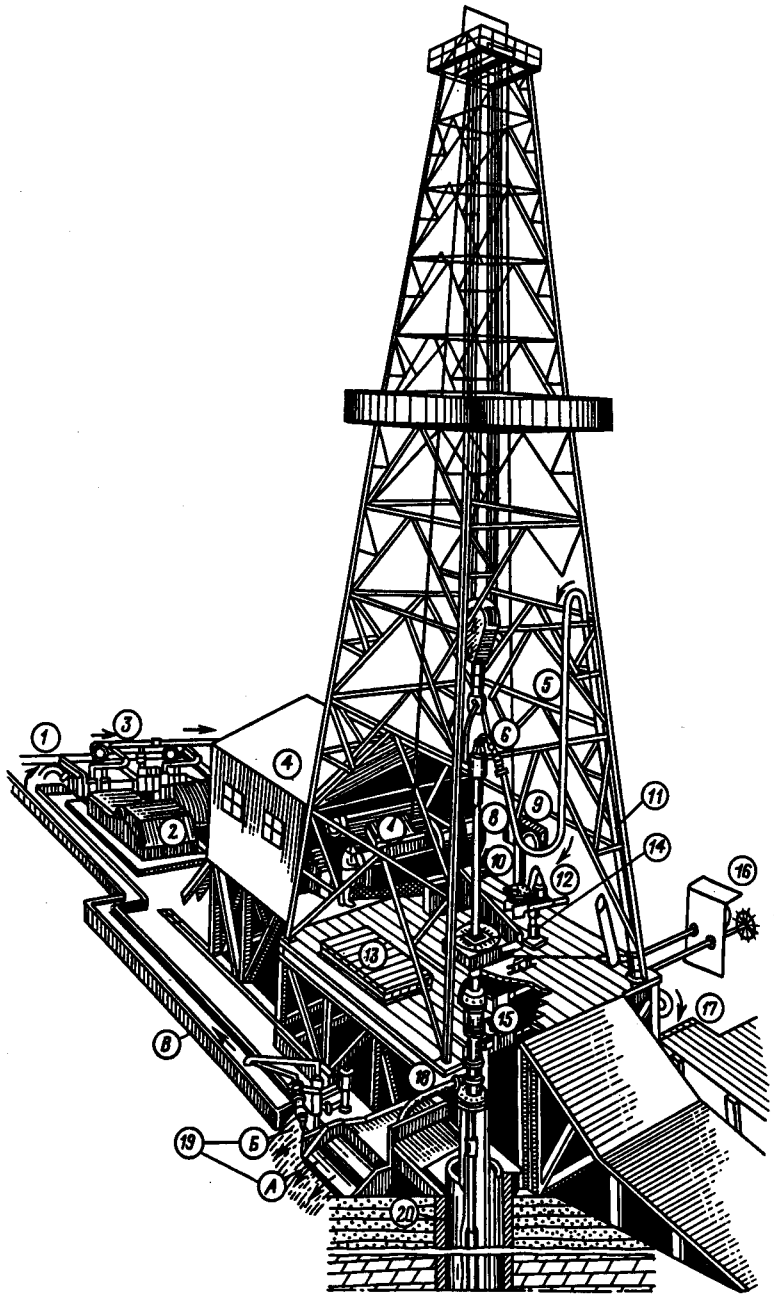
Буровая установка представляет собой комплекс различных функционально взаимосвязанных машин, механизмов и конструктивных элементов для выполнения основных и вспомогательных работ при строительстве скважины.

При механическом бурении буровая установка должна обеспечить выполнение трех основных функций, которые условно можно подразделить на грузовую, приводную и циркуляционную.

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 труба, бурильные трубы, долото. В технологическую цепочку циркуляций входят буровой насос (главный исполнительный орган), силовой привод насоса, трансмиссия, манифольд высокого давления со стояком и шлангом, вертлюг, механизмы и аппараты для приготовления, очистки 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 следующим оборудованием: средствами механизации вспомогательных работ и автоматизации процессов; органами управления агрегатами, приборами контроля работы отдельных агрегатов и аппаратурой технологического контроля процесса бурения; средствами противопожарной и противовыбросовой безопасности и охраны труда.

Современная буровая установка (рис. 22.36) глубокого бу-



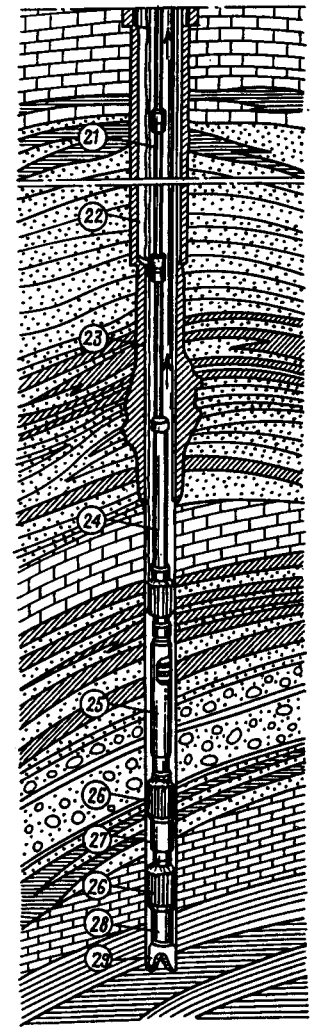


Рис. 22.36. Общий вид буровой установки вращательного бурения:
1 – приемная емкость; *2* – буровые насосы; *3* – нагнетательная линия; *4* – силовой блок; *5* – буровой рукав; *6* – вертлюг; *7* – лебедка; *8* – ведущая труба; *9* – индикатор веса; *10* – машинные ключи; *11* – стояк; *12* – ключ АКБ-3М2; *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, 23* – 1-я и 2-я промежуточные колонны соответственно; *24* – утяжеленные бурильные трубы; *25* – турбобур; *26* – калибратор; *27* – маховик; *28* – переводник; *29* – долото

рения 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 со-

временной технологии, удельный расход энергии, масса, простота обслуживания, удобство монтажа, демонтажа и транспортировки в различных условиях.

Остановимся подробнее на отдельных узлах оборудования.

БУРОВЫЕ ВЫШКИ

Буровые вышки предназначены для поддержания на весу колонны бурильных и обсадных труб, спуска их на заданную глубину, размещения свечей бурильных труб и части оборудования, необходимого для процесса бурения и спуско-подъемных операций.

В настоящее время используют буровые вышки башенного и мачтового типов. Вышки мачтового типа называют также А-образными. Технические характеристики буровых вышек представлены в табл. 22.4.

При структурном бурении на глубину 300–500 м применяют вышки высотой 16–18 м, а на глубину до 2000 м – высотой 27–28 м. При разведочном и эксплуатационном бурении применяют вышки высотой 53–54 м и даже 75 м. Чем выше грузоподъемность, тем больше высота вышки. Вышки изготавливаются из труб диаметром 168 мм и уголкового железа и состоят примерно из 10 разъемных секций. Вышки башенного типа собирают и разбирают при помощи специального подъемника Я.М. Кершенбаума методом сверху вниз при сборке и снизу вверх при разборке. Применяют при этом подъемники ПВК-1 для монтажа-демонтажа вышек высотой до 41 м и ПВ2-45 – до 53 м.

Таблица 22.4

Технические характеристики буровых вышек

Параметры	Мачтовые							Башенные	
	ВМ-40-100	ВМ-42-140	ВМ-42-160	ВМА-41-170	ВМА-45-200	ВМА-45-250	ВМ-45-320	ВБ-42-200	УВ-45-500-А
Допустимая нагрузка на крюке, кН	1000	1400	1600	1700	2000	2500	3200	2000	5000
Оснастка талевой системы	4×5	4×5	4×5	5×6	5×6	6×7	6×7	5×6	7×8
Высота, м	40	42	42	41	45	45	45	42	45
Размеры нижней базы, м	6,2	7,2	9,2	9,2	10,0	10,0	10,0	8×8	8×11
Масса комплектной вышки, т	16,6	19,3	23,2	26,2	31,7	34,7	40,3	29,0	71,6

Старые буровые вышки башенного типа В-1-30-53 имели высоту 53 м, грузоподъемность 3000 кН, массу 36 т; нижнее основание размерами 10×10 м, верхнее – 2×2 м; ВМ-41 – высоту 40,92 м, грузоподъемность 1500 кН, массу 18,7 т, нижнее основание размерами 8×8 м, верхнее – 2×2 м. Первый тип вышки изготавливается из профильного железа, второй – из труб.

Вышки мачтового типа:

Тип	БУ-50Б	БУ-75-Бр	ВАС-42
Высота, м	30	40,17	42,83
Грузоподъемность, кН	500	750	2000
Масса, т	112,45	18,2	23,77

По сравнению с вышками башенного типа мачтовые имеют меньшую массу при одинаковой грузоподъемности. На их монтаж и демонтаж затрачивается меньше времени.

РАЗМЕРНЫЙ РЯД БУРОВЫХ УСТАНОВОК

С 1 июля 1982 г. введен в действие ГОСТ 16293–82 на 11 классов буровых установок, в который включены $P_к$ – 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 приведен ниже.

Класс буровой установки	1	2	3	4	5	6
$P_к$, МН	0,8	1,0	1,25	1,6	2,0	2,5
L, м	600–1200	1000–1600	1250–2000	1600–2500	2000–3200	2500–4000

Класс буровой установки	7	8	9	10	11
$P_к$, МН	3,2	4,0	5,0	6,5	8,0
L, м	3200–5000	4000–6500	5000–8000	6500–10000	8000–12500

Запас грузоподъемности механизма (отношение допустимой нагрузки на крюке $P_к$ к наибольшему весу бурильной колонны) должен находиться в пределах 1,67–2,0.

В каждом классе размерного ряда может быть несколько типов буровых установок, отличающихся видом и схемой привода, схемой монтажа, транспортировки и т.д. в зависимости от условий бурения. Так, в зависимости от условий энергоснабжения буровые установки делятся на установки с автономным (от двигателей внутреннего сгорания) или неавтономным (электрическим) приводом.

Приведем в качестве примера некоторые буровые установки, применяемые в геолого-разведочном бурении на нефть и газ УРБ-1А; УРБ-1Т (установки для структурного бурения на глубину 100 м с нагрузкой на крюке 100 кН); УРБ-50П (бурение поисковых скважин на глубину до 3000 м). В настоящее время такие установки сведены в 7 классов.

Для глубокого бурения применяют установки, сведенные в 11 классов. Например БУ-2500 ДГУ (на глубину 2500 м, грузоподъемность 1400 кН, привод электрический, для кустового бурения); Уралмаш 3000 ЭУК (глубина 3000 м, грузоподъемность 1700 кН для кустового бурения); Уралмаш БУ-6000 ПЭ (на глубину 6000 м, грузоподъемность 3200 кН), Уралмаш БУ-15000 (на глубину 15000 м, грузоподъемность 4000 кН). Последняя установка была в работе на сверхглубокой скважине СГ-3 (Кольская). Мощность привода лебедки для этой установки 2300 кВт, насоса – 800 кВт.

ПОДЪЕМНЫЕ МЕХАНИЗМЫ

Талевая система предназначена для СПО, поддержания на весу колонны бурильных и обсадных труб в процессе бурения, а также для снижения нагрузки на талевый канат. При помощи талевой системы колонну бурильных труб поднимают на длину свечи, поддерживают свечу при отвинчивании ее от колонны труб, захватывают и извлекают свечу из магазина, поддерживают ее при свинчивании колонны труб, а также производят различные вспомогательные операции по подъему грузов в процессе бурения.

Талевая система состоит из кронблока (неподвижной группы шкивов) и талевого блока (подвижной группы шкивов). Кронблок и талевый блок соединены между собой стальным тросом – талевым канатом. Один конец талевого каната крепят к барабану лебедки, а другой при помощи специального приспособления к – основанию вышки. При такой системе оснастки число шкивов в кронблоке всегда на единицу больше, чем в талевом блоке, а число рабочих ветвей каната в оснастке всегда четное. Технические характеристики талевых систем приведены в табл. 22.5.

Нагрузку на талевый канат приблизительно определяют делением веса подвешенной на крюке колонны труб на число рабочих ветвей каната.

Конструктивно все кронблоки (табл. 22.6) и талевые блоки (табл. 22.7) выполнены по одной схеме.

Таблица 22.5

Основные характеристики талевых систем

Параметры	Типоразмер буровой установки					
	БУ-1250	БУ-1600	БУ-2000	БУ-2500	БУ-3200	БУ-4000
Диаметр каната, мм	28	25	22, 25, 28	25, 28	28, 32	28, 32
Число рабочих струн в оснастке	8–10	8–10	8–10	8–10	10–12	10–12
Диаметр шкива по дну желоба, м	0,7–0,8	0,7–0,8	0,8–0,9	0,9–1,1	0,9–1,1	1,0–1,2

Продолжение табл. 22.5

Параметры	Типоразмер буровой установки				
	БУ-5000	БУ-6500	БУ-8000	БУ-10000	БУ-12500
Диаметр каната, мм	32,35	32,35	35,38	38-42	42,44
Число рабочих струн в оснастке	12–14	12–14	14–16	14–16	14–16
Диаметр шкива по дну желоба, м	1,2–1,3	1,2–1,4	1,3–1,5	1,4–1,6	1,6–1,8

Таблица 22.6

Основные характеристики кронблоков

Показатели	ВЗБТ		ПО "Уралмаш"				
	БУ-1600	БУ-2500	УКБ6-200	УКБА6-250	УКБА6-270	УЗ-300	УКБА7-500
Максимальная нагрузка, МН	1,1	1,85	2,0	2,5	2,7	3,0	5,0
Число шкивов	5	5	6	6	6	7	7
Диаметр каната, мм	25	28	28	32	32	38	38
Масса, т	1,3	2,24	2,71	5,81	3,4	8,23	11,69

Таблица 22.7

Основные характеристики талевых блоков

Показатели	ВЗБТ		ПО "Уралмаш"			
	ТБЗ-100	ТБУ-160	УТБА5-170	УТБА5-200	У4-300	УТБА6-400
Максимальная нагрузка, МН	1,0	1,6	1,7	2,0	3,0	4,0
Число шкивов	4	4	5	5	6	6
Диаметр каната, мм	25	28	28	32	38	38
Масса, т	1,22	2,48	4,4	7,3	10,3	12,5

Таблица 22.8

Характеристика трехрогих крюков

Показатели	Крюки ВЗБТ литые		Крюки ПО "Уралмаш" пластинчатые		
	ТБК-3-100	ТБК-4-160	УК-225	УК-320	УК-300
Максимальная нагрузка, МН	1,0	1,6	2,25	3,2	4,0
Длина хода крюка, мм	150	175	145	145	150
Масса, т	0,33	1,27	2,9	3,50	4,8

Буровые крюки и крюкоблоки. Буровой крюк изготавливают в виде отдельного механизма или в виде крюкоблока талевого блока с крюком. Крюки предназначены для подвешивания колонны бурильных и обсадных труб, их характеристика приведена в табл. 22.8.

Талевый канат. Применяют шестирядные талевые канаты; талевые канаты с металлическим сердечником используют при бурении глубоких скважин. Свивка в пряди проволок может быть прямой и крестовой. Проволока свивается в пряди, а пряди – вокруг сердечника с правым или левым направлением.

При бурении скважины используют в основном талевые канаты правой крестовой свивки, которые исключают закручивание талевой системы.

БУРОВЫЕ ЛЕБЕДКИ

Буровые лебедки предназначены для привода в действие талевой системы, с помощью которой выполняют следующие операции:

спускают и поднимают бурильную колонну и спускают обсадную колонну;

поддерживают бурильную колонну на весу во время бурения скважины и при ее промывке;

подают бурильную колонну по мере углубления долота в породу.

Буровые лебедки служат также для передачи вращения ротору (при отсутствии ПИР), проведения вспомогательных работ, подъема вышки в вертикальное положение. По кинематическим схемам и конструктивному исполнению буровые лебедки, выпускаемые различными заводами, отличаются друг от друга (табл. 22.9).

Таблица 22.9

Характеристики буровых лебедок

Показатели	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	≤12500
Максимальное натяжение каната, кН	125	200	217	290	340	475
Масса, т	10	13,8	18,9	26,2	48,7	46,7

Чаще всего используется однобарабанная двухвальная лебедка 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

$$N = Qv_{\text{п}}/\eta, \qquad (22.49)$$

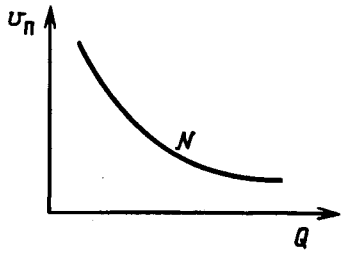


Рис. 22.37. Зависимость приводной мощности от скорости подъема и величины нагрузки

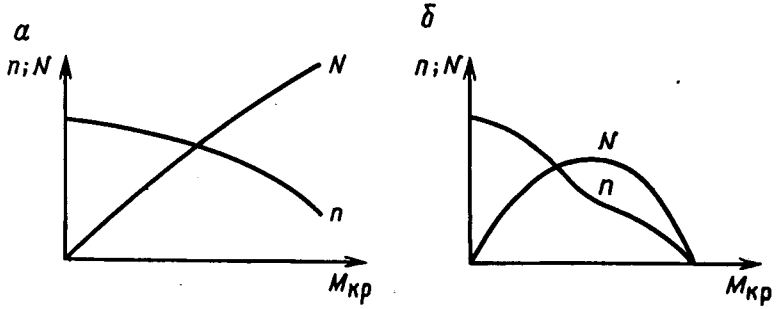


Рис. 22.38. Зависимость n и N от $M_{кр}$:
а – жесткая механическая характеристика – шунтовая; *б* – мягкая механическая характеристика – сериесная

где Q – масса колонны, кг; $v_п$ – скорость подъема инструмента, м/с; η – КПД.

На рис. 22.37 показано наиболее выгодное соотношение между скоростью подъема $v_п$ и нагрузкой на крюке Q. Необходимо, чтобы мощность на привод лебедки была близка к постоянной. Характеристика двигателей может быть следующей:

а) жесткой (шунтовой) – асинхронные электродвигатели (смягчается добавочными сопротивлениями), ДВС (очень жесткая характеристика) – рис. 22.38, *а*.

б) мягкой (сериесной) – двигатели постоянного тока, паровые машины и др. (рис. 22.38, *б*.)

БУРОВЫЕ НАСОСЫ

Существуют поршневые ротационные и центробежные буровые насосы.

В настоящее время для бурения используют в основном поршневые насосы двойного действия, преимущественно двухцилиндровые. Выпускаются и трехцилиндровые (триплексы). Существуют также плунжерные насосы, которые при одной и

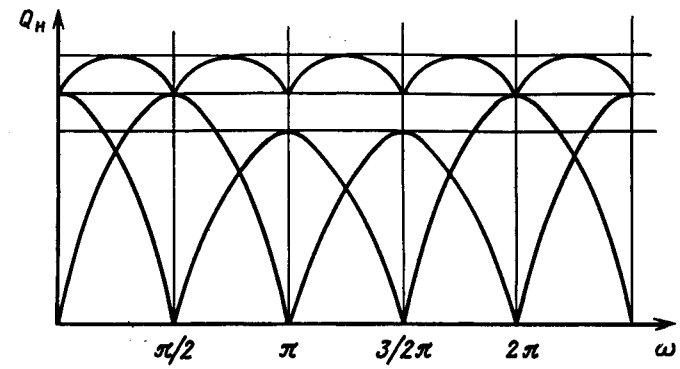


Рис. 22.39. Характеристика подачи бурового насоса

той же гидравлической мощности имеют меньшую массу, чем поршневые. Однако в глубоком бурении они практически не применяются. Объем жидкости, который насос подает за единицу времени, называют подачей бурового насоса $Q_н$ и определяют по формуле

$$Q_н = \frac{m(2F - f)Lnk}{60}, \qquad (22.50)$$

где $Q_н$ – 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; $k = 0{,}9 \div 0{,}95$ – коэффициент наполнения, учитывающий утечки в клапанах, поршнях и другие причины, снижающие подачу насоса.

Таблица 22.10

Характеристики буровых насосов

Показатель	ВЗБТ			ПО "Уралмаш"		
	НБТ-475	НБТ-600	У8-6МА2	У8-7МА2	УНБТ-800	УНБТ-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	0,06	0,065	0,07	0,07	0,07	0,06
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

На насосах и в манифольде установлены компенсаторы для уменьшения пульсации жидкости. Характеристика пульсации представлена на рис. 22.39 в виде зависимости подачи Q от угла поворота ω коленчатого вала насоса.

Характеристики буровых насосов, выпускаемых ВЗБТ и ПО "Уралмаш" (6 типов), приведены в табл. 22.10.

ВЕРТЛЮГИ И БУРОВЫЕ ШЛАНГИ

Вертлюг обеспечивает возможность вращения колонны и прокачивания через нее бурового раствора под необходимым давлением. Соединяя талевую систему с бурильной колонной, вертлюг должен воспринимать полный вес этой колонны, а момент трения в опорах и сальниках должен быть незначительным. Характеристика вертлюгов приведена в табл. 22.11.

Таблица 22.11

Характеристика вертлюгов

Показатель	ВЗБТ		ПО "Уралмаш"		
	БУ-1600	БУ-2500	УВ-250МА	УВ-320МА	УВ-450МА
Допустимая нагрузка, МН	0,75	1,2	1,6	2,0	3,0
Глубина бурения, м	1600	2500	4000	5000	6500
Максимальная частота вращения, об/мин	300	300	300	300	200
Наибольшее давление, МПа	20	25	25	32	40
Масса, т	0,7	1,2	2,2	2,98	3,99

Буровой шланг состоит из внутреннего резинового слоя, нескольких слоев прорезиненной ткани, промежуточных слоев резины и металлических плетеных сеток, а также наружного слоя резины. Буровые шланги рассчитаны на давление до 20–30 МПа, их диаметры 102 и 76 мм; изготавливаются вместе со штуцерами.

СИЛОВЫЕ ПРИВОДЫ БУРОВЫХ МЕХАНИЗМОВ

Силовым приводом буровой установки называют совокупность двигателей и устройств, регулирующих их работу, осуществляющих преобразование тепловой или электрической энергии в механическую и управление преобразованной механической энергией и передачу ее исполнительным механизмам – насосу, ротору, лебедке и др.

Приводы делятся на автономные, не зависящие от системы энергоснабжения (ДВС и газотурбинные двигатели), и неавтономные с питанием от промышленных электросетей (асинхронные и синхронные электродвигатели трехфазного переменного тока).

Силовой привод может быть одиночным и групповым. Средства искусственной приспособляемости и передаточные механизмы, объединяющие энергию нескольких двигателей на общий вал, также относятся к силовому приводу.

Гибкость характеристики – основное требование, предъявляемое двигателям. Под гибкостью характеристики понимают способность двигателей автоматически или при помощи ручного управления приспосабливаться к изменяющимся в процессе работы нагрузкам, обеспечивая максимальное использование мощности. Гибкость характеристики определяется коэффициентом собственной приспособляемости (или коэффициентом перегрузочной способности) K и диапазоном регулирования R:

$$K = M_{max}/M_{ном};\ R = n_{max}/n_{min},$$

где M_{max} – наибольший крутящий момент, развиваемый двигателем в устойчивом режиме работы; $M_{ном}$ – номинальный крутящий момент; n_{max}, n_{min} – соответственно максимальная и минимальная частота вращения.

На рис. 22.40 приведены графики внешних характеристик различных двигателей.

Наилучший эффект приспособляемости имеют электродвигатели постоянного тока, ДВС с турботрансформатором и паровые машины. Эти двигатели имеют сериесную характеристику, т.е. они способны автоматически изменять частоту вращения в зависимости от нагрузки.

Двигатель для привода лебедки и ротора должен обладать следующими характеристиками:

значительным пусковым моментом для преодоления инерции массы бурильных труб и преодоления сил трения труб о стенки скважины;

плавностью запуска (без больших динамических нагрузок);

большой перегрузочной способностью для преодоления кратковременных перегрузок, возникающих, например, при спускоподъемных операциях.

Желательно, чтобы двигатель был реверсивным – изменял направление вращения.

В настоящее время созданы установки с двигателями постоянного тока, так как промышленность освоила производст-

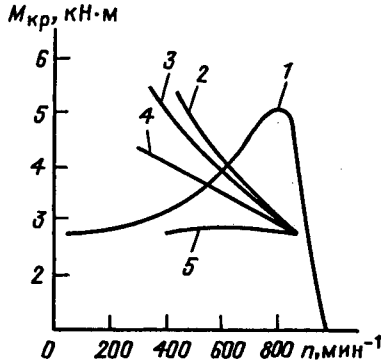


Рис. 22.40. Внешние характеристики двигателей различных типов:
1 – электродвигатель переменного тока; *2* – электродвигатель постоянного тока; *3* – двигатель внутреннего сгорания с турботрансформатором; *4* – паровая машина; *5* – двигатель внутреннего сгорания

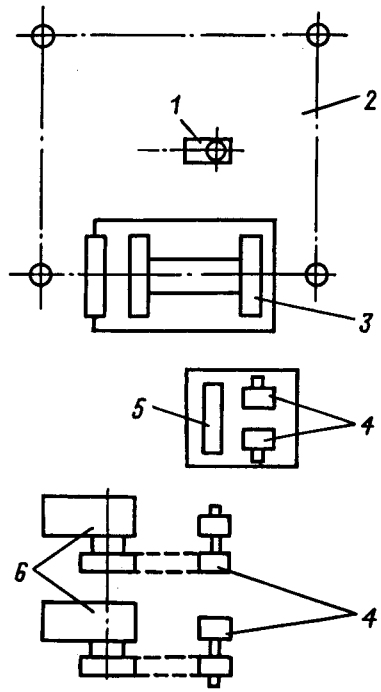


Рис. 22.41. Схема расположения основного оборудования буровых установок:
1 – ротор; *2* – основание вышки; *3* – лебедка; *4* – электромоторы; *5* – коробка передач; *6* – насосы

во высокоэффективных тиристорных выпрямителей большой мощности.

Для трансформации крутящего момента и частоты вращения используют:

механические трансмиссии с многоступенчатыми коробками передач (зубчатыми и цепными);

турботрансформаторы в комбинации с упрощенными коробками передач.

С целью улучшения пусковых характеристик двигателей для привода насосов используют фрикционные муфты, турбо- и электромуфты, которые допускают кратковременное регулирование частоты вращения. В механических трансмиссиях буровых установок применяют зубчатые, многорядные клиноременные и цепные передачи, а также карданные валы. В качестве муфт сцепления используют жесткие кулачковые и зубчатые муфты, а в качестве оперативных сцепных муфт – фрикционные дисковые и бандажные муфты и электромуфты.

Коробки передач в буровых установках применяют для изменения частоты и направления вращения ротора и барабана лебедки. Они бывают зубчатыми и цепными.

Турбопередача представляет собой центробежный насос и гидравлическую турбину, связанные замкнутым кругом циркуляции масла. Турбопередачи применяют для смягчения характеристик двигателей. К ним относятся турбомуфты и турботрансформаторы.

В зависимости от способа привода буровые установки подразделяют на три основные группы: с индивидуальным, групповым и комбинированным периодами агрегатов. При использовании электроэнергии в буровых установках часто применяют индивидуальные приводы. В случае применения ДВС буровые установки изготовляют с групповым и комбинированным приводами. При этом наиболее полно используется установочная мощность двигателей, а также обеспечивается большая надежность в работе при меньшем числе двигателей.

Схема расположения основного оборудования буровых установок приведена на рис. 22.41.

23 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 проходки нарушается или временно прекращается, или процесс бурения продолжается, но менее эффективно, чем при нормальном состоянии скважины. Осложнения чаще всего связаны с причинами геологического, гидрогеологического характера или с нарушением технологического процесса.

23.1 КЛАССИФИКАЦИЯ АВАРИЙ И ОСЛОЖНЕНИЙ

В колонковом бурении выделяют четыре группы аварий:

1) обрывы труб и породоразрушающего инструмента;
2) развинчивание 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. Причины обрывов бурильных труб следующие: износ их поверхности, износ или низкое качество резьбовых соединений и большие нагрузки, создаваемые на колонну бурильных труб в результате осложнений в 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 халатности 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.

Развинчивание обсадных труб чаще происходит в нижней части обсадной колонны. Причина данного вида аварии – 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 отвинтиться 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. Прихваты часто возникают в результате геологических осложнений: обвалов стенок скважин, поглощения промывочной жидкости и др. Они могут происходить и по технологическим причинам в результате зашламования скважины, сужения ее ствола, наличия толстой и липкой корки на стенках скважины. Кусочки металла, оставшиеся в стенках скважины от предыдущих аварий, или буровая дробь, находящаяся в трещинах (при дробовом бурении) могут быть также причинами прихватов бурового снаряда. 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 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 распространенные геологические осложнения при бурении следующие:

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 чего нарушается режим промывки и затрудняется бурение.

Причины поглощений промывочной жидкости могут быть: геологические, технологические, горно-технические и организационные.

Геологические причины связаны с наличием пор, трещин и каверн в горных породах, которые формируют каналы фильтрации промывочной жидкости. В зависимости от их размеров меняется интенсивность поглощения. Раскрытие трещин колеблется от 1 мм до 100 мм и более. Раскрытие трещин определяет выбор закупоривающих средств, параметров тампонажных смесей и способа ликвидации поглощения. Каверны встречаются в породах, склонных к растворению в воде (карбонатные, сульфатные породы, отложения солей). Трещиноватость и закарстованность пород снижаются с увеличением глубины скважины и горного давления. Для определения размеров трещин и каверн, а также интенсивности поглощения необходимо проводить специальные исследования в скважине (каверно- и расходометрию). Классификация горных пород по трещиноватости, закарстованности и степени водопроницаемости приведена в табл. 23.1.

Эта классификация позволяет использовать гидрогеологические данные того или иного района работ для прогнозирования возможных поглощений промывочных жидкостей при бурении скважин, что может быть основой для выбора метода предупреждения и ликвидации поглощения.

Таблица 23.1

Классификация горных пород по трещиноватости, закарстованности и степени водопроницаемости

Горные породы	Коэффициент фильтрации, м/сут	Удельное водопоглощение, $м^3/ч$
Практически монолитные	0,01	0,0003
Весьма слабоводопроницаемые, слаботрещиноватые и слабозакарстованные	0,01–0,1	0,0003–0,003
Слабоводопроницаемые, слаботрещиноватые и слабозакарстованные	0,1–10	0,003–0,3
Водопроницаемые, трещиноватые и закарстованные	10–30	0,3–0,9
Сильноводопроницаемые, сильнотрещиноватые, сильнозакарстованные	30–100	0,9–3,0
Весьма сильноводопроницаемые, весьма сильнотрещиноватые, весьма сильнозакарстованные	100	3,0

Интенсивность поглощения промывочной жидкости зависит от следующих технологических факторов: выбора конструкции скважины, способа промывки, параметров промывочной жидкости (плотности, вязкости), скорости потока по стволу скважины, 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 устойчивости стенок скважин. Физико-химическое взаимодействие фильтрата промывочной жидкости со стенками скважины, сложенными породами глинистого комплекса, оказывает очень большое влияние на их устойчивость. В результате этого 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 нару-

шения устойчивости ствола скважины, появления обвалов горных пород.

Большие затруднения в процессе бурения вызывает образование желобов на стенках скважины.

Желобообразование представляет собой процесс одностороннего продольного кавернообразования в стволе скважины. Такое осложнение часто встречается в наиболее искривленных участках скважины, где происходит прогиб колонны бурильных труб. В результате этого бурильные трубы прижимаются к лежачей стенке скважины, и в процессе спускоподъемных операций соединения бурильных труб внедряются в породу и прорабатывают желобообразную выработку. В зависимости от конкретных условий указанная 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, что связано с ростом интенсивности искривления скважин. При желобообразовании возникает опасность попадания бурильных труб в суженную часть выработки и их заклинивания, часто приводящего к обрыву бурильных труб.

23.2 СПОСОБЫ ПРЕДУПРЕЖДЕНИЯ АВАРИЙ И ОСЛОЖНЕНИЙ

ПРЕДУПРЕЖДЕНИЕ АВАРИЙ

Внедрение мероприятий по предупреждению аварий является важным фактором снижения аварийности.

Эти мероприятия могут быть самыми разнообразными – организационными, технологическими и техническими.

Организационные мероприятия сводятся к изучению и анализу характера аварий, происходящих на конкретном месторождении, и проведению 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 позволяет предупредить аварии, связанные с обрывами бурильных труб, прихватами и падением бурового снаряда в скважину.

Для предупреждения обрывов бурильных труб проводятся мероприятия, направленные на устранение дефектов в их изготовлении, своевременный контроль их износа и повышение их прочности. Допустимый износ по диаметру для бурильных труб составляет 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 должен быть максимально приближен к диаметру скважины: $d = 0{,}9D$ (где d – диаметр бурильных труб; D – диаметр скважины).

Для повышения прочности бурильных труб и их соединений проводят нормализацию их поверхности и обработку 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 качество промывочной жидкости в соответствии с геолого-техническими условиями бурения.

При возникновении затяжек бурового снаряда следует прорабатывать ствол скважины в зоне затяжек, а 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 в скважине 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 диаметров и производить их приработку.

Для предупреждения аварий с обсадными трубами требуется 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 спускоподъемных 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, спускоподъемных приспособлений.

ПРЕДУПРЕЖДЕНИЕ ОСЛОЖНЕНИЙ

Осложнения в процессе бурения скважины обусловлено присутствием в геологическом разрезе малосвязанных пород, склонных терять свою устойчивость под действием механических, физико-химических и гидродинамических факторов.

К наиболее распространенным осложнениям относятся 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.

Свойства промывочной жидкости и режим промывки скважины существенно влияют на равновесие между гидростатическим и гидродинамическим 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 плотностью менее единицы.

Гидродинамическое давление зависит от скорости циркуляции промывочной жидкости и ее реологических свойств. С целью его снижения уменьшают расход промывочной жидкости, скорость спуска бурового снаряда, а также статическое напряжение сдвига промывочной жидкости. Резкие колебания гидродинамического давления могут вызвать водопритоки в скважину или поглощения промывочной жидкости и, кроме того, обрушение стенок скважин в малоустойчивых породах.

Для сохранения устойчивости ствола скважины в малосвязанных или сильнотрещиноватых породах и снижения возможности обвалов необходимо уделять особое внимание качеству и составу промывочной жидкости. В породах глинистого комплекса желательно использовать ингибированные растворы, насыщенные ионами кальция с низкой водоотдачей. В солевых отложениях применяют промывочные жидкости, насыщенные солями, для снижения растворения этих пород и возможности образования каверн.

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 многолетнемерзлых пород и обеспечить высокую производительность бурения.

При бурении трещиноватых пород алмазными коронками малых диаметров 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 повы-

шает 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.

23.3 ПРОТИВОАВАРИЙНЫЙ ИНСТРУМЕНТ

Для ликвидации аварий применяют разнообразный ловильный инструмент и приспособления, конструкция и размеры которых определяются формой и размерами, оставленного в скважине бурового оборудования.

ЛОВИЛЬНЫЕ ИНСТРУМЕНТЫ ДЛЯ ЛИКВИДАЦИИ ОБРЫВОВ ТРУБ

Ловильные гладкие и граненые пики (рис. 23.1, *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.

Техническая характеристика ловильных пик для ССК

Типоразмер бурового снаряда	ССК-59	ССК-76
Внутренний диаметр извлекаемых труб, мм	42–48	52–64
Максимально допустимое усилие задавливания кН	100	
Наружный диаметр, мм	49	65
Присоединительная резьба внутренняя (ГОСТ 8467–57):		
длина, мм	500	525
масса, кг	4	7

Метчики (рис. 23.1, *б* и *в*) предназначены для ликвидации обрывов бурильных, колонковых и обсадных труб. Они изготавливаются с правой резьбой и спускаются в скважину на бурильных трубах, используемых при бурении.

Метчики с левой резьбой служат для развинчивания бурильных труб и извлечения их по частям из скважины. Метчики изготавливают из легированной стали марки 12ХН2. Рабочая поверхность метчика имеет коническую форму с треугольной мелкой нарезкой и четыре продольные канавки, которые обра-

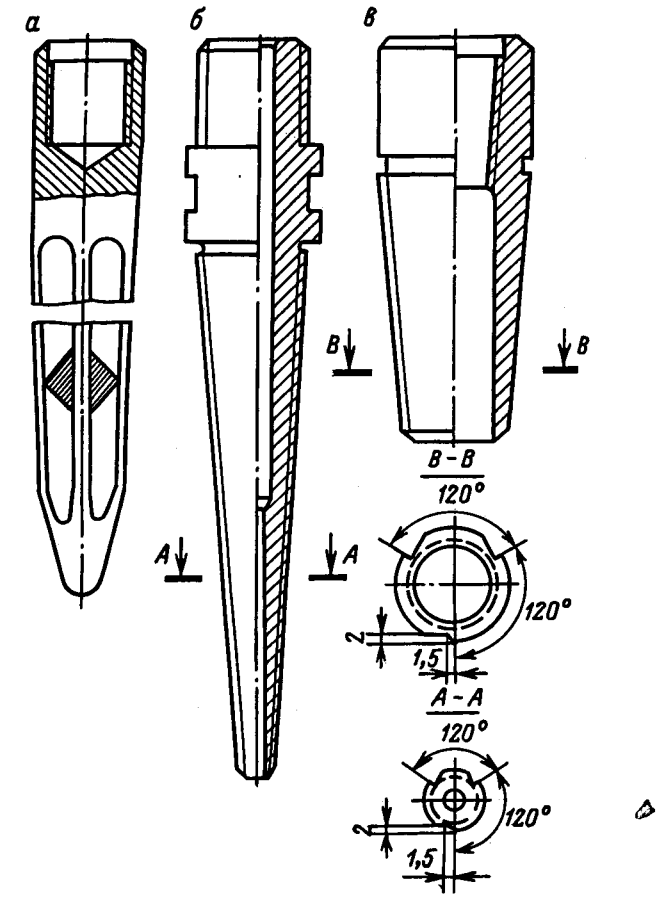


Рис. 23.1. Ловильный инструмент:
а – ловильная граненая пика; *б* – ловильные метчики для бурильных труб; *в* – ловильный метчик для колонковых и обсадных труб

зуют режущую кромку, обращенную в сторону вращения метчика. При ввинчивании 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 спускается 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. Техническая характеристика метчиков приведена в табл. 23.2.

Таблица 23.2

Технические характеристики и основные размеры ловильных метчиков

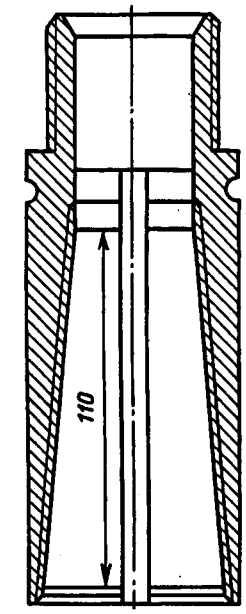
Типоразмер инструмента	Наружные диаметры извлекаемых труб, мм			Присоединительная резьба	Длина, мм	Диаметр, мм
	Бурильные трубы и ниппели	Бурильные трубы и замки	Колонковые и обсадные трубы			
А-33,5	33,5	–	34	Наружная к трубе диаметром 33,5 мм (ГОСТ 8457-57)	250	33
В-42	42	42	–	Внутренняя конусная к трубе диаметром 42 мм (ГОСТ 7918-75)	300	57
В-50	50; 54	50; 60; 63,5	–	То же, диаметром 50 мм	500	66
Г-50	50;54	50;60;63,5	–	То же	430	66
Б-44	–	–	44	Внутренняя к трубе диаметром 33,5 мм	160	42
Б-57	–	–	57	То же, диаметром 42 мм	160	55
Д-73	–	–	73	Внутренняя конусная к трубе диаметром 50 мм	180	71
Д-89	–	–	89	То же	190	87
Д-108	–	–	108	>>	200	105

Правый проходной колокол (рис. 23.2) предназначен для извлечения оборванных бурильных труб из скважины с захватом их за муфту или замковое соединение, а также за гладкую часть бурильной трубы.

Колокол имеет цилиндрическую форму со сквозным отверстием, на внутренней конической поверхности которого нарезается треугольная мелкая ловильная резьба. На верхней части колокола выполнена присоединительная резьба для соединения с колонковой трубой.

Ловители ЛОМ-50 и ЛОГ-50 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 отсоединить ловитель в скважине в случае прихвата бурового снаряда из-за сальникообразования.

Рис. 23.2. Проходной колокол



Техническая характеристика ловителей

Тип ловителя	ЛОМ-50	ЛОГ-50
Диаметр ловителя, мм	110	90
Диаметр центрирующих воронок, мм	110, 130	90, 110 130, 150
Длина 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. 23.3) предназначены для ликвидации прихватов бурового снаряда. Вибратор с помощью противоаварийного переходника соединяется с ловильным инструментом и спускается 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.

Гидравлические самоосвобождающиеся труболовки (рис. 23.3) служат для извлечения из скважины оставленных колонковых и обсадных труб, а также бурильных труб ССК. В отличие от

Таблица 23.3

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$^{-1}$	1800	2340	2200	1930
Эффективная мощность, кВт	2,97	6,3	7,6	14
Общая длина, м	2330	2010	2365	2560
Масса бойка, даН	20	35	50	75
Масса вибратора, кг	38	55	80	125
Моторесурс, ч	60	90	100	100

метчика труболовки позволяют захватывать извлекаемую трубу в любом месте по ее длине, 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 чего происходит захват трубы. При снятии давления и опускании снаряда на 200–300 мм плашки освобождаются пружинкой и возвращаются 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. 23.4) с целью последующего их извлечения отдельными частями. Труборез после осмотра и проверки его исправности спускают в скважину на бурильных трубах и заводят в разрезаемую трубу. Затем включают насос, при появлении промывочной жидкости на устье скважины циркуляцию ее прекращают, сбрасывают шарик бурильные трубы и снова включают насос. Под давлением промывочной жидкости поршень опускается. Давление поршня через шток передается резцам, которые выдвигаются из корпуса. Разрезание трубы производится при малой частоте вращения трубореза и давлении жидкости около 1 МПа. На отрезание трубы 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.

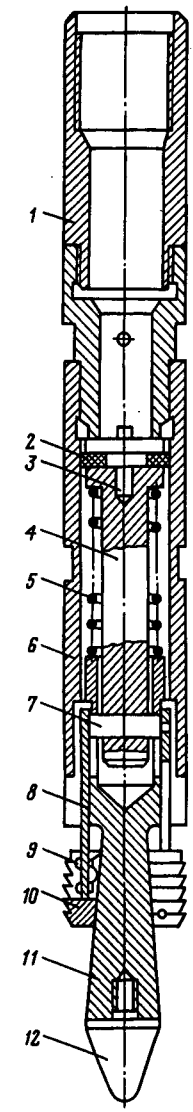


Рис. 23.3. Гидравлическая самоосвобождающаяся труболовка:
1 – переходник; *2* – поршень; *3* – пята; *4* – шток; *5* – пружина; *6* – цилиндр; *7* – палец; *8* – тяга; *9* – заклепки; *10* – плашки; *11* – конус; *12* – головка конуса

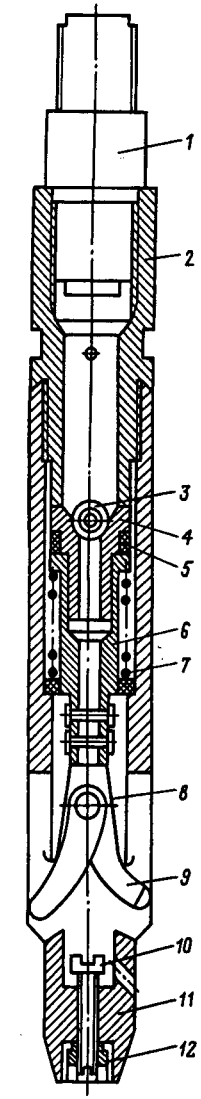


Рис. 23.4. Гидравлический труборез:
1 – бурильная труба; *2* – переходник; *3* – шар; *4* – пята; *5* – резиновое уплотнительное кольцо; *6* – поршень со штоком; *7* – пружина; *8* – ось резцов; *9* – резцы; *10* – болт; *11* – корпус; *12* – гайка

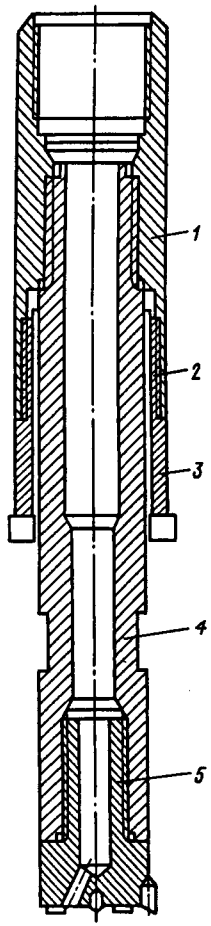


Рис. 23.5. Фреза с направлением:
1 – переходник; *2* – муфта; *3* – фрезерная коронка; *4* – труба; *5* – направляющая коронка

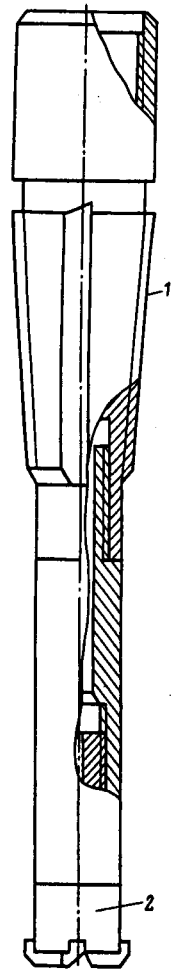


Рис. 23.6. Метчик-коронка:
1 – конусная фреза; *2* – направляющая коронка

Фрезы с направлением типа ФН (рис. 23.5) предназначены для разрушения колонкового набора (с керном) или его частей, оставшихся в скважине, если их невозможно извлечь ловильным инструментом.

Фрезы с направлением спускают в скважину на бурильных трубах. За 15–20 см до забоя спуск производят с вращением снаряда и 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. 23.6) 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, спускают 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. Метчики-коронки выпускаются следующих типоразмеров: МК-46, МК-59, МК-76.

Фрезерная коронка типа ФК (рис. 23.7) 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 впиленными в него 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 спускают в скважину на бурильных трубах. Перед забоем, за 15–20 см, спуск производят с вращением и подачей промывочной жидкости. Разбуривание ведется при минимальной частоте вращения, осевой нагрузке 300–500 даН; расход промывочной жидкости берется таким же, как при обычном бурении. После разрушения оставшегося на забое предмета скважину необходимо промыть. Фрезерные коронки выпускаются следующих типоразмеров: ФК-46, ФК-59 и ФК-76.

Ловушки секторов матриц типа ЛСМ (рис. 23.8) предназначены для извлечения из скважины обломков матриц алмазных коронок, а также других кусков металла без предварительного их разбуривания и измельчения.

Ловушку спускают в скважину на бурильных трубах. При подходе к забою включают вращение снаряда или промывку с подачей промывочной жидкости. Промывочная жидкость проходит по внутренней трубке, омывает забой скважины и поднимает частицы металла или матрицы. При изменении на-

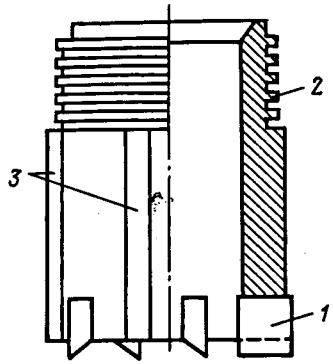


Рис. 23.7. Фрезерная коронка:
1 – резцы; *2* – резьба; *3* – ребра

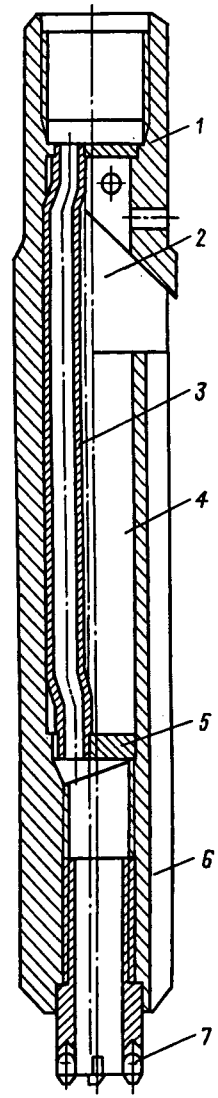
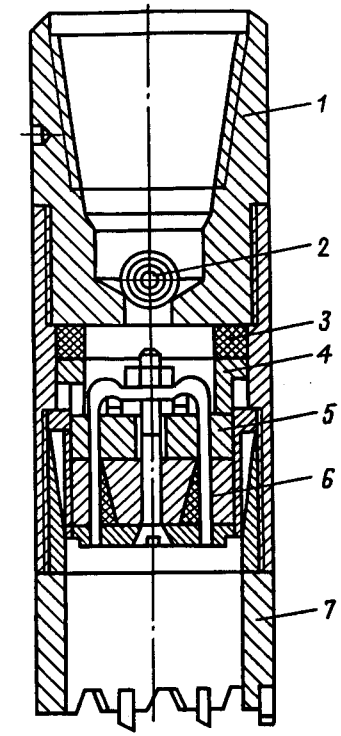


Рис. 23.8. Ловушка секторов матриц:
1 – корпус; *2* – окно; *3* – внутренняя трубка; *4* – металлосборник (ловушка); *5* – эксцентричная перегородка; *6* – ребра корпуса; *7* – коронка

правления восходящего потока промывочной жидкости и уменьшении его скорости при встрече с косым срезом корпуса ловушки частицы металла и матрицы попадают в карман ловушки. Ловушка может захватывать частицы металла размером до 20–30 мм. Очистку забоя от металла производят при следующем режиме: минимальная частота вращения, нагрузка

Рис. 23.9. Магнитная ловушка типа ЛМ:
1 – переходник; *2* – шар; *3* – прокладка; *4, 5* – верхнее и нижнее кольцо соответственно; *6* – постоянный магнит; *7* – коронка



на коронку 300–400 даН, расход промывочной жидкости 70–120 л/мин, время работы ловушки на забое 10–15 мин. Ловушки выпускаются следующих типоразмеров: ЛСМ-46, ЛСМ-59 и ЛСМ-76.

Магнитные ловушки типа ЛМ (рис. 23.9) применяют для улавливания и извлечения из скважины мелких стальных и железных предметов и кусков металла. Ловушку спускают в скважину на бурильной колонне. Не доходя до забоя несколько метров, включают промывку и с вращением ставят снаряд 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-16, ЛМ-59, ЛМ-76, ЛМ-93.

23.4 ТЕХНОЛОГИЯ ЛИКВИДАЦИЙ АВАРИЙ И ОСЛОЖНЕНИЙ

ЛИКВИДАЦИЯ АВАРИЙ

Авария может быть успешно ликвидирована при правильном выборе способа извлечения аварийного бурового снаряда из скважины

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 верхней части оборванных труб в сторону при наличии каверны или интенсивной разработки ствола скважины; прихват оборванного снаряда в скважине; расклинивание оборванного снаряда бурильными трубами или соединениями при двойном обрыве или падении бурильных труб в скважину.

При уходе оборванного снаряда в сторону ловильный инструмент спускают 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 спускают ловильный инструмент с левой резьбой и аварийный снаряд развинчивают и извлекают по частям.

Если аварийный снаряд значительно расклинен соединениями, особенно муфтово-замковыми, что вначале их разбуривают твердосплавной коронкой, а потом развинчивают снарядом с левой резьбой.

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 это возможно, 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 лебедки или гидравлической системой станка.

Если эти меры не дают положительного результата, то колонну бурильных труб нужно отвинтить в противоаварийном

переходнике и поднять ее из скважины. В случае отсутствия противоаварийного переходника колонну развинчивают бурильными трубами с левой резьбой, оснащенными левым метчиком или колоколом и поднимают ее по частям. После этого пытаются поднять колонковый набор из скважины. Если колонковая труба прихвачена, то можно попытаться ее освободить с помощью погружного гидравлического вибратора. При невозможности освободить трубу этим способом (в случае прижога коронки) выбуривают переходник у колонковой трубы и керн внутри нее колонковым набором меньшего диаметра и продолжают бурение скважины. 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 следует разрезать ее труборезом и поднять по частям. В случае невозможности ликвидации аварии из-за ее осложнения устанавливают отклоняющий клин над аварийным снарядом и забуривают новый ствол скважины.

При ликвидации аварий с обсадными трубами пользуются следующими методами. В случае развинчивания 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 трубами.

Если трубы не удается соединить этим способом, то необходимо поднять верхнюю часть обсадной колонны из скважины, а затем захватить и поднять развинтившиеся трубы с помощью трубного метчика или труболовки, спускаемых на бурильных трубах. Таким способом ликвидируются и 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, механические и магнитные ловушки.

ЛИКВИДАЦИЯ ОСЛОЖНЕНИЙ

Одним из наиболее распространенных осложнений является потеря устойчивости ствола скважины, которая может вызвать осыпи и обвалы стенок скважин.

Основные факторы обнаружения этих осложнений 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 обвалообразования в конкретных геологических условиях позволяет правильно подходить к способу ликвидации данных осложнений. Дифференцировать эти осложнения можно по коэффициенту обвалообразования K, представляющему собой отношение объема ствола скважины с учетом каверн (по кавернограмме) $V_к$ к его теоретическому объему (по диаметру породоразрушающего инструмента) $V_т$, т.е.

$$K = \frac{V_к}{V_т}.$$

Породы устойчивы, если $K = 1$; породы могут сохранять временную устойчивость при $1<K<3$ и породы неустойчивы, если $K>3$. Кроме того, выделяют осыпи при $K = 1 \div 5$, обвалы при $K>5$.

Временную устойчивость ствола скважины можно сохранить, применяя соответствующие технологические мероприятия и хорошую организацию бурового процесса.

Основные технологические мероприятия по сохранению устойчивости стенок скважин следующие:

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 кристаллического 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 сильнотрещиноватых пород применяют смолизацию стенок скважины путем закачки в данные интервалы синтетических смол или используя метод сухого тампонажа.

Ликвидация поглощений промывочных жидкостей осуществляется разными методами. Выбор способа ликвидации поглощения зависит от размеров каналов ухода промывочной жидкости и интенсивности поглощения (см. табл. 23.1).

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 подразделяются на слабые (до 0,3 $м^3/ч$), средние (0,3–0,9 $м^3/ч$), полные (0,9–0,3 $м^3/ч$) и катастрофические (> 3 $м^3/ч$).

В пористых и слаботрещиноватых породах при небольшой интенсивности поглощения (до 0,3 $м^3/ч$) для ликвидации поглощения достаточно повысить реологические свойства раствора: вязкость, статическое напряжение сдвига.

При поглощении средней интенсивности в промывочную жидкость добавляют наполнители в виде асбеста, опилок, кожи-гороха, резиновой крошки с целью закупорки трещин.

Причиной потери промывочной жидкости является превышение давления жидкости в стволе скважины над пластовым. Сбалансированности давления в скважине можно достичь за счет уменьшения плотности промывочной жидкости путем ее аэрации или применения аэрированных растворов. Использование пен, сжатого воздуха также способствует ликвидации поглощений.

Для ликвидации поглощений широко используются тампонажные смеси на основе цемента, глиноцементные нетвердеющие смеси, быстросхватывающиеся смеси (БСС) с добавками ускорителей схватывания, битумы, синтетические смолы. Все эти смеси в зависимости от их состава обладают различными сроками схватывания и используются для ликвидации поглощений различной интенсивности.

Технология ликвидации поглощений тоже весьма разнообразна. Тампонажные смеси с продолжительными сроками схватывания закачиваются в зону поглощения с помощью насоса свободно через колонну бурильных труб или под давлением с установкой пакера над поглощающим горизонтом.

Быстросхватывающиеся смеси обычно доставляются в зону поглощения с помощью специальных тампонажных снарядов с раздельным размещением ускорителя схватывания и вяжущего материала.

За последние годы ВИТР, Санкт-Петербурский горный институт, ПГО "Севзапгеология" разработали метод сухого тампонирования, который включает технологический комплекс: технические средства, сухие быстросхватывающиеся смеси

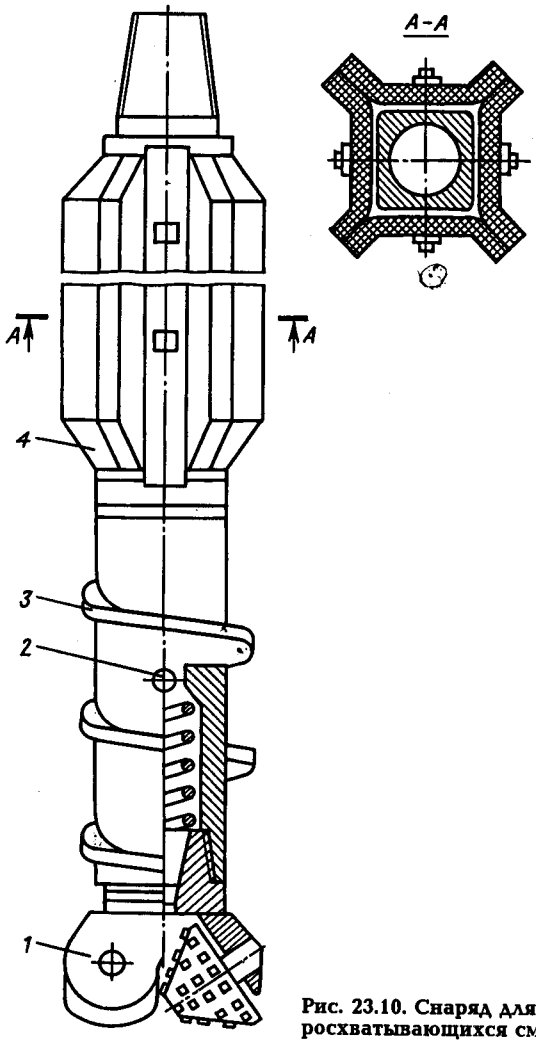


Рис. 23.10. Снаряд для переработки сухих быстросхватывающихся смесей

(СБСС), способ доставки и переработки их в тампонажный раствор в скважине. Разработаны разнообразные составы СБСС. Эти составы 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 талцем и таюгцем.

Первая смесь предназначена для изоляции поглощающих пластов и закрепления отдельных интервалов разрушенных пород. В ее состав входят портландцемент, глиноземистый шлак и неочищенный коагулянт.

Вторая смесь служит для крепления сильнотрещиноватых пород и ликвидации поглощений и имеет следующий состав: портландцементный клинкер, гипсовый камень и полимерная добавка. Начало схватывания у всех СБСС – не более 10 мин. Время начала бурения от момента переработки СБСС в скважине 1,5–4 ч. Прочность на одноосное сжатие через 1 ч составляет 2 МПа.

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. 23.10). 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 в скважине смешивается с водой до образования водного раствора или пасты. Наличие в устройстве левого шнека обеспечивает нагнетание тампонажного раствора в стенки скважины. Затирочный элемент "загоняет" тампонажный раствор в трещины и калибрует ствол скважины. Интервал одноразового крепления не превышает 3–5 м. Затраты времени на одно крепление составляют 1,5–2 ст-ч.

Порционный метод сухого тампонирования наиболее эффективен в скважинах глубиной до 300–500 м и для изоляции зон поглощений промывочной жидкости незначительной мощ-

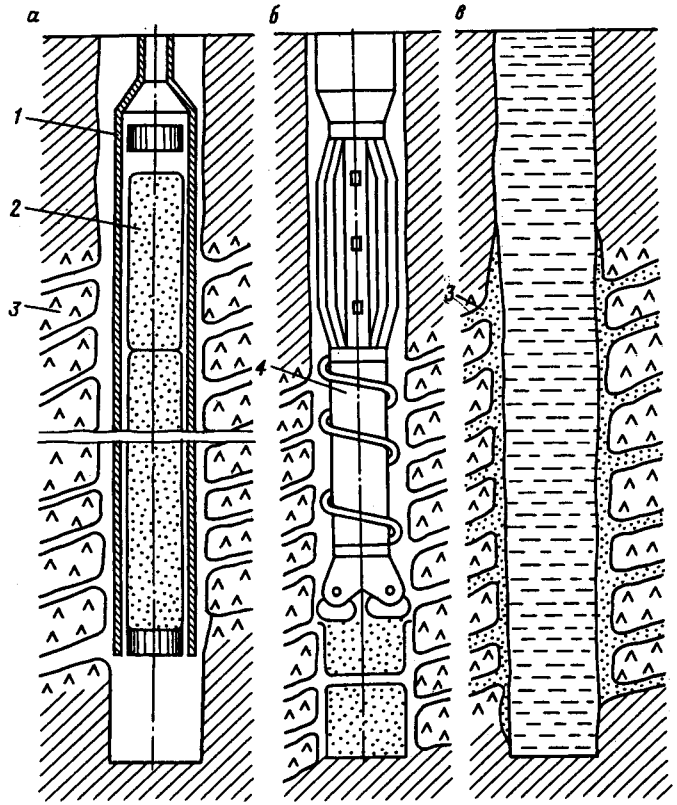


Рис. 23.11. Схема тампонирования скважин:
а – доставка СБСС в скважину; *б* – процесс тампонирования, *в* – затампонированный участок; *1* – контейнер доставки СБСС; *2* – пакеты с СБСС; *3* – поглощающие участки скважин; *4* – снаряд для переработки СБСС

ности. Для изоляции более мощных зон требуется многоразовая доставка СБСС в скважину (при зоне более 15 м – до 2–3 раз), что снижает надежность тампонирования и его производительность. Схема тампонирования скважин с использованием снаряда для сухого тампонирования приведена на рис. 23.11.

23.5. ОСЛОЖНЕНИЯ ПРИ БУРЕНИИ СКВАЖИН НА ЖИДКИЕ И ГАЗООБРАЗНЫЕ ПОЛЕЗНЫЕ ИСКОПАЕМЫЕ

Осложнение – это нарушение нормального процесса строительства скважины, которое требует принятия безотлагательных и эффективных мер для его устранения и продолжения бурения. На предупреждение и борьбу с осложнениями затрачиваются в среднем 20–25 % календарного времени.

К осложнениям в процессе бурения глубоких скважин и их проводки относятся:

поглощения бурового и тампонажного растворов;

газонефтеводопроявления через устье скважины (переливы, выбросы, фонтаны) и за пределами устья (грифоны);

обвалообразования (обрушения, осыпи, течение и набухание горных пород, кавернообразование, сужения, образования сальников, пробок на забое);

растепление многолетнемерзлых пород;

желобообразования;

образования уступов и резких искривлений скважины;

прихваты и заклинивания бурильной и обсадной колонны.

Основные причины осложнений следующие:

отсутствие информации об условиях бурения и неучтенность в должной мере, например, в стадии проектирования, сложности геологического строения района;

частое чередование горных пород, отличающихся по свойствам;

недостаточная прочность и устойчивость горных пород;

отклонения от проекта в процессе бурения (произвольное изменение технологии бурения, отсутствие требуемого оборудования и т.д.).

Проводка ствола скважины без осложнений дает возможность четко планировать исход бурения, снизить затраты труда и средств, поэтому важнейшей задачей является предупреждение осложнений, а при их возникновении умелое использование эффективных и экономичных способов их ликвидации.

ПОГЛОЩЕНИЯ БУРОВЫХ И ТАМПОНАЖНЫХ РАСТВОРОВ

Буровые и тампонажные растворы поглощаются в скважине в условиях, когда

$$p_{ст} + p_{гд} > p_{пл} + p_{р}, \qquad (23.1)$$

где $p_{ст}$ – гидростатическое давление в стволе скважине; $p_{гд}$ – гидродинамическое давление; $p_{пл}$ – пластовое давление; $p_{р}$ – гидравлическое сопротивление растеканию промывочной жидкости или тампонажного раствора по каналам в горной породе, вскрытым скважиной.

Необходимо знать, что

$$p_{гр} = (0{,}49 \div 0{,}91)p_{г},$$

где $p_{гр}$ – давление гидроразрыва пласта; $p_{г}$ – горное давление.

При бурении скважины вскрываются пласты, сложенные горными породами с различной пористостью, проницаемостью и дренированностью, в том числе трещиноватые и кавернозные (известняки, доломиты) коллекторы, насыщенные пресной или минеральной водой, рапой, газом и нефтью.

До момента вскрытия флюид находится под пластовым давлением. От кровли к подошве пласта давление повышается на величину давления столба насыщающего пласт флюида. Следовательно, при одной и той же мощности пласта, насыщенного водой или нефтью, разность давлений в подошве и кровле значительно больше, чем для насыщенного газом пласта. Трещины в пласте могут образовываться как в результате перекристаллизации пород, так и вследствие тектонических процессов. Раскрытость трещин изменяется в широких пределах: от полного смыкания до 40–50 мм. Трещины уменьшаются под действием горного давления и выпадения солей и увеличиваются при движении подземных вод и растворении пород.

Флюиды, насыщающие пласт и проникающие в него в процессе бурения при выполнении технологических операций, имеют разные состав и свойства, вступают в различные физико-химические взаимодействия между собой и коллектором. По указанным причинам закон *фильтрации* в таком коллекторе оказывается часто очень сложным. При циркуляции жидкости плотностью ρ с давлением в скважине $p_{с}$ на глубине z будет

$$p_{с} = p_{ст} + p_{гд}, \qquad (23.2)$$

где $p_{ст} = g\rho z$; $p_{гд}$ – гидродинамическое давление, равное сумме потерь давления в кольцевом канале на участке от глубины z до устья скважины.

С рядом допущений можно написать

$$p_{с} = p_{пл} = p_{ст} + p_{гд} = g\rho z + p_{гд}.$$

Отсюда плотность бурового раствора должна быть следующей:

$$\rho = (p_{пл} - p_{гд})/gz. \qquad (23.3)$$

При остановке циркуляции давление в скважине $p_{с} \approx p_{пл} - p_{гд}$ и может оказаться $p_{с} < p_{пл}$, что ведет к газо-, нефте-, водопроявлениям. Для предупреждения названных осложнений в большинстве случаев плотность раствора рассчитывается из условия некоторого превышения давления в скважине над пластовым в статических условиях (без циркуляции).

Поглощением называется гидродинамическое взаимодействие в системе скважина – пласт, сопровождающееся поступлением бурового или тампонажного растворов из скважины в пласт с интенсивностью, осложняющей дальнейшую проводку скважины. Основные причины поглощения заключаются в превышении давления в скважине над пластовым давлением вследствие излишней плотности бурового или тампонажного раствора и больших потерь напора в кольцевом пространстве при бурении или цементировании колонн в высокопроницаемых коллекторах большой емкости силы в интервалах образования трещин гидравлического разрыва пластов. При этом надо помнить, чтобы $p_{с} \le (0{,}85 \div 0{,}90)p_{гр}$.

Главным признаком поглощения является то, что расход жидкости на выходе из скважины меньше, чем на входе, и уровень жидкости в приемных емкостях насосов уменьшается. Но этот прямой признак часто может затушевываться, если в скважине наряду с поглощением есть и проявления. При разбуривании интервалов поглощения возможны провалы инструмента и увеличение механической скорости, ухудшение выноса шлама, его локальные скопления в стволе скважины с последующим заклиниванием или зависанием инструмента.

Предупреждение поглощения возможно уменьшением давления в скважине и проницаемости коллектора, повышением гидравлического сопротивления при движении жидкости по пласту путем регулирования ее состава и свойств.

Значительную опасность представляет гидродинамическое давление, возникающее при спуске бурильной и обсадной колонн. Например, в одной из скважин глубиной 2440 м при

быстром спуске (свеча длиной 27 м, спуск за 15 с) давление повысилось на 3,7 МПа, а при спуске за 33–41 с оно уменьшилось до 0,3 МПа. Столь же опасен резкий запуск буровых насосов, так как при этом кратковременное действие давления может кратно превышать потери напора в кольцевом канале и привести даже к гидроразрыву пласта. Необходимо предупреждать сальникообразование, ограничивать скорость спуска колонны, плавно запускать буровые насосы, перед запуском разрушать структуру раствора путем расхаживания и проворачивания инструмента при низкой скорости.

Исследования проницаемости пластов проводятся для установления следующих параметров и характеристик:

границы (мощности) зоны поглощения;

пластового давления;

интенсивности поглощения;

взаимодействия пластов, направления внутри скважинных перетоков;

типа коллектора, размеров и форм каналов;

местоположения и размеров сужений и каверн в скважине;

возможности других осложнений (обвалов, проявлений);

прочности и давления гидроразрыва пород;

подготовленности ствола скважины к переходу на промывку другим раствором и к цементированию колонны.

По результатам исследований разрабатываются мероприятия по ликвидации поглощений (выбор метода, техники и технологии).

Все методы исследований подразделяются на:

метод наблюдений (за характером изменений механической скорости, поведения бурильной колонны и т.д.);

геофизические методы (кавернометрия, радиоактивный, акустический каротаж, термометрия и др.);

гидродинамический метод, основанный на измерении расхода раствора, перепада давления в системе скважина – пласт при доливе, нагнетании раствора в скважину (пласт) или отборе его из пласта.

Для оценки подготовленности скважины к переходу на глинистый раствор или к цементированию колонны производится опрессовка ствола или отдельных интервалов нагнетанием жидкости (воды, глинистого или тампонажного раствора) до контрольного давления.

Схема поинтервальной опрессовки скважины приведена на рис. 23.12, а схема пакерной заливки зоны поглощения – на рис. 23.13.

Пакер (рис. 23.13) не извлекается на поверхность до набо-

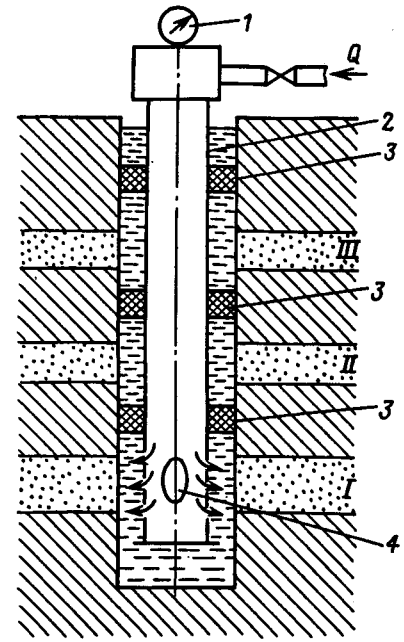


Рис. 23.12. Схема поинтервальной опрессовки ствола скважины:
1 – манометр; *2* – эксплуатационная колонна; *3* – пакер; *4* – глубинный манометр; *I, II, III* – пласты

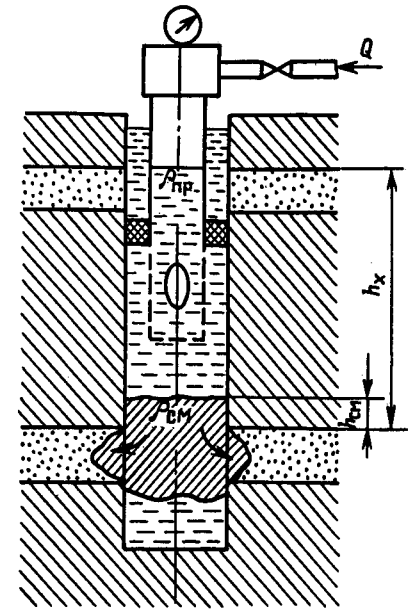


Рис. 23.13. Схема пакерной заливки зоны поглощения

ра необходимой прочности смеси. Процесс твердения смеси происходит при условии равновесия системы пласт – скважина, которое достигается закачиванием в скважину расчетного объема продавочной жидкости. Условия равновесия (см. рис. 23.13) следующие:

$$g\rho_{см}h_{см} + g\rho_{пр}h_x = p_{пл}, \qquad (23.4)$$

где $\rho_{см}$, $\rho_{пр}$ – плотность соответственно тампонирующей смеси и продавочной жидкости; $h_{см} = 20 \div 30$ м – превышение уровня тампонирующей смеси над кровлей зоны поглощения; h_x – высота столба продавочной жидкости над тампонирующей смесью.

Из уравнения (23.4) можно определить требуемую плотность продавочной жидкости:

$$\rho_{пр} = (p_{пл} - g\rho_{см}h_{см})/gh_x. \qquad (23.5)$$

ГАЗОНЕФТЕВОДОПРОЯВЛЕНИЯ

К проявлениям относят самопроизвольный излив бурового раствора, пластового флюида различной интенсивности (перелив, выброс, фонтан) через устье скважины по межтрубному пространству, бурильным трубам, межколонному либо заколонному пространству за пределами устья скважины (грифоны).

Переливы – излив жидкости через устье при отсутствии подачи бурового раствора в скважину.

Выбросы – апериодическое выбрасывание жидкости или газожидкостной смеси через устье на значительную высоту.

Фонтаны – непрерывное интенсивное выбрасывание больших количеств пластового флюида через устье скважины. Возможно открытое – неуправляемое фонтанирование и закрытое – управляемое.

Жидкость (газ) в порах пород находится под бóльшим или меньшим давлением. Это давление принято называть *поровым*. Давление жидкости (газа) в коллекторах, т.е. в породах, поры которых сообщаются друг с другом, обычно называют пластовым.

Условимся отношение пластового (порового) давления к давлению столба пресной воды высотой от рассматриваемой точки породы до дневной поверхности называть *коэффициентом аномальности давления*:

$$k_а = p_{пл}/(g\rho_в z_{пл}), \qquad (23.6)$$

где $\rho_в = 1000$ кг/м^3 – плотность пресной воды; $p_{пл}$ – пластовое (поровое) давление на глубине $z_{пл}$.

В условиях больших поровых давлений глины отличаются высокой пористостью и снижением плотности. Эти отклонения влекут за собой изменение физических свойств глинистых пород, которые фиксируются геофизическими методами.

Первые наиболее приблизительные прогнозы могут быть сделаны на основе общих представлений о развитии осадконакопления в регионе. По результатам теоретических исследований и обобщения данных геолого-геофизических исследований удается проследить корреляционную зависимость коэффициента аномальности давления поровой воды $k_а$ в глинистых породах от скорости осадконакопления и глубины залегания, т.е. предвидеть встречу с зоной аномально высоких пластовых давлений. Теоретическая обработка этой зависимости представлена на рис. 23.14.

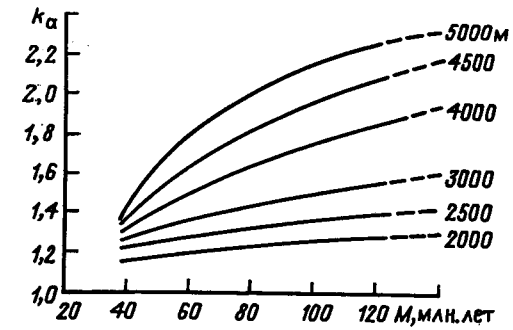


Рис. 23.14. Зависимость $k_а$ от глубины залегания горных пород и времени осадконакопления

О начале проявлений можно судить по повышению уровня жидкости в приемной емкости, появлению нефтяной пленки и газовых пузырей в растворе, снижению его плотности, изменению *реологических* свойств и химического состава фильтрата, переливу через устье при прекращении циркуляции, возгоранию факела на отводе от превентора, показаниям и сигнализации газокаротажных станций, повышению давления на устье.

При вероятности проявлений принимают следующие меры: усиливают контроль за состоянием скважины – чаще замеряют значения основных параметров бурового раствора (ρ, θ, T) и уровень в приемных емкостях: изучают изменение состава шлама, раствора и его фильтрата; проверяют готовность резервного бурового и поднапорных шламовых насосов, противовыбросовое и другое оборудование, оценивают состояние обваловки буровой и целесообразность ее расширения и укрепления; проводят инструктаж буровой бригады, механиков, слесарей, электриков.

Плотность бурового раствора должна быть такой, чтобы гидростатическое давление в скважине превышало пластовое на 2–15 %. Но для сохранения высокой производительности и низкой себестоимости бурения необходимо поддерживать минимально необходимое превышение давления.

Объем жидкости в запасных емкостях должен превышать объем скважины в 1,5–3 раза. Раствор утяжеляют. Но на утяжеление требуется много времени, поэтому применяют *противовыбросовую* аппаратуру – *превенторы* (например, плашечный, универсальный), которые позволяют герметизировать кольцевое пространство между бурильными трубами (невращающейся ведущей трубой) и спущенной ранее обсадной колонной, между вращающейся ведущей трубой и обсадной колонной (вращающийся превентор) или полностью закрыть устье при отсутствии бурильных труб в скважине (глу-

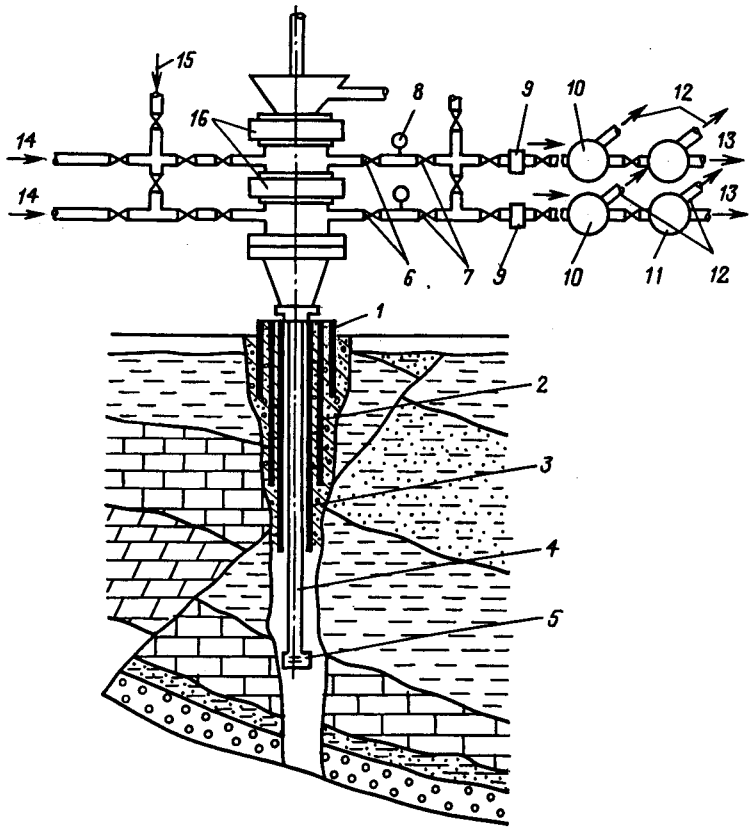


Рис. 23.15. Схема обвязки устья скважины:
1 – направление; *2* – кондуктор; *3* – промежуточная обсадная колонна; *4* – бурильная колонна; *5* – обратный клапан; *6, 7* – контрольные и рабочие вентили соответственно; *8* – манометры; *9* – штуцеры; *10, 11* – газосепараторы высокого и низкого давления соответственно; *12* – выкидные системы в отбойный щит; *13* – очистные системы в амбары, емкости; *14* – линии для присоединения к цементировочным агрегатам; *15* – линии для присоединения к насосам для закачки из запасных емкостей; *16* – плашечные превенторы

хой превентор). При наличии превенторов со штуцерами, регулируемыми вентилями на отводах, и обратного клапана, установленного в спущенных бурильных трубах, удается регулировать гидравлическое давление на забое. Но это долго продолжаться не может, так как ведет к гидроразрыву пласта, разрушению устьевого оборудования, появлению грифонов. Наиболее надежен универсальный превентор ПУГ-230×320. Схема обвязки устья скважины представлена на рис. 23.15.

В случае открытого фонтана с пожаром тушение его производится отрывом пламени от вновь поступающего газа или нефти с помощью мощных струй отходящих газов реактивных двигателей, воды или взрыва. При особенно мощных фонтанах приходится прибегать к бурению наклонных скважин к стволу проявляющей скважины.

ГРИФОНЫ, ЗАКОЛОННЫЕ ПРОЯВЛЕНИЯ

Грифоны, связанные с проходкой скважины, являются газонефтеводопроявлениями за пределами устья.

Межколонными проявлениями называют переливы, выбросы и фонтаны через кольцевой канал между обсадными колоннами.

ЖЕЛОБООБРАЗОВАНИЕ

Желобообразование представляет собой одностороннее изнашивание, выработку стенки необсаженного, невертикального интервала ствола скважины при многократных спусках, подъемах и расхаживаниях бурильной колонны. Сечение выработки соответствует диаметру бурильных замков, т.е. существенно меньше диаметра скважины, а глубина выработки в зависимости от прочности горных пород, интенсивности искривления, частоты и длительности выполнения СПО достигает нескольких десятков сантиметров.

Схема желобообразования представлена на рис. 23.16. По схеме, если $a < 1{,}3d_з$, то это желоб. Если $a > 1{,}3d_з$, то эта каверна или уширение. При этом a – ширина образовавшейся выработки; $d_з$ – диаметр УБТ или замка трубы.

Одна из мер предупреждения желобообразования – проводка в мягких, рыхлых горных породах строго вертикальных (зенитный угол не более 1–2°) скважин.

Наиболее слабые, мягкие, неустойчивые участки следует проходить и затем перекрывать обсадными колоннами, особенно при наклонном бурении. Для предупреждения прихватов не рекомендуется изменять компоновку низа бурильной колонны в зоне желобных выработок.

ПОТЕРИ УСТОЙЧИВОСТИ СТЕНОК СКВАЖИНЫ, ОСЫПИ, ОБВАЛЫ

К обвалам, осыпям относят нарушения стенок скважины, обусловленные потерей устойчивости горных пород.

Потеря устойчивости стенок в статических условиях про-

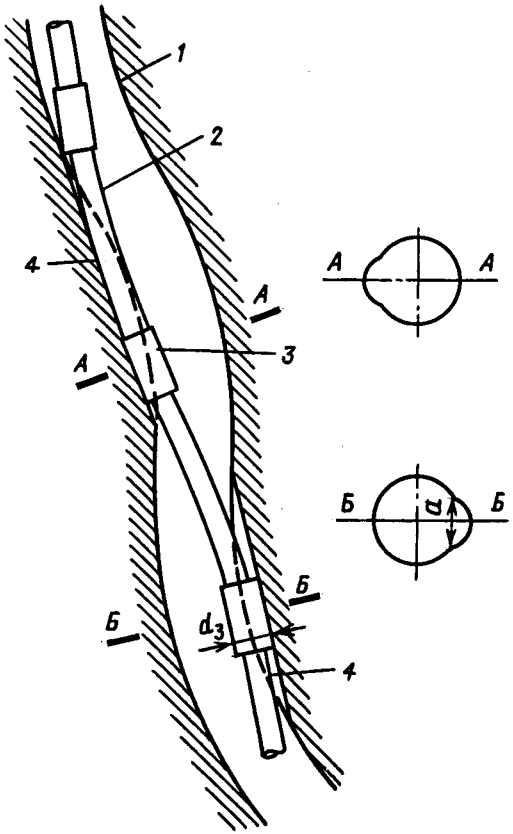


Рис. 23.16. Схема желобообразования:
1 – стенка скважины; *2* – бурильные трубы; *3* – замок; *4* – желоб

исходит под воздействием избытка сил бокового распора, не уравновешенных гидростатическим давлением столба жидкости в скважине.

В этом случае условие устойчивости выражается формулой

$$(\lambda\rho_п - \rho)gz \le k\sigma_т, \qquad (23.7)$$

где λ – коэффициент бокового распора, $\lambda = 0{,}2 \div 1{,}0$; $\rho_п$ – плотность горной породы; ρ – плотность раствора, заполняющего скважину; k – коэффициент, рекомендуется $k = 0{,}57$; $\sigma_т$ – предел текучести горной породы при одноосном сжатии.

Выделяют:

осыпание слабосвязанных аргиллитов, сланцеватых глин, песков и других трещиноватых, перемятых пород и т.д.;

сужение, вызванное течением, ползучестью плывунов, высокопластичных глин, солей, льда, набуханием глиносодержащих пород.

Основные причины обвалообразования – недостаточная прочность и устойчивость горных пород при проводке скважин. Вероятность обвалообразования, сочетание и взаимообусловленность с другими видами осложнений должны учитываться на стадии проектирования. Конкретные меры предупреждения и прекращения развития обвалов зависят от вида обвалообразований, их интенсивности и технических возможностей, имеющихся химических реагентов, диаметров труб и УБТ.

Важнейшее условие предупреждения и прекращения обвалообразований – правильный выбор вида, состава и параметров буровых растворов (плотность, водоотдача, статическое напряжение сдвига; вязкость, структурная вязкость, динамическое напряжение сдвига), их физико-химической активности.

Хорошие результаты дает введение в раствор калиевых, полимеркалиевых, кальциевых реагентов, применение минерализованных растворов (пластовых вод). В этом случае глинистые породы не набухают, не растворяются многие минералы и т.д. Целесообразно уменьшать колебания бурильной колонны, снижать прогиб бурильных труб установкой амортизаторов, центраторов, калибраторов, УБТ квадратного сечения и др. Применяют в некоторых случаях заливку неустойчивых интервалов цементным раствором.

ЗАТЯЖКИ, ЗАКЛИНИВАНИЯ И ПРИХВАТЫ

Под *затяжкой* бурильной колонны при ее подъеме понимают значительное превышение нагрузки на крюке, при которой по техническим нормам разрешается поднимать бурильную колонну.

Посадка колонны – отмечаемое индикатором веса существенное снижение нагрузки на крюке.

Под *прихватом* понимают невозможность подъема бурильной колонны из скважины при технически допустимых натяжениях.

Предельные нагрузки определяются прочностью бурильных труб или других наиболее слабых элементов колонны, подъемного оборудования вышки. Обычно не разрешается подвергать материал труб напряжениям, равным пределу его текучести.

Для *заклинивания* характерно жесткое сопротивление продольному перемещению или вращению колонны, обусловленное резкой посадкой ее в желоб, в сильно искривленный участок, перегиб или сужение ствола. Это часто наблюдается при замене менее жесткой компоновки на более жесткую.

Небольшое превышение нормального уровня усилий и крутящего момента свидетельствует о *подклинивании*. Усилие затяжки, обусловленное прижатием колонны на участке длиной L, можно приближенно оценить соотношением

$$T = [p_N + k(p_c - p_{пл})L\varphi R]\mu, \quad (23.8)$$

где p_N – нормальное давление от веса лежащих на стенке скважины труб и растягивающей нагрузки от части колонны ниже наклонного участка; k – коэффициент, учитывающий изменение давления как на площадке касания труб со стенками скважины, так и в направлении, нормальном к этой поверхности; φ – угол охвата, радиан; R – радиус труб; μ – коэффициент сопротивления (трения) при страгивании, зависящий от состава и свойств глинистой корки (в том числе и адгезионных) и ее толщины.

Заметную роль в повышении величины коэффициента трения играет фактор времени. Адгезия A, например, наиболее интенсивно возрастает на протяжении первых 30–40 мин контакта (рис. 23.17).

Сила, с которой инструмент, находящийся в скважине, прижимается к стенке скважины, определяется дифференциальным давлением, т.е. разностью между статическим давлением жидкости в скважине и пластовым давлением $\Delta p = p_{ст} - p_{пл}$.

Под воздействием результирующей силы труба прижимается к стенке скважины и выжимает наименее плотную часть корки из-под контакта. Выдавленные объемы материала корки, заполняя зазор, увеличивают общую площадь контакта трубы со стенками скважины (рис. 23.18). Для предельного положения длина дуги контакта трубы с коркой может быть выражена зависимостью

$$l = 0{,}0175\beta r_{б.т}, \quad (23.9)$$

где β – угол охвата трубы коркой, град; $r_{б.т}$ – радиус трубы, м.

Если длину поверхности контакта вдоль оси трубы обозначить l (в метрах), то площадь контакта поверхности (в квадратных метрах)

$$S = 0{,}0175\beta r_{б.т} l, \quad (23.10)$$

а усилие, необходимое для преодоления сил сопротивления,

$$F = 0{,}0175\beta r_{б.т} p_к, \quad (23.11)$$

где $p_к$ – предельное сопротивление корки на сдвиг, Па.

По расчету для УБТ диаметром 146 мм в стволе диаметром 190 мм площадь контакта может быть 0,12–0,25 м^2 на каждый

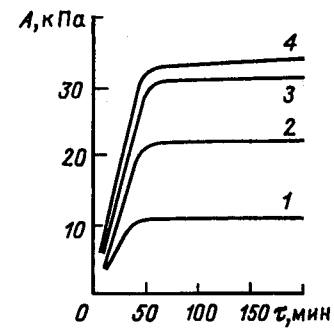


Рис. 23.17. Зависимость адгезии фильтрационной корки с металлом (сталь) от длительности контакта при перепадах давления:
1, 2, 3, 4 – 0,1; 2; 3 и 5 МПа соответственно

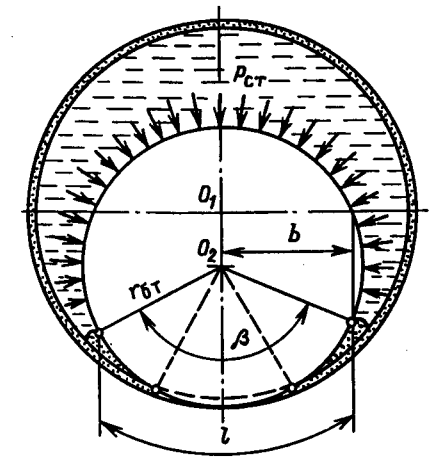


Рис. 23.18. Схема взаимодействия трубы со стенками ствола скважины

метр длины, а условие сдвига при перепаде давления 300 кПа достигать 9–22 кН/м.

Положительные результаты предупреждения прихватов, затяжек получены при использовании высококачественных, обработанных КМЦ и другими реагентами, глинистых растворов, образующих на стенках малопроницаемую, тонкую с низкой липкостью фильтрационную корку. Другое эффективное направление предупреждения прихватов – повышение смазывающих свойств буровых растворов. Следует добавить в раствор нефть (5–12 %), СМАД-1 (1–4 %) или графит (0,5– 1,5 %) и др.

АВАРИИ

Аварии в процессе бурения скважины на жидкие и газообразные полезные ископаемые бывают связаны с поломкой и оставлением в скважине частей бурильной или обсадной колонн, долот, забойных двигателей, потерей подвижности (прихватом) колонны бурильных труб, падением в скважину посторонних предметов (табл. 23.4).

На каждую аварию составляется специальный акт, в котором помимо отражения состояния скважины, описания ава-

Таблица 23.4

Разновидности и сложность аварий

Виды аварий	Удельный вес аварий, %	
	по частоте	по тяжести
Прихват колонн бурильных труб	35,0	51,0
Поломка бурильных труб	21,0	24,0
Поломка долот	10,5	2,0
Аварии с обсадными трубами	10,0	11,0
Поломка забойных двигателей	7,0	1,0
Падение колонн труб в скважину	3,5	3,0
Прочие	13,0	8,0

рии и выявления виновных намечаются меры к недопущению ее повторения.

Ликвидация аварий производится теми же способами и средствами, что и при колонковом разведочном бурении.

24 ТЕХНИЧЕСКИЕ СРЕДСТВА ДЛЯ ИЗМЕРЕНИЯ И КОНТРОЛЯ БУРОВОГО ПРОЦЕССА

С увеличением глубин разведочных скважин и с применением форсированных режимов бурения очень трудно контролировать процесс бурения и следить за ситуацией в скважине. В связи с изменением геологического разреза ситуация в скважине может быстро меняться, и принятие правильного решения возможно только на основании анализа показаний контролирующих приборов. Вот почему значение контрольно-измерительных приборов (КИП) особенно возросло за последнее время. Повысить производительность бурения возможно за счет оптимизации бурового процесса, а реализовать ее можно только при наличии КИП, позволяющих поддерживать параметры бурения в оптимальном режиме. Поэтому большое внимание уделяется оснащению КИП контрольно-измерительными приборами.

В настоящее время выпускается КИП различного назначения. Имеются КИП, позволяющие саморегулировать процесс бурения и записывать необходимые параметры на пульте управления. Другие приборы позволяют только визуально регистрировать значение тех или иных параметров. Ряд приборов с помощью звуковых сигналов может предупреждать о предаварийной ситуации в скважине. Имеются КИП, которые обеспечивают контроль за состоянием бурового оборудования и инструмента.

Ниже рассмотрим характеристики основных КИП, применяемых в бурении.

24.1 ПРИБОРЫ ДЛЯ ИЗМЕРЕНИЯ И КОНТРОЛЯ ПАРАМЕТРОВ РЕЖИМА И ПОКАЗАТЕЛЕЙ БУРЕНИЯ

МАГНИТОУПРУГИЙ КОМПЕНСАЦИОННЫЙ ИЗМЕРИТЕЛЬ НАГРУЗКИ МКН-2

Измеритель нагрузки МКН-2 (рис. 24.1) предназначен для визуального контроля и регистрации на суточную диаграмму веса снаряда и осевой нагрузки на породоразрушающий инструмент (при бурении с подачей бурового снаряда при помощи лебедки и с гидравлической подачей инструмента), нагрузки на крюке (при спускоподъемных операциях и аварийных работах), а также времени углубки на величину хода шпинделя станка.

Измеритель предназначен для буровых станков ЗИФ-650М и ЗИФ-1200МР.

Техническая характеристика измерителя

Номинальное напряжение питания, В	380	
Частота тока питания, Гц	50	
Потребляемая мощность, Вт, не более	90	
Пределы измерения:		
для станков	ЗИФ-650М	ЗИФ-1200МР
осевая нагрузка, кН	0–30	0–30
вес снаряда, кН	0–75	0–150
нагрузка на крюке, кН	0–150	0–300

Измеряемые параметры процесса бурения преобразуются датчиком давления ДДС и датчиком осевой нагрузки типа ДНР (рис. 24.1 *а*) в сигнал электрического напряжения, который подается на вход показывающего и регистрирующего прибора ПРП-2.

Работа датчиков основана на магнитоупругом эффекте, заключающемся в изменении магнитных свойств ферромагнитных материалов под действием механических напряжений. Датчик типа ДДС (рис. 24.1, *б*) две полости, одна из которых соединена с верхней, а другая – с нижней полостью гидроцилиндра. Разность давлений в этих полостях преобразуется датчиком в электрическое напряжение переменного тока. Датчик типа ДНР воспринимает усилие, пропорциональное нагрузке на крюке талевой системы буровой установки, и преобразует его в электрическое напряжение переменного тока.

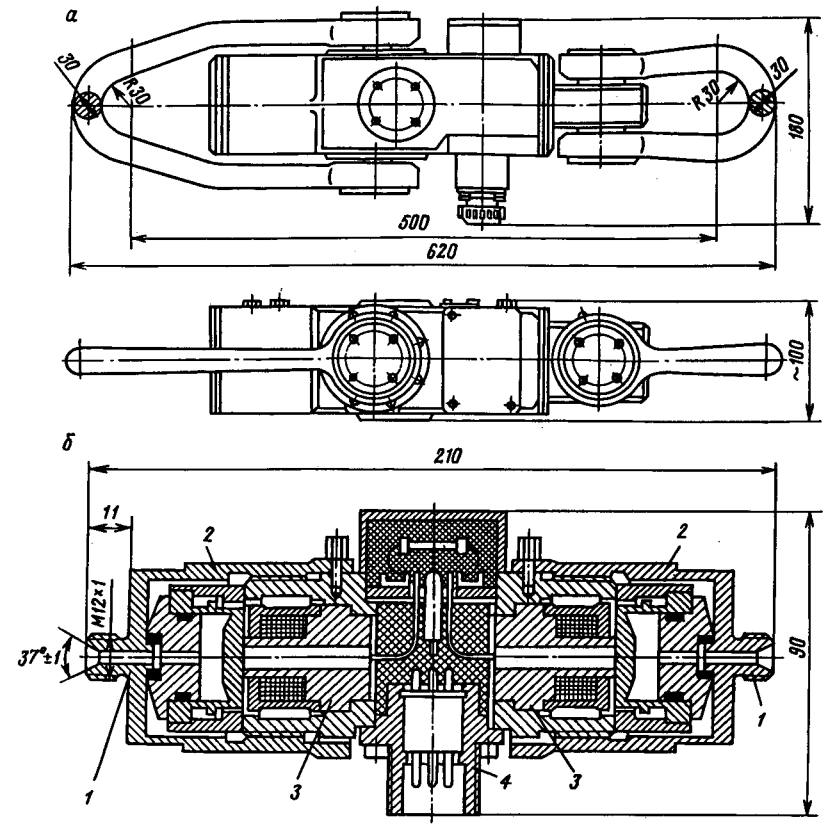


Рис 24.1. Датчики магнитоупругого компенсационного измерителя нагрузок МКН-2:
а – датчик осевой нагрузки ДНР-1, включаемый в разрыв неподвижного конца каната талевой оснастки; *б* – датчик давления ДДС-2, применяемый при гидравлической подаче бурового снаряда: *1* – соединения с верхней и нижней полостями цилиндров гидроподачи; *2* – корпус прибора; *3* – магнитоупругий преобразователь; *4* – штепсельный разъем

Измерительная схема МКН-2 построена по компенсационному принципу. Прибор ПРП-2 имеет два измерительных канала: "Нагрузка" и "Масса" и соответственно две шкалы со стрелками.

При взвешивании снаряда электрический сигнал от датчиков подается на вход канала "Масса" и стрелка соответствующей шкалы отклоняется на угол, пропорциональный массе снаряда. После взвешивания снаряда электрический сигнал, поданный от датчика, автоматически запоминается.

При постановке на забой и бурении на вход канала "Нагрузка" подается электрический сигнал, равный разности запомнившегося сигнала и сигнала датчика при этих операциях. Это приводит к отклонению стрелки по шкале "Нагрузка" на угол, пропорциональный осевой нагрузке на породоразрушающий инструмент.

При спускоподъемных и аварийных работах на вход канала "Нагрузка" подается сигнал только от датчика. При этом стрелка по шкале "Нагрузка" отклоняется на угол, пропорциональный нагрузке на крюке. Ось стрелки канала "Нагрузка" механически связана с регистрирующим механизмом. Поэтому при бурении записываются значения нагрузки на породоразрушающий инструмент, а при спускоподъемных и аварийных работах – нагрузки на крюке.

Измеритель МКН-2 без датчика ДНР рассчитан на работу в трех режимах:

I режим – измерение и запоминание веса бурового снаряда;

II режим – измерение осевой нагрузки при бурении с разгрузкой;

III режим – измерение осевой нагрузки при бурении с догрузкой.

Измеритель МКН-2 с датчиком ДНР рассчитан на работу в пяти режимах: первые три режима аналогичны приведенным выше;

IV – режим – измерение нагрузки на крюке при спускоподъемных операциях и аварийных работах;

V режим – измерение изменения осевой нагрузки с увеличенным масштабом отсчета.

АВТОМАТИЧЕСКИЙ РЕГУЛЯТОР ПОДАЧИ АРП

Регулятор подачи АРП предназначен для следующих целей: 1) плавной подачи породоразрушающего инструмента при помощи тормоза лебедки бурового станка для изменения осевой нагрузки в зависимости от физико-механических свойств разбуриваемой породы и состояния породоразрушающего инструмента; 2) непрерывного визуального контроля и регистрации на суточной диаграмме осевой нагрузки на породоразрушающий инструмент; 3) регистрации нагрузки на крюке при спускоподъемных операциях; 4) визуального контроля скорости подачи бурового снаряда.

Техническая характеристика

Пределы регулирования осевой нагрузки на породоразрушающий инструмент, кН	0–30
Погрешность поддержания заданной нагрузки на породоразрушающий инструмент, кН	±1
Пределы измерений и регистрации нагрузки, кН:	
при бурении (на породоразрушающий инструмент)	0–30
при спускоподъемных операциях (на крюке)	0–300
Основная погрешность измерения и регистрации нагрузки на породоразрушающий инструмент, %	±2,5
Пределы измерения скорости подачи инструмента, м/ч	0–5
Основная погрешность измерения скорости подачи инструмента, %	±4

По принципу действия АРП является автоматической системой регулирования с электрогидравлическим исполнительным органом, поддерживающей постоянно заданное соотношение между осевой нагрузкой на породоразрушающий инструмент и скоростью углубки в соответствии с формулой

$$P_з = P_п + K \cdot u,$$

где $P_з$ – заданное значение осевой нагрузки на породоразрушающий инструмент, соответствующее нулевой скорости подачи; $P_п$ – осевая нагрузка на породоразрушающий инструмент; K – коэффициент пропорциональности; u – скорость подачи инструмента.

Сигналы датчиков осевой нагрузки и скорости подачи инструмента, пропорциональные соответственно нагрузке на неподвижном конце каната и скорости движения каната лебедки, подаются на вход измерительно-задающего блока. В этом блоке формируется сигнал, пропорциональный осевой нагрузке на породоразрушающий инструмент. Сигнал определяется измерителем нагрузки и подается на вход сравнивающего устройства – регулятора, где суммируется с сигналом, пропорциональным скорости углубки инструмента, и в соответствии с уравнением сравнивается с сигналом задания. В случае неравенства указанных сигналов на входе измерительно-задающего блока появляется напряжение, управляющее работой двигателя исполнительного механизма, который, воздействуя на устройство управления тормозом лебедки станка, изменяет нагрузку на породоразрушающий инструмент. Сигнал датчика скорости подачи инструмента измеряется также показывающим прибором.

ИЗМЕРИТЕЛЬ ЧАСТОТЫ ВРАЩЕНИЯ ИЧВ

Прибор ИЧВ предназначен для измерения частоты вращения бурового снаряда в диапазоне от 0 до 1500 об/мин и относится к приборам бесконтактного типа. Погрешность измерения – 4 % от верхнего предела измерения. Прибор состоит из преобразователя индукционного типа, показывающего устройства и соединительных кабелей.

Принцип действия ИЧВ основан на измерении постоянного магнитного потока сердечника преобразователя при вращении зубчатого колеса, находящегося на вращателе, при этом в катушке преобразователя наводится ЭДС. Частота получаемого сигнала прямо пропорциональна частоте вращения бурового снаряда. Возникший сигнал формируется, стабилизируется по амплитуде и дифференцируется.

Техническая характеристика

Условия эксплуатации:	
температура окружающего воздуха, °С	−10 ÷ +40
относительная влажность, при температуре 30 ° С	90
атмосферное давление, кПа	100 ± 4
вибрация в диапазоне частот, с ускорением 5 м/с^2, Гц	10–50
напряжение питания, В	12 ± 2,4
Габариты, мм:	
показывающего прибора	80×80×105
преобразователя	35×35×75
Масса, кг:	
показывающего прибора	0,65
преобразователя	0,2

ИЗМЕРИТЕЛЬ И АВТОМАТИЧЕСКИЙ ОГРАНИЧИТЕЛЬ КРУТЯЩЕГО МОМЕНТА ОМ-40

Прибор ОМ-40 (рис. 24.2) обеспечивает: визуальный контроль величины крутящего момента при бурении; предупредительную сигнализацию мигающим светом при перегрузке (допустимом превышении выбранного режима работы); автоматическое ограничение крутящего момента на вращателе бурового станка отключением электродвигателя станка при аварийном возрастании крутящего момента; визуальный контроль нагрузки на крюке талевой системы при подъеме бурового инструмента; автоматическое ограничение нагрузки на талевую систему.

Значения контролируемых величин перегрузки и автоматического ограничения крутящего момента выбирает обслуживающий персонал. Значение автоматического ограничения нагрузки на крюке – величина постоянная и зависит от оснастки талевой системы.

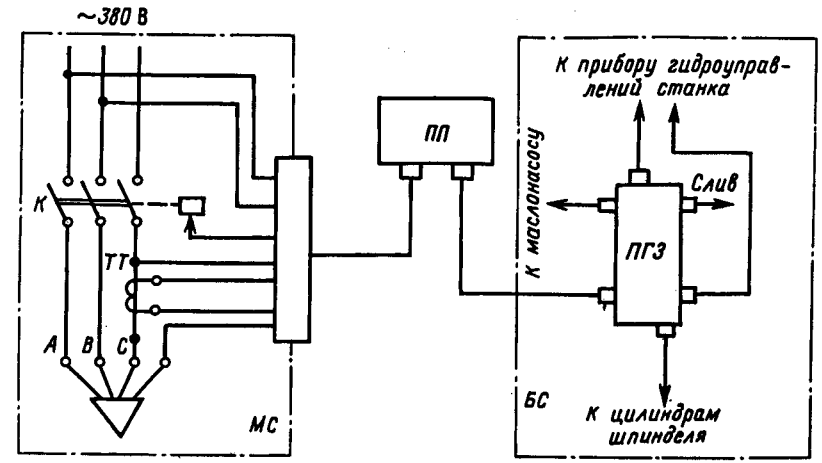


Рис. 24.2. Принципиальная схема подключения прибора ОМ-40:
МС – магнитная станция; *ПП* – пульт прибора; *ПГЗ* – панель гидрозащиты; *БС* – буровой станок; *ТТ* – трансформатор тока; *К* – катушка контактора двигателя

Измерителем и автоматическим ограничителем крутящего момента ОМ-40 оснащаются станки геологоразведочного бурения с приводом от асинхронного электродвигателя и ступенчатой коробки передач. Прибор может быть использован при бурении с гидравлической и свободной подачей.

Техническая характеристика

Пределы измерения крутящего момента, кН·м	0–2,5
Пределы измерения нагрузки на крюке талевой системы, кН:	
при четырехструнной оснастке	0–250
при двухструнной оснастке	0–125
на прямом канате	0–62,5
Установки сигнализации перегрузки, кН·м:	
при бурении	0,25; 0,50; 0,75;1,00; 1,25; 1,50;
в процессе подъема при четырехструнной оснастке	2,5; 5,0; 7,5; 10,0; 12,5; 15,0;
Установки автоматического ограничения момента, кН·м	0,75; 1,0; 1,5; 2,0; 2,5;
Установки автоматического ограничения усилия на крюке при четырехструнной оснастке, кН	200
Основная допустимая погрешность аппаратуры при измерении крутящего момента, %	±4*
Номинальный входной сигнал по напряжению, В	220

Номинальный входной сигнал по току, А..	75
Номинальное давление в гидросистеме, МПа.....	4,5
Характеристика источника питания:	
номинальное напряжение, В	380
допустимые изменения напряжения, %	±20
номинальная частота, Гц.....	50±5

*От верхнего предела измерения.

В основу работы прибора положен метод косвенного измерения величины крутящего момента или нагрузки по величине активной мощности. Активная мощность, потребляемая электродвигателем станка, измеряется с помощью квадратичного фазового детектора, на вход которого подаются напряжение и ток (через измерительный трансформатор тока ТТ одной фазы электродвигателя).

В приборе имеется устройство для компенсации потерь мощности хода на холостой ход станка и переключатель для приведения показаний прибора в соответствие с положением переключателя коробки передач (об/мин). Для визуального контроля величины крутящего момента служит показывающий прибор-микроамперметр. Сигнализация о повышении значения момента в процессе бурения или о повышенной нагрузке во время подъема бурового инструмента осуществляется с помощью схем сравнения и пульсатора, реле которого своими контактами включает сигнальную лампу. Величина момента или нагрузки, при которой начинает действовать сигнализация, устанавливается переключателем "Перегрузка".

Автоматическое ограничение крутящего момента осуществляется с помощью аналогичной схемы сравнения. Величина момента, при котором срабатывает автоматика, устанавливается переключателем "Ограничение". Возврат схемы автоматического ограничения в исходное положение нажатием на кнопку "Съем" возможен только при значительном снижении величины крутящего момента.

ЭЛЕКТРОМАГНИТНЫЙ РАСХОДОМЕР ПРОМЫВОЧНОЙ ЖИДКОСТИ ЭМР-2

Расходомер ЭМР-2 (рис 24.3) предназначен для измерения расхода промывочной жидкости, закачиваемой в скважину. Он рассчитан для эксплуатации на разных буровых установках при комплектации их соответствующими датчиками.

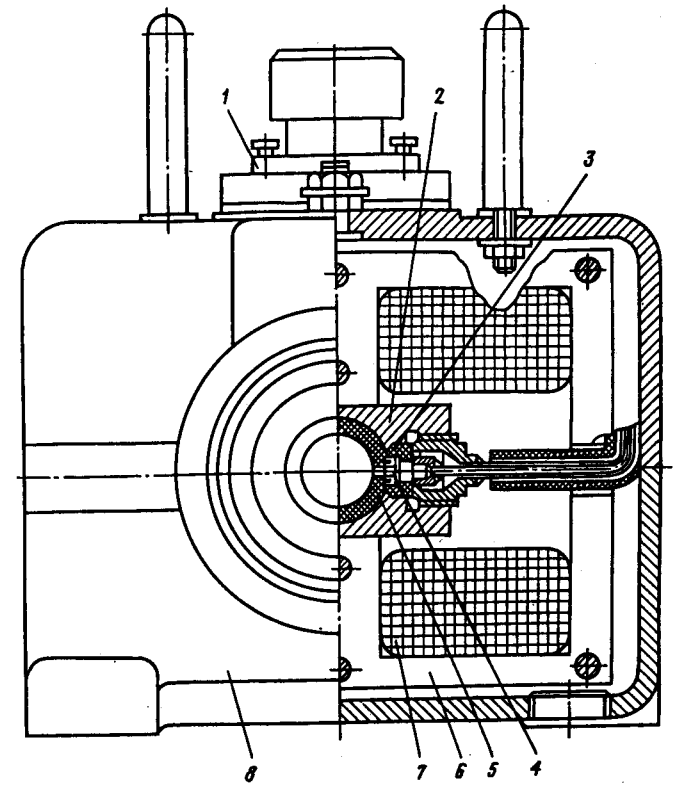


Рис. 24.3. Датчик расходомера ЭМР-2:
1 – штепсельный разъем; *2* – трубопровод; *3* – втулка; *4* – электроды; *5* – футерованная трубка; *6* – сердечник; *7* – катушка электромагнита; *8* – корпус

Техническая характеристика

Пределы измерения; л/мин.....	0–150; 0–300
Основная погрешность измерения, %	±2,5*
Характеристика источника питания:	
тип.....	Промышленная сеть
напряжение, В.....	380
частота, Гц.....	50
потребляемая мощность В·А.....	40

*От верхнего предела измерения.

Датчик расхода промывочной жидкости преобразует скорость движения жидкости, проходящей через его трубопровод, в электрическое напряжение. Сигнал переменного напряжения от датчика с помощью кабеля подается на вход измерительного усилителя, который усиливает его до необходимой величины.

С целью предохранения датчика от замораживания в зимнее время необходимо помещать его в ящик, утепленный опилками или каким-либо другим материалом. Запрещается прокачивать через датчик промывочную жидкость с добавлением в нее более 20 % нефтепродуктов, а также прокачивать цементный раствор для тампонирования скважины. При выполнении указанных работ датчик следует отсоединить от штуцеров и установить вместо него специальный патрубок, который поставляется в комплекте прибора.

МАГНИТОУПРУГИЕ ИЗМЕРИТЕЛИ ДАВЛЕНИЯ МИД1 И МИД1А

Измерители давления типа МИД1 предназначены для непрерывного визуального контроля давления промывочной жидкости при бурении скважин.

Техническая характеристика

Тип измерителя	МИД1	МИД1А
Пределы измерения, МПа	0–5,0	0–10
Основная погрешность, %	±2,5*	
Номинальное напряжение, В	380	36
Потребляемая мощность, Вт	15	1,0
Частота тока, Гц	50	

* От верхнего предела измерения.

Датчик давления ДДП, который входит в комплект МИД, преобразует контролируемое давление в пропорциональное ему электрическое напряжение. Действие датчика основано на использовании магнитоупругого эффекта, заключающегося в изменении магнитных свойств материала чувствительного элемента датчика при его деформации под действием контролируемого давления.

Напряжение переменного тока от датчика с помощью кабеля подается на вход измерительной схемы. Последняя преобразует напряжение переменного тока в постоянное напряжение, которое подается на показывающий прибор. Шкала прибора проградуирована в единицах давления.

КОНТРОЛЬНО-ИЗМЕРИТЕЛЬНАЯ АППАРАТУРА "КУРС"

Для измерения и контроля параметров режима бурения геологоразведочных скважин с помощью буровых установок УКБ-5, УКБ-7, УКБ-8 создана аппаратура типа "Курс" с индексами соответственно 411, 613, 713. Принцип действия

контрольно-измерительной аппаратуры "Курс-613" основан на преобразовании измеряемых параметров процессов бурения в электрическое напряжение.

Аппаратура "Курс-411" обеспечивает регистрацию нагрузки на породоразрушающий инструмент или на крюке на суточной диаграмме и отмечает моменты перехвата бурового снаряда, а также обеспечивает световую и звуковую сигнализацию при уменьшении расхода промывочной жидкости ниже допустимого предела. Аппаратура "Курс-613" и "Курс-713", кроме того, обеспечивает звуковую и световую сигнализацию предельно допустимых величин усилия на крюке и крутящего момента на вращателе. К этой аппаратуре можно также подключать универсальный регистратор "Румб-1".

Предупредительная сигнализация обеспечивается в следующих случаях: при значении расхода промывочной жидкости в пределах 0–10 и 0–20 л/мин в диапазоне до 150 и 300 л/мин соответственно; при повышении усилия на крюке до 300 ± 30 кН; при увеличении крутящего момента до значений 250, 500, 750, 1000, 1250, 1500, 1750 и 2000 Н·м.

Пределы допустимой основной погрешности канала измерения нагрузки на породоразрушающий инструмент должны составлять ± 2 % от номинальной грузоподъемности установки (по показывающему прибору и дисковой диаграмме) и 2 % от напряжения (по сигналу для внешнего регистратора). Пределы допустимых основных погрешностей остальных каналов не должны превышать ± 4 % от верхних пределов выходного сигнала.

Техническая характеристика

Тип аппаратуры	"Курс-411"	"Курс-613"	"Курс-713"
Верхние пределы измеряемых параметров:			
усилие на крюке, кН	80	200	300
осевая нагрузка на породоразрушающий инструмент, кН	30	30	30
частота вращения, об/мин	–	750 и 1500	750 и 1500
давление промывочной жидкости, МПа	10	10	10
Крутящий момент, Н·м:			
на шпинделе вращателя	–	1500	–
на роторе	–	3000	2000
Расход промывочной жидкости, л/мин	150 и 300	150 и 300	150 и 300
Механическая скорость бурения, м/ч	3 и 15	3 и 15	5 и 25

Погрешности канала измерения нагрузки на породоразрушающий инструмент по показывающему прибору пульта при изменении температуры окружающего воздуха должны быть

не более ± 3 % в интервале положительных температур до 40 °С и ±5 % от номинальной грузоподъемности буровой установки (200 кН) в интервале отрицательных температур до –10 °С.

УНИВЕРСАЛЬНЫЙ РЕГИСТРАТОР ПАРАМЕТРОВ ПРОЦЕССА БУРЕНИЯ "РУМБ-1"

Регистратор "Румб-1" предназначен для синхронной записи на одной диаграмме шести параметров в функции времени. Приборами "Румб-1" оснащают установки УКБ-7, УКБ-8, оборудованные аппаратурой "Курс-613", "Курс-713", и буровые установки со станками ЗИФ-1200МР, оборудованные преобразователями.

Техническая характеристика

При использовании со станками	УКБ-7, УКБ-8	ЗИФ-1200МР
Верхние пределы регистрируемых параметров:		
усилие на крюке, кН	–	300
осевая нагрузка на породоразрушающий инструмент, кН	30 или 60	30
давление промывочной жидкости, МПа	10	10
расход промывочной жидкости, поступающей в скважину, л/мин	150 и 300	
механическая скорость бурения, м/ч	3 и 15 или 5 и 25	3 и 15
крутящий момент, Н·м	1500 и 3000 или 2000 и 4000	1500
Частота вращения бурового снаряда, об/мин	750 и 1500 или 625 и 1250	
Основная погрешность регистрации, %	±2,5*	
Питание	Переменный ток (380±76 В; 50±1 Гц)	

* Без преобразователей.

Принцип действия регистратора "Румб-1" основан на преобразовании измеряемых параметров процесса бурения, поступающих от аппаратуры типа "Курс" установок УКБ или от преобразователей станков ЗИФ-1200МР, в электрическое напряжение, подаваемое затем соответственно на входы каждого канала регистратора. Измерительная схема каждого канала – компенсационная на переменном токе. Электрический сигнал от преобразователя, поданный на вход канала, сравнивается с сигналом компенсатора.

Разность поданного сигнала и сигнала компенсатора повышается нуль-усилителем и подается на управляющую обмотку реверсивного двигателя, который поворачивает ротор компенсатора до тех пор, пока входной сигнал компенсатора не станет равен сигналу, поданному на вход канала регистратора. Одновременно происходит отклонение пера регистрирующего устройства, кинематически связанного ротором компенсатора. Питание регистратора осуществляется от феррорезонансного стабилизатора напряжения.

Регистратор включает: регистрирующий прибор и блок питания для станков УКБ-7, УКБ-8 и ЗИФ-200МР, а для ЗИФ-1200МР также и распределительную коробку; шкаф; преобразователь давления, усилия, расхода, скорости бурения; трансформатор тока.

24.2 ПРИБОРЫ ДЛЯ НЕРАЗРУШАЮЩЕГО КОНТРОЛЯ БУРОВОГО ОБОРУДОВАНИЯ И ИНСТРУМЕНТА И МЕТОДИКА ПРОВЕДЕНИЯ ИССЛЕДОВАНИЙ

Неразрушающие методы контроля служат для предупреждения возникновения аварий вследствие усталостных и технологических дефектов, появляющихся в процессе изготовления и длительной эксплуатации оборудования. Выявление фактического состояния буровой техники позволяет своевременно производить планово-предупредительные ремонты и выбраковку оборудования.

К наиболее распространенным методам неразрушающего контроля относятся электрические, магнитные, ультразвуковые, а также методы проникающего излучения (рентгено- и гамма-просвечивание).

ИНДИКАТОР ИЗНОСА БУРИЛЬНЫХ ТРУБ ДИТ

Индикатор износа ДИТ предназначен для подачи сигналов в случае уменьшения наружного поперечного размера бурильной трубы на величину, превышающую 3 % номинального значения диаметра. Прибор позволяет контролировать износ бурильных труб в процессе спускоподъемных операций. Применение индикатора ДИТ совместно с толщинометром Т-1 дает возможность значительно увеличить производительность контроля бурильных труб.

Техническая характеристика

Диапазон регулировки порога сигнализации, %	3–6*
Условия эксплуатации:	
температура окружающей среды, °С	–30 ÷ +50
влажность окружающего воздуха при температуре 35 °С, % не более	95
Питание	Переменный ток (36/220 В ± ± 20 %; 50 ± 1 Гц)
Потребляемая мощность, В·А	15
Размеры, мм:	
вторичного прибора	215×350×380
датчика	225×470
Масса, кг:	
вторичного прибора	17
датчика	48

* От наружного поперечного размера бурильной трубы.

В основу работы прибора положен токовихревой метод контроля. Сущность метода вихревых токов заключается в следующем. Контролируемую трубу помещают внутри катушки-датчика. По обмотке катушки пропускают переменный ток, создавая внутри нее переменное магнитное поле. Это поле индуктирует в теле трубы вихревые токи. Магнитное поле вихревых токов, в свою очередь, образует поле, направленное навстречу основному, в результате чего напряженность первичного поля ослабевает. Таким образом, при взаимодействии первичного поля и поля вихревых токов изменяются электромагнитные параметры катушки.

Электромагнитные параметры катушки зависят от геометрических размеров трубы, являющейся сердечником датчика. Включив катушку датчика в мост переменного тока и измерив ее активное и реактивное сопротивление, можно судить о геометрических размерах трубы.

Датчик индикатора износа бурильных труб монтируют в механизме труборазворота РТ-1200.

В поставляемый комплект входят вторичный прибор, датчик, кабель питания, запасные детали и приспособления.

ТОЛЩИНОМЕР Т-1

Толщиномер Т-1 предназначен для измерения толщины стенок стальных бурильных труб геологоразведочного сортамента в полевых условиях без нарушений их целостности. Прибор позволяет отбраковать бурильные трубы, непригодные для дальнейшей эксплуатации. Кроме того, по сравнению с шаблоном прибор исключает преждевременную отбраковку труб, которые еще можно использовать. При помощи прибора можно определять износ труб не только по наружному диаметру, но и по внутреннему.

Техническая характеристика

Пределы толщины измеряемых стенок, мм	0,1–6
Погрешность прибора в эксплуатационных условиях, мм	±0,3
Потребляемая мощность, В·А	200
Питание	Переменный ток (35 В, 50 Гц)
Условия эксплуатации прибора:	
температура окружающей среды, С	–30÷ +50
влажность окружающего воздуха при температуре 35 °С, %	95
колебания от номинального питания, %	–20 ÷ +10
Масса прибора, кг	12

В основу работы прибора положен электрический метод измерения толщины, заключающийся в измерении электрического сопротивления участка трубы с помощью четырех электродов, которые вмонтированы в легкий портативный датчик. На наружную поверхность измеряемой трубы помещают две пары электродов. Через одну пару пропускают постоянный ток, а с помощью другой определяют падение напряжения на измеряемом участке трубы. Значение падения напряжения зависит от толщины стенки.

Показывающий прибор имеет компенсационную схему измерения. Напряжение датчика, предварительно усиленное, сравнивается с напряжением компенсатора, выходное напряжение которого пропорционально углу поворота его ротора. С ротором компенсатора кинематически связано отсчетное устройство, стрелка которого указывает значение измеряемого параметра по шкале прибора. В механизме шкалы смонтирована регулируемая установка минимального допустимого значения толщины стенки. Если толщина стенки измеряемой трубы окажется ниже значения установки, то на передней панели прибора загорится сигнальная лампочка. Прибор калибруется по эталону трубы, входящему в комплект поставки.

ДЕФЕКТОСКОП БУРИЛЬНЫХ ТРУБ ДБТ

Дефектоскоп ДБТ предназначен для обнаружения трещин на высаженных концах бурильных труб геологоразведочного сортамента без разборки резьбовых соединений в полевых условиях во время спускоподъемных работ и при нахождении труб на стеллажах. Прибор можно использовать для контроля механизмов и оборудования буровых.

В основу работы прибора положен импульсивный метод ультразвуковой дефектоскопии. Пьезодатчик генерирует корот-

кий ультразвуковой сигнал, который через слой воды вводится в изделие. Ультразвуковой импульс отражается от торцовой части труб и от дефектных участков, расположенных в ее высаженной части. Отраженные импульсы принимаются тем же пьезодатчиком, который после излучения сигнала работает в прежнем режиме. Сигнал от противоположной поверхности ("дна") изделия приходит позднее, чем сигналы от дефектных участков.

Техническая характеристика

Максимальная глубина обнаруживаемых трещин, мм	0,7
Электропитание:	
насоса	Переменный ток (220 В, 50 Гц)
показывающего прибора	Переменный ток (36 В, 50 Гц)
Максимально потребляемая мощность, В·А	
прибором	200
насосом	700
Максимальный расход технической воды для контроля колонны труб длиной 1000 м, л	300

Дефектоскопия высаженных концов бурильных труб производится без разборки резьбовых соединений. При появлении импульса от дефектных участков блок генераторно-усилительной приставки (ПГУ) автоматически включает красную лампу. Когда появляется данный импульс, загорается зеленая лампа. Таким образом, обеспечивается возможность контроля бурильных труб без непрерывного наблюдения по экрану дефектоскопа. На дефектоскопию одного высаженного конца затрачивается не более 1,5 мин. Дефектоскоп ДБТ выполнен как переносный прибор.

ПЕРЕДВИЖНАЯ ДЕФЕКТОСКОПИЧЕСКАЯ СТАНЦИЯ ПДС

Станция ПДС предназначена для комплексного неразрушающего контроля элементов колонны бурильных, колонковых и утяжеленных труб геологоразведочного сортамента непосредственно в полевых условиях с целью своевременной выбраковки изношенных изделий.

Станция позволяет: обнаруживать усталостные трещины в высаженных концах стальных бурильных труб диаметром 50 мм; контролировать наружные диаметры муфт и замков к трубам диаметрами 42, 50 и 63 мм; измерять толщину стенки у упорного торца внутренней резьбы труб УБТ диаметрами 73 и 89 мм; обнаруживать трещины в корпусе наголовников диаметром 83 мм к полуавтоматическим элеваторам.

Техническая характеристика

Глубина обнаружения трещины в высаженных концах бурильных труб, мм, более	0,5
Диапазон измерения толщины стенок бурильных и колонковых труб, мм	2–6
Основная погрешность измерения толщины стенок, мм	0,3
Диапазон регулирования порога сигнализации износа наружного диаметра бурильных труб, %	3–6*
Питание	Переменный ток (220 ± 44 В, 50 ± 1 Гц)
Потребляемая мощность, В·А	1700
Ориентировочный расход технической воды для контроля колонны длиной 1000 м, л	300
Непрерывность работы, ч, не менее	8

* От поперечного размера бурильных труб.

В состав оборудования передвижной дефектоскопической станции входят дефектоскоп бурильных труб ДБТ, детектор износа труб ДИТ, ультразвуковой толщиномер "Кварц-6", шаблоны. Для обнаружения усталостных трещин в высаженных концах бурильных труб геологоразведочного сортамента без разборки резьбового соединения труб с муфтами и замками используется дефектоскоп ДБТ. Он предназначен для контроля труб во время спускоподъемных операций и труб, находящихся на стеллажах, а также для выявления трещин в корпусе наголовников. Для сигнализации при уменьшении наружного поперечного размера бурильных труб на величину, превышающую 3 % от номинального значения диаметра, употребляется детектор ДИТ.

Отбраковка бурильных труб производится при совместном использовании детектора ДИТ и толщинометра "Кварц-6". Ультразвуковой толщинометр "Кварц-6" предназначен для измерения толщины стенки бурильных труб при одностороннем доступе к контролируемой поверхности. Толщиномер состоит из датчика и показывающего прибора. В нем используется эхоимпульсный ультразвуковой метод, позволяющий измерять толщину стенки в период прохождения ультразвуковой волны в контролируемом изделии. С помощью прибора "Кварц-6" определяется толщина стенок бурильных труб в тех сечениях, где срабатывает сигнализация прибора ДИТ.

Для проверки износа наружного диаметра муфт и замков и контроля толщины стенки упорного торца внутренней резьбы применяют шаблоны, представляющие собой измерительные скобы. Обслуживают станцию два оператора.

25 ТАМПОНИРОВАНИЕ СКВАЖИН

Тампонирование 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 скважин 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.

Тампонирование 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.

25.1. МАТЕРИАЛЫ ДЛЯ ПРИГОТОВЛЕНИЯ ТАМПОНАЖНЫХ СМЕСЕЙ

Для приготовления тампонажных смесей применяются следующие материалы.

Вяжущие материалы: 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.

Материалы, предназначенные для регулирования сроков схватывания и реологических характеристик тампонажных растворов: ускорители и замедлители схватывания, пластификаторы, понизители водоотдачи.

Жидкости затворения: пресная и минерализованная вода, углеводородные жидкости.

ВЯЖУЩИЕ ВЕЩЕСТВА

Наиболее часто в практике разведочного бурения употребляется цемент на основе портландцементного клинкера (портландцемент) и глиноземистого клинкера (глиноземистый цемент).

Портландцемент представляет собой порошкообразный вяжущий материал, в состав которого входят высокоосновные силикаты кальция, оксиды глинозема, железа и другие примеси. Содержание основных оксидов в портландцементе колеблется в следующих пределах: 60–66 % оксида кальция, 18–25 % кремнезема, 4–8 % глинозема, 0,5–5 % оксида железа, 0,1–5 % оксида магния. Свойства портландцемента могут меняться в зависимости от состава клинкера. Портландцемент имеет плотность 3,1–3,15 г/см^3, насыпную массу – 900–1100 кг/м^3 и удельную поверхность – 250–400 м^2/кг. Тонкость помола цемента должна быть такой, чтобы при просеивании сквозь сито № 008 (размер основной ячейки в свету 0,08 мм) по ГОСТ 3584–73 проходило не менее 85 % от массы пробы.

Глиноземистый цемент – быстротвердеющее вяжущее вещество, в составе которого преобладают низкоосновные алюминаты кальция. Глиноземистый цемент получают обжигом до спекания или плавления сырьевой смеси, состоящей из известняка и бокситов, с последующим размолом. В состав цемента входят: глинозем – 40 %, окись кальция – 40 %, окись кремния – 10 % и оксиды железа – 9 %. 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 собой 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 (БСС).

Известь получают из мергелистых известняков путем их обжига при 900 °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 тампонировании скважин в качестве самостоятельного материала. Кроме того, известь выполняет функции структурообразователя и активной минеральной добавки к цементным и известковым растворам.

СИНТЕТИЧЕСКИЕ СМОЛЫ И ОТВЕРДИТЕЛИ

Смолы представляют собой высокомолекулярные органические соединения (полимеры). Они используются для борьбы с поглощениями. Применяются следующие составы смол.

Карбамидные смолы: мочевино-формальдегидные (МФ-17, МФ-60, М-270, М-19-62, КС-68 «Б», М-3), меламино-мочевино-формальдегидные (ММФ-50), мочевиноформальдегиднофурфуроловые (МФФ-М), карбомидформальдегидные (КФ-Ж). Они представляют собою 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 аммоний.

Наиболее широко в качестве отвердителя применяются соляная и щавелевая кислоты в виде водного раствора. Общее содержание воды в рабочем растворе смолы не должно превышать 50 %. В целях безопасности соляная кислота применяется в виде 10 %-ного раствора, а щавелевую кислоту можно добавлять и в порошкообразном виде.

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. Каучук в латексе находится в виде отрицательно заряженных взвешенных глобул, размеры которых колеблются от 0,1 до 6 мкм. На поверхности частиц каучука расположен адсорбционный слой поверхностно-активных веществ (белков, жирных кислот и др.), препятствующий быстрой коагуляции и обеспечивающий устойчивость латекса.

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.

Для борьбы с поглощениями используются следующие марки латексов: с высокой концентрацией сухого вещества (50–60 %) – СКС-50КГП, СКС-300Х, СКС-С; малоконцентрированные латексы (МКЛ) с содержанием сухого вещества 25–30 % – ДВХВ-70, ДВМП-100, СКМС-30АРК.

Для регулирования свойств тампонажных растворов применяют ускорители схватывания: $CaCl_2$, KCl, NaCl, силикат натрия; замедлители схватывания: ССБ, КССБ, полифенол лесохимический (ПФЛХ), гипсы; понизители водоотдачи и стабилизаторы: глина, акриловые полимеры, эмульсии синтетических латексов.

25.2. ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ ПАРАМЕТРЫ ТАМПОНАЖНЫХ РАСТВОРОВ

Свойства тампонажных растворов зависят от состава исходных компонентов, их соотношений, режима перемешивания и температуры.

Для правильного выбора состава тампонажных 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 массового количества воды к массовому количеству цемента и для нормальных цементных растворов находится в пределах 0,4–0,6.

Растекаемость тампонажного раствора определяется с помощью конуса АзНИИ (рис. 25.1). Прибор состоит из формы-конуса *1* и измерительного столика *2* с установочными винтами *3*. Форма-конус имеет внутренние диаметры верхнего основания 37 мм, нижнего – 70 мм, высоту – 60 мм.

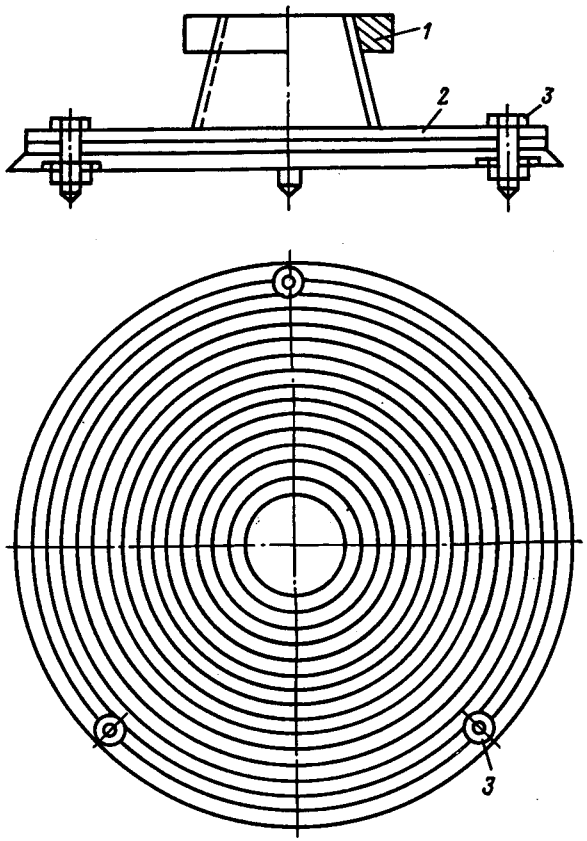


Рис. 25.1. Конус АзНИИ для определения растекаемости цементных растворов

Измерительный столик – это плита, снабженная шкалой, которая представляет собой концентрические окружности с минимальным диаметром 70 мм и максимальным не менее 250 мм. Цена деления шкалы 5 мм. Столик должен быть покрыт диском из стекла.

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. Внутреннюю поверхность конуса и стекло перед испыта-

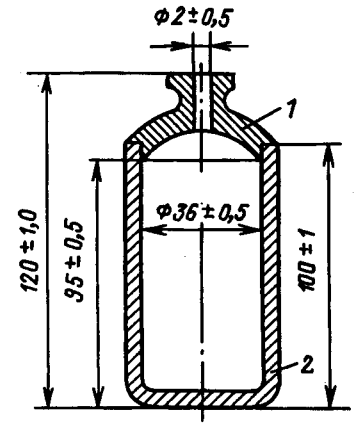


Рис. 25.2. Пикнометр:
1 – пробка; *2* – стакан

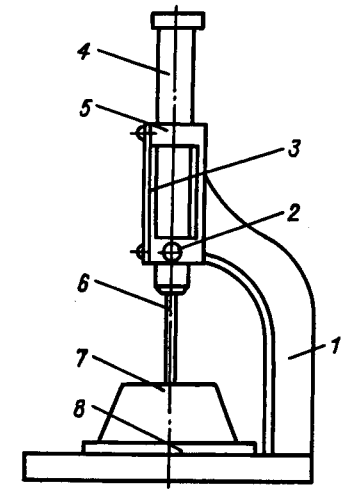


Рис. 25.3. Прибор Вика

нием протирают влажной тканью. Смесь готовят в мешалке, время перемешивания – 3 мин. Цементным раствором заполняют форму-конус до верхнего торца. Интервал времени от момента окончания перемешивания до момента заполнения конуса не должно быть более 5 с. Затем конус плавно поднимают в вертикальном положении. Диаметр расплыва цементного теста измеряется во взаимно перпендикулярных направлениях. Среднее значение из результатов двух измерений принимается за растекаемость. Растекаемость нормальных растворов должна быть не менее 180 мм и не более 220 мм.

Плотность определяется с помощью лабораторных весов общего назначения и пикнометра объемом 100±0,5 см^3 (рис. 25.2). Вначале определяют массу чистого сухого пикнометра с погрешностью до 1 г. По окончании перемешивания цементного теста заполняют им пикнометр и закрывают его крышкой, при этом цементное тесто должно заполнить канал в крышке пикнометра. Избыток теста, выступивший из отверстия в крышке, удаляют влажной тканью. Определяют массу пикнометра, заполненного цементным тестом, с погрешностью до 1 г. Плотность цементного теста $\rho_{ц.р}$ вычисляют с округлением до 0,01 г/см^3 по формуле

$$\rho_{ц.р} = (m_2 - m_1)/V, \qquad (25.1)$$

где m_1 и m_2 – масса пустого пикнометра и заполненного цементным тестом, г; 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 °С. Через 3 ч измеряют объем отделившейся сверху воды. Коэффициент водоотделения вычисляют по формуле

$$K_в = (V_1 + V_2)/5, \qquad (25.2)$$

где V_1 и V_2 – объемы отделившейся воды соответственно в первом и втором цилиндрах, $см^3$.

Расчеты выполняют с округлением до 0,1 %. Погрешность измерения должна быть не более 0,4 %.

Сроки схватывания определяются с помощью иглы Вика (рис. 25.3). 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 *6* 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 схватывания цементного раствора считают время, прошедшее от начала затворения до момента, когда игла не доходит до подставки на 1–2 мм, концом схватывания – время от начала затворения до момента, когда игла погружается в тесто на глубину от 1 до 3 мм.

Затвердевший цементный камень должен удовлетворять ряду требований:

обладать достаточной механической прочностью;

быть непроницаемым для промывочных жидкостей, пластовых вод и газа;

быть стойким к 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 размерами 20×20×100 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 °С, по истечению 48 ч после затворения следует извлечь из воды и испытать не позднее чем через 15 мин на приборе МИИ-100.

Предел прочности при изгибе (в МПа) рассчитывают для каждого образца-балочки по формуле

$$\sigma_и = 0{,}015P, \qquad (25.3)$$

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 размерами 20×25 мм. Предел прочности на сжатие (в МПа) вычисляют по формуле

$$\sigma_{сж} = 0{,}002P. \qquad (25.4)$$

Предел прочности на сжатие цементного камня вычисляют как среднее арифметическое значение результатов испытания трех образцов с округлением до 0,1 МПа.

25.3. СХЕМЫ ТАМПОНИРОВАНИЯ ПРИ БОРЬБЕ С ПОГЛОЩЕНИЯМИ ПРОМЫВОЧНОЙ ЖИДКОСТИ И ВОДОПРОЯВЛЕНИЯМИ

Перед выполнением тампонажных работ в скважине проводятся 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 там-

понажных работ. Критерием выбора этих параметров является коэффициент поглощающей способности

$$K_т = Q / \sqrt{h_с - h_д}\,. \qquad (25.5)$$

где Q – расход жидкости при исследовании или бурении скважины, м^3/ч; $h_с$ и $h_д$ – соответственно статический и динамический уровни жидкости в скважине, м.

Этот коэффициент широко 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 $K_т$	< 0,6	0,6–2,0	2,0–4,0	4,0–10,0	10,0–15,0	> 15,0

Схемы выполнения тампонажных работ для ликвидации поглощений различной интенсивности приведены на рис. 25.4.

Схема «*а*» рекомендуется для ликвидации поглощений, относящихся к I–III категориям по величине $K_т$. 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 спускают до подошвы проницаемой зоны.

Тампонирование по схеме, «*б*» проводится при частичных поглощениях и слабых водопроявлениях. Закачка тампонажной смеси под избыточным давлением обеспечивает ее надежное 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 глубине залегания поглощающего горизонта 200–400 м и при статическом уровне до 50 м.

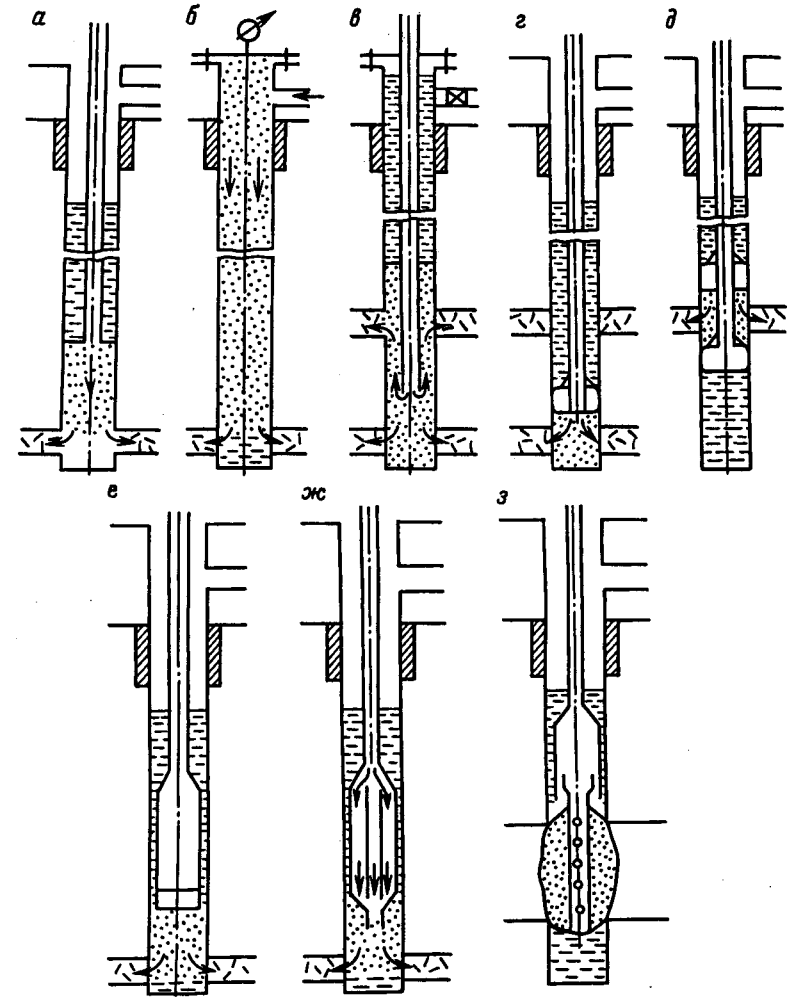


Рис. 25.4. Схемы тампонирования поглощающих горизонтов (по Л.М. Ивачеву

В схеме «*г*» ствол скважины перекрывается пакером, который устанавливается над 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. Эта схема

«*д*» 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 гидроразрыве пород или некачественно выполненной ранее изоляции поглощения промывочной жидкости. В скважине устанавливается двойное пакерующее устройство, и смесь закачивается под давлением в зону поглощения.

Схема «*е*» применяется для изоляции высокоинтенсивных поглощений ($K_т$ = 4), которые относятся к III–IV, реже V категории. При частичном или полном вскрытии поглощающего горизонта БСС спускается в скважину в колонковой трубе, и вследствие 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 категориям. Тампонажная смесь доставляется в скважину в специальном тампонажном снаряде с раздельным расположением вяжущего вещества и отвердителя. Смесь выдавливается и готовится непосредственно в проницаемой зоне. БСС имеет короткие сроки схватывания, заполнение ею трещин происходит за счет избыточного давления, создаваемого в момент выдавливания смеси и гидростатического давления.

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.

25.4 ОБОРУДОВАНИЕ И УСТРОЙСТВА ДЛЯ ЦЕМЕНТИРОВАНИЯ СКВАЖИН

Цементирование обсадных колонн и выполнение тампонажных работ являются трудоемкими операциями, требующими приготовления больших объемов раствора и доставки его в короткий срок в скважину. Для качественного

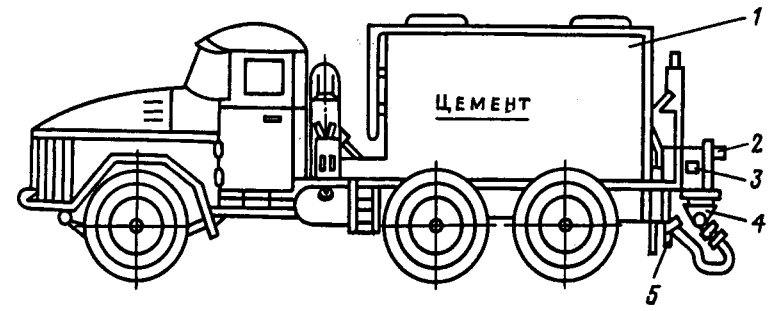


Рис. 25.5. Цементно-смесительная машина СМ-4М

выполнения этих работ применяют специальное оборудование: цементно-смесительные машины, цементировочные агрегаты, цементировочные головки, трубопроводы и шланги для обвязки устья скважины, а также скважинное оборудование: пакерующие устройства, 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. 25.5).

Цементный раствор приготавливают с помощью дозирующего шнека *2*, смонтированного в нижней части бункера *1*. Цемент подается шнеком к задней стенке бункера в приемную воронку *3* и далее в смесительное устройство *4*. С другой стороны к смесительному устройству подводится вода. Струя воды, вытекающая из сопла штуцера смесительного устройства, создает в нем разряжение и, захватывая цемент, направляет его в напорную трубу *5*, где цемент перемешивается с жидкостью. Плотность цементного раствора регулируется изменением частоты вращения шнека.

Производительность СМ-4М составляет 0,4–0,6 м^3/мин, плотность приготовляемого 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.

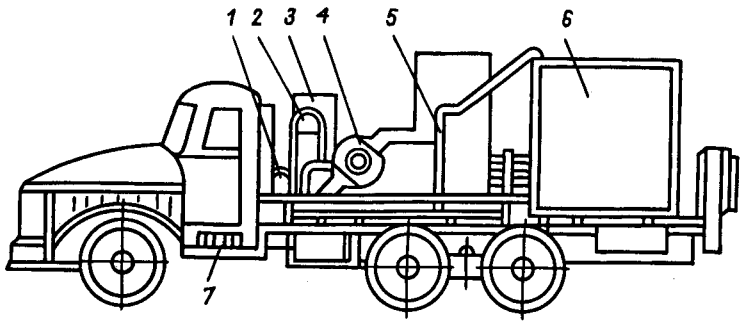


Рис 25.6. Цементировочный агрегат ЦА-320М:
1 – коробка отбора мощности; *2* – водоподающий насос; *3* – вспомогательный двигатель; *4* – двухпоршневой насос; *5* – труба сброса; 6 – мерный бак; *7* – шасси автомобиля

Она имеет производительность по раствору до 1,2 м^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 (рис. 25.6), смонтированный на шасси автомобиля высокой проходимости КрАЗ-257. Цементировочный агрегат включает следующие узлы: коробку отбора мощности, водоподающий насос 1В, вспомогательный двигатель ГАЗ-51А, двухпоршневый насос 9Т высокого давления с приводом от транспортного двигателя автомашины, мерный бак, разделенный внутренней перегородкой на две полости объемом 3,2 м^3 каждая и манифольд, позволяющий составлять различные схемы подсоединения агрегата.

Параметры работы агрегата (производительность и давление) зависят от частоты вращения двигателя и диаметра втулок насоса. Максимальное давление агрегата составляет 32 МПа.

Характеристика режимов работы цементировочного агрегата ЦА-320М

Включенная передача		II			III	
Частота вращения коренного вала насоса, об/мин		27			48	
Диаметр втулки цилиндра насоса, мм	100	115	127	100	115	127
Подача, л/с	2,9	4,0	4,9	5,2	7,0	8,7
Давление нагнетания, МПа	32	23	18,5	18	13,4	10,7
Включенная передача		IV			V	
Частота вращения коренного вала насоса, об/мин		73			110	
Диаметр втулки цилиндра насоса, мм	100	115	127	100	115	127
Подача, л/с	7,9	10,7	13,3	11,9	16,1	20,0
Давление нагнетания, МПа	11,7	8,7	7,0	7,8	5,8	4,7

При закачивании тампонажного раствора в скважину под давлением с использованием тампонажного устройства ТУ-7 (рис. 25.7) на устье скважины устанавливают герметизатор (25.7, *а*). Герметизатор имеет регулировочный вентиль *2*, уплотняющую манжету *4*, находящуюся в обсадной трубе *6*. В процессе тампонирования хвостовик *5* герметизатора присоединяют к бурильным трубам. Перемещением рукоятки *1* вентиля поток нагнетаемой в скважину жидкости через трубу *3* можно направить как во внутреннюю полость бурильных труб, так и в межтрубное пространство.

Пакер (рис. 25.7, *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 *3*. Манжеты опираются на шайбы *5* и упорную гайку *6*. Винт *8* соединяет кожух *3* с опорой *9*. Для приведения пакера в рабочее положение необходимо через колонну бурильных труб сбросить шар *7*. Во время нагнетания жидкости по бурильным трубам во внутреннюю полость пакера кожух *3* смещается по хвостовику *10* в нижнее положение до упора в головку *11*. Манжеты *4* при этом расправляются и перекрывают ствол скважины. По окончании тампонирования пакер поднимают без каких-либо дополнительных операций, что существенно упрощает его эксплуатацию.

Скважинный контейнер-смеситель (рис. 25.7, *в*) служит для спуска жидкого ускорителя схватывания в зону поглощения. Он состоит из концентрично расположенных труб *2* и *3*, соединенных между собой переходниками *1* и *6*. Перед спуском в скважину межтрубное пространство контейнера заполняют жидким ускорителем схватывания. Для предупреждения преждевременного истечения ускорителя служит втулка *7*. БСС образуется при смешивании основного компонента смеси, нагнетаемого с поверхности, с жидким ускорителем схватывания, выдавливаемым из межтрубного пространства в полость *8* через отверстия *5*. Отверстия открываются при смещении втулки *7* до ограничителя *9* за счет давления жидкости на шар *4*.

Известны многочисленные тампонажные устройства, разработанные и изготовляемые в институтах техники и методики

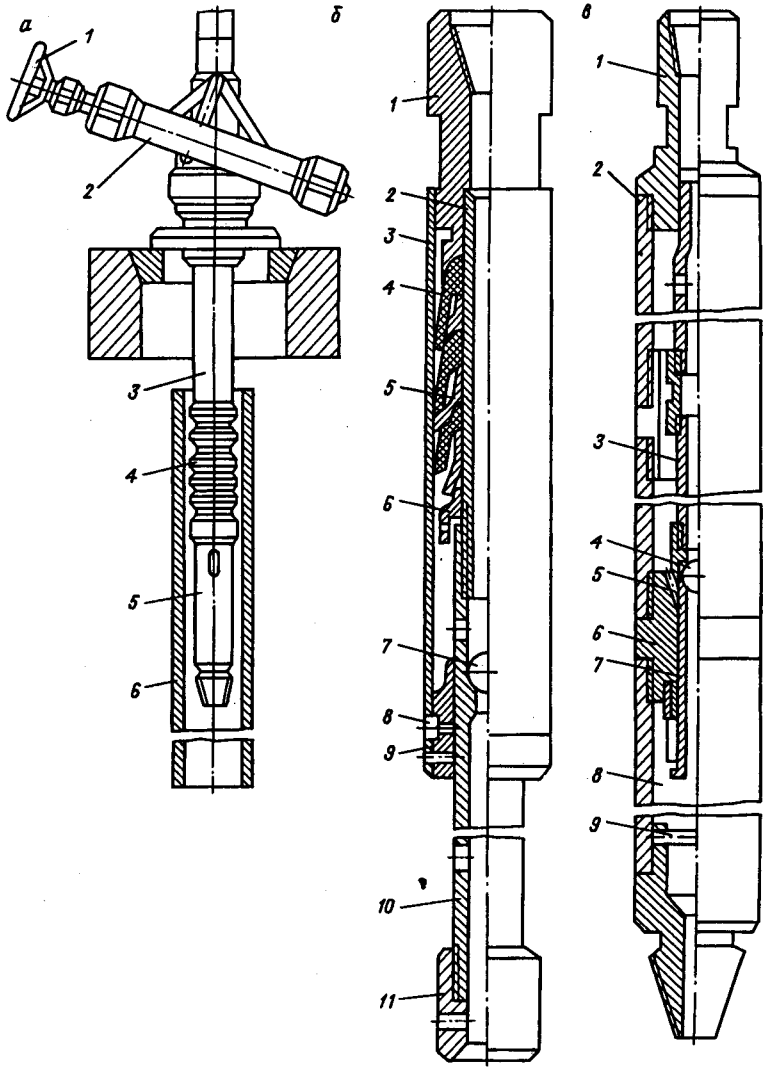


Рис. 25.7. Тампонажный комплект ТУ-7

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 типов, съемных и стационарных.

25.5. ТЕХНОЛОГИЯ РАБОТ ПО ЦЕМЕНТИРОВАНИЮ СКВАЖИН

Технология цементирования скважин включает в себя комплекс приемов и правил и схему их 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 с заданными свойствами и низкой проницаемостью.

В разведочном бурении используют различные схемы тампонирования обсадных колонн; тип схемы и способ ее реализации зависят от глубины скважины и ее назначения (рис. 25.8).

Схема «*а*» применяется для герметизации нижней части обсадных труб неглубоких скважин. Перед выполнением тампонажных работ обсадные трубы приподнимают над забоем скважин. Тампонажную смесь доставляют в призабойную зону в колонковой трубе или закачивают через бурильные трубы, после чего обсадные трубы спускают и устанавливают на забой. По истечении времени затвердевания тампонажного камня скважину разбуривают. В ряде случаев в качестве тампонажного материала применяют пластичную глину.

Объем требуемой тампонажной смеси

$$V = 0{,}785\,KD_c^2h, \qquad (25.6)$$

где $K = 1{,}1 \div 1{,}3$ – коэффициент, учитывающий разработку ствола скважины; D_c – 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 герметизирующее устройство. Тампонажный раствор продавливают в затрубное пространство с помощью бурового насоса или цементировочного агрегата при загерметизированном устье скважины с использованием продавочной жидкости. После за-

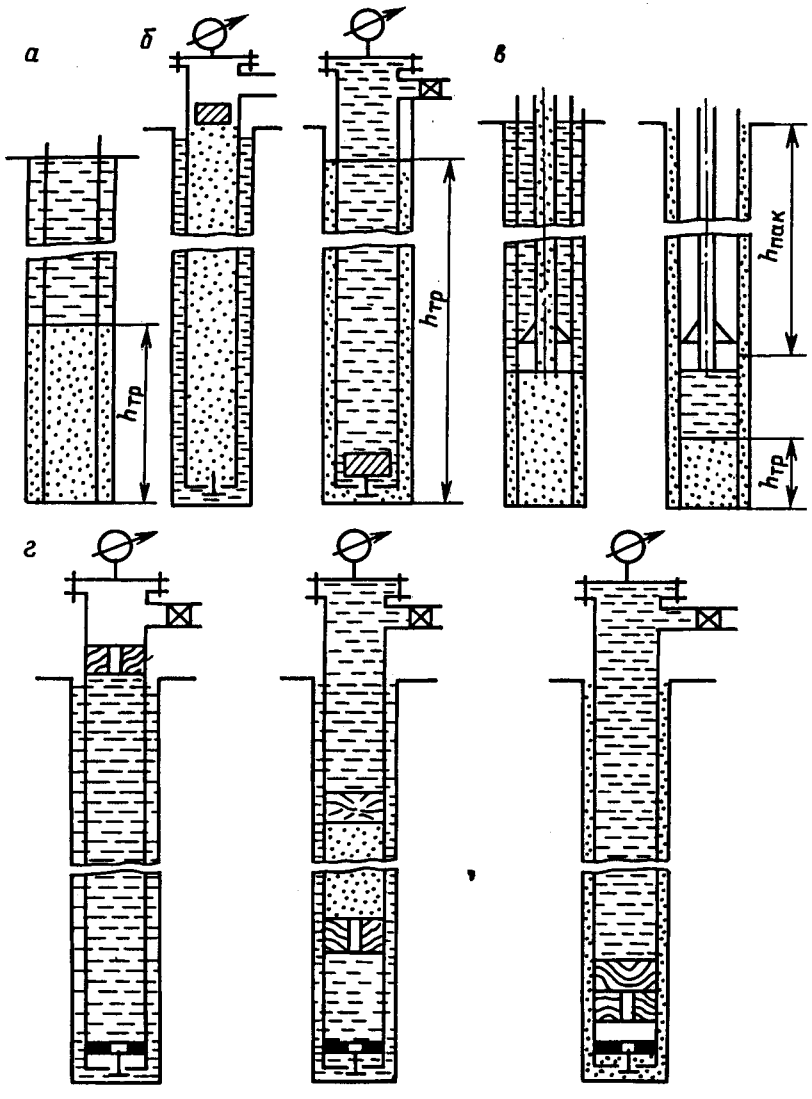


Рис 25.8. Схемы тампонирования обсадных колонн

вершения тампонажных работ задвижка герметизирующего устройства закрывается.

Объем требуемого тампонажного раствора

$$V_{т.с} = 0{,}785K\left(D_с^2 - D_{тр}^2\right)h_т. \qquad (25.7)$$

Объем продавочной жидкости

$$V_{п.ж} = 0{,}785\,d_{тр}^2 h_т. \qquad (25.8)$$

Здесь $D_{тр}$ и $d_{тр}$ – соответственно наружный и внутренний диаметры обсадных труб, м; $h_т$ – 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 спуска обсадной колонны и наличии в разрезе пористых проницаемых пород необходимо использовать тампонажные растворы с пониженным водоотделением.

Схема «*в*» применяется при цементировании длинных обсадных колонн. В нижней части колонны устанавливают пакер. По бурильным трубам через пакер закачивают буферную жидкость, затем расчетное количество цементного раствора и продавочной жидкости.

Объем цементного раствора

$$V_{ц.р} = 0{,}785\left[K\left(D_с^2 - D_{тр}^2\right)h_т + d_{тр}h_т\right]. \qquad (25.9)$$

Объем продавочной жидкости

$$V_{п.ж} = 0{,}785\left[d_{тр}^2\left(h_п + h_т\right) + d_{тр}h_п\right], \qquad (25.10)$$

где $h_п$ – 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 спускают обсадную колонну, в нижней части которой установлены обратный клапан и стоп-кольцо. 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 закачан 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 верхняя пробка гонит вниз 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 достигнет 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, следует непрерывно контролировать. 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 (25.9) и (25.10).

25.6. ЛИКВИДАЦИОННОЕ ТАМПОНИРОВАНИЕ И ЛИКВИДАЦИЯ СКВАЖИН

После окончания бурения скважин проводят ликвидационное тампонирование, цель которого – устранить проникновение в скважину поверхностных и подземных вод, а также предотвратить загрязнение водоносных горизонтов после извлечения обсадных труб.

При выполнении работ по ликвидационному тампонированию, имеющему важное значение для охраны недр, следует руководствоваться утвержденными инструкциями и правилами, действующими в данном регионе.

В зависимости от горных, геологических и гидрогеологических условий разведуемой площади применяется простой, или сложный (специальный) способ ликвидационного тампонирования. Перед ликвидационным тампонированием необходимо выполнить следующие работы:

1) произвести кавернометрию скважины с целью определения более точного ее объема;

2) выполнить комплекс расходометрических исследований для выявления неизолированных поглощающих 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 его надежного вытеснения и предупреждения разбавления тампонажной смеси скважины тампонируются поинтервально снизу вверх.

В скважину спускают бурильные трубы, нижний конец которых должен быть на 1–2 м выше забоя, после чего закачивают тампонажную смесь, количество которой должно 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 размерами 1×1×1 м. Затем обсадную трубу срезают на 0,8 м ниже уровня земли и сверху закрывают металлической крышкой с надписью (номер скважины, год ликвидации, краткое название геологоразведочной организации). При отсутствии труб устье перекрывают бетонной плитой размерами 0,8×0,8×0,2 м с аналогичной надписью, и шурф засыпают землей.

Специальный метод ликвидационного тампонирования скважин заключается в заполнении объема скважины от забоя до устья тампонажной смесью с установкой разделительных изолирующих пробок. Эти пробки могут иметь любую конструкцию, обеспечивающую надежность их фиксации в заданных интервалах и устойчивость при возможных нагрузках (давление, развиваемое буровым насосом и цементировочным агрегатом при тампонировании, столбом жидкости в скважине и т.д.). Тип и конструкция разделительных пробок, метод их установки выбираются технологической службой

геологоразведочного предприятия и предусматриваются проектом ликвидационного тампонирования скважин.

Разделительные изолирующие пробки устанавливают в кровле горных выработок, угольных пластов рабочей мощности, рудных тел, которые рассматриваются как перспективные горные выработки. Такие пробки можно не устанавливать в пределах проявившихся в процессе бурения напорных и поглощающих горизонтов, на контакте коренных и покровных отложений, а также в почве горных выработок и водоносных горизонтов.

Разделительные пробки устанавливают в кровле горной выработки на расстоянии не менее 40-кратной ее мощности, в почве горной выработки на расстоянии не менее ее 4-кратной мощности, в кровле поглощающих и водопроявляющих горизонтов, сложенных плотными породами.

Тампонажная смесь готовится в объеме для заполнения определенного интервала. Интервал тампонирования за один прием (длина моста) обусловлен расстоянием между разделительными пробками или длиной разового заполнения объема скважины (50–100 м при диаметре скважины до 76 мм; 200–300 м при диаметре более 76 мм). После тампонирования определенного интервала и установки изолирующей пробки процесс приготовления смеси повторяется.

При выборе рецептуры тампонажной смеси необходимо учитывать агрессивность подземных вод.

Объем тампонажной смеси для тампонирования интервала скважины (в м^3) определяют по формуле

$$V_{т.р} = 0{,}785(K_з + K_п) D_с^2 l_ц, \qquad (25.11)$$

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 $K_з = 1{,}2$; $K_п$ – коэффициент потерь раствора при одном цикле закачки: $K_п = 0{,}08–0{,}15$; $D_с$ – диаметр скважины по данным кавернометрии, м; $l_ц$ – длина разового интервала тампонирования, м.

Количество продавочной жидкости, нагнетаемой за один цикл (в м^3) находится из выражения

$$V_{п.ж} = 0{,}785\, d_0^2\, h_{б.т}, \qquad (25.12)$$

где d_0 – внутренний диаметр заливочных труб, м; $h_{б.т}$ – 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 ч 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.

26 ОСНОВНЫЕ ПРАВИЛА ТЕХНИКИ БЕЗОПАСНОСТИ ПРИ ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНЫХ РАБОТАХ

26.1. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

1. Буровые работы должны выполняться в соответствии с утвержденными в установленном порядке проектами и в полном соответствии с Едиными 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 экспедиции или партии, с составлением акта на готовность буровой к забурке в соответствии с требованиями указанных выше Единых правил. В состав комиссии при приемке буровой установки для бурения скважины глубиной более 1200 м должен входить представитель местного органа Госгортехнадзора.

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 другого 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 использовании новых видов оборудования, инструментов и механизмов, а также при внедрении новых правил и инструкций по технике безопасности рабочие должны пройти дополнительный инструктаж по технике безопасности.

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, которая должна храниться у инженера рабочих по технике безопасности или у руководителя работ (начальника отряда, участка и т.д.).

6. Продолжительность предварительного обучения рабочих по технике безопасности устанавливается главным инженером экспедиции, партии в зависимости от характера выполняемой работы.

После прохождения обучения каждый рабочий направляется на свое рабочее место, где он работает под руководством квалифицированного рабочего на правах ученика в течение срока, предусмотренного утвержденной программой производственного обучения.

В течение этого срока рабочий, вновь поступивший или переведенный с другой работы, должен практически усвоить Правила безопасного ведения работ, сдать экзамен по специальности и получить соответствующее удостоверение на право ведения работ.

Экзаменационная комиссия для приема испытаний назначается начальником экспедиции, партии.

7. Каждый рабочий должен выполнять работу, по которой он прошел обучение. Выполнение других работ без соответствующего обучения и инструктажа по технике безопасности запрещается.

8. Перед началом работы машинист буровой установки обязан тщательно проверить исправность станка, насоса, двигателя, всех предохранительных устройств и инструмента.

9. Запрещается: начинать работу при любой неисправности до ее устранения; пускать станок без установленных

и закрепленных ограждений (ограждения шпинделя, муфты и др. вращающихся частей); пускать двигатель с включенным фрикционом станка; пускать станок, оставляя рукоятку ручного подъема на валу лебедки; браться руками за канат во время работы лебедки; пускать насос без ограждения приводного ремня; надевать и снимать приводной ремень на ходу; оставлять работающий станок без присмотра.

10. Машинист буровой установки, сдающий смену, обязан поставить в известность принимающего о всех замеченных неисправностях и неполадках, которые опасны при продолжении работы. Все замечания буровой мастер должен записать в журнал сдачи-приемки смены.

11. В случае обнаружения опасности для работающих или неисправности оборудования, буровой мастер и его помощник обязаны немедленно принять меры к их устранению; при невозможности устранения опасности следует прекратить работы, выйти в безопасное место и поставить в известность лиц технического надзора (старшего мастера, прораба буровых работ, начальника отряда).

Об устранении опасности или о прекращении работ буровой мастер должен сделать соответствующую запись в журнале сдачи-приемки смены.

12. На каждой буровой установке должен быть Журнал замечаний по технике безопасности.

Руководитель работ (прораб, буровой мастер, начальник отряда) обязан периодически, но не реже одного раза в декаду, проверять состояние техники безопасности на рабочих местах и результаты проверки заносить в Журнал замечаний по технике безопасности.

13. Все рабочие и лица технического персонала в соответствии с утвержденными нормами должны быть снабжены и обязаны пользоваться спецодеждой и индивидуальными средствами защиты: предохранительными поясами, касками, перчатками, защитными очками, рукавицами, диэлектрическими перчатками, соответственно профессии и условиям работы.

14. В случае привода бурового станка или насоса от электродвигателя все металлические части буровой установки, которые могут оказаться под напряжением, должны быть заземлены. Все заземляющие устройства должны отвечать требованиям подраздела "Электротехническое хозяйство" настоящего раздела. У распределительных щитов и пусковой аппаратуры должны находиться исправные защитные средства (диэлектрические резиновые коврики, перчатки).

15. При проведении работ вблизи объектов, представляющих угрозу для жизни и здоровья работающих (газо- и нефтепроводы, линии электропередач), должны быть приняты соответствующие меры предосторожности.

16. Ручной инструмент (кувалды, молотки, ключи, ломы и т.д.) необходимо содержать в полной исправности. Инструменты, имеющие рукоятки, должны быть прочно на них укреплены. Работа неисправным инструментом запрещается.

17. Ручной инструмент, применяемый на высоте более 2 м при ремонте кронблока или элементов вышки (мачты), требуется переносить в сумках и во время работы привязываться во избежание падения.

18. Удлинение рукояток штанговых ключей может быть произведено путем плотного надевания на них бесшовных патрубков без каких-либо повреждений. Длина сопряжения рукоятки с патрубком должна обеспечивать надежное соединение и безопасную работу. Общая длина плеча не должна превышать 2 м.

19. Работа на высоте более 2 м должна производиться на площадках (мостиках), имеющих перила и лестницы, а на высоте более 3 м рабочие должны применять предохранительные пояса. Запрещается работа на высоте (вышка и т.д.) во время грозы, ливня, гололедицы, сильного снегопада и при ветре 5 баллов и более на открытых местах.

20. При работе на высоте запрещается перебрасывать от одного рабочего к другому инструменты, материалы и пр.

По окончании работы на высоте необходимо убрать инструменты, детали, остатки материалов и т.п.

21. Помещения буровых стационарных и передвижных установок, электростанции и насосные должны быть обеспечены противопожарным инвентарем в соответствии с Инструкцией по соблюдению мер пожарной безопасности при производстве геологоразведочных работ.

22. На рабочих местах должны быть вывешены соответствующие инструкции, плакаты, предупредительные надписи и знаки по технике безопасности.

23. На каждом производственном объекте буровой вышки необходимо иметь аптечку для оказания первой помощи (йод, бинт, вату и т.д.) с наставлениями по оказанию первой медицинской помощи.

24. Вход в производственные помещения (буровые установки, передвижные электростанции, насосные и др.) посторонним лицам запрещается.

25. Запрещается допускать к работе лиц в нетрезвом состоянии.

26. Несчастные случаи, связанные с производством, должны расследоваться и учитываться в соответствии с Положением о расследовании и учете несчастных случаев, связанных с производством и действующими инструкциями о порядке этого Положения.

26.2. БУРОВЫЕ РАБОТЫ

1. Работы по бурению скважин могут быть начаты только на законченной монтажом буровой установке при наличии геолого-технического снаряда и после оформления акта о приемке буровой установки в эксплуатацию.

2. До пуска буровой установки должна быть тщательно проверена работа всех механизмов, состояние смазки, 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. Буровое оборудование (станки, двигатели, насосы и т.д.) необходимо устанавливать в соответствии с требованиями их эксплуатации и типовым схемам 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 следует содержать в исправности и чистоте.

6. При неисправности электрооборудования (чрезмерный нагрев, замыкание, искрение, дым и т.д.) необходимо отключить общий рубильник и вызвать дежурного электромонтера.

7. В процессе ремонтных работ на полатях и кронблочной площадке рабочий инструмент должен привязываться к ноге или поясу вышки. По окончании работы весь инструмент должен быть перенесен в отведенное для него место.

26.3. СТРОИТЕЛЬНО-МОНТАЖНЫЕ РАБОТЫ

1. Вышка и здание буровой установки (размеры основных элементов, а также размещение оборудования, освещение, отопление и т.д.) должны сооружаться в соответствии с проектом, утвержденным руководством экспедиции, партии.

Расчетная грузоподъемность вышек, мачт должна не менее чем в 1,5 раза превышать наибольшую нагрузку, возможную в процессе их эксплуатации.

2. Наименьшее расстояние по горизонтали от буровой установки должно быть не менее полуторной высоты наивысшего сооружения (вышки, мачты). Запрещается строительство и установка буровых агрегатов в пределах охранных зон действующих высоковольтных электрических сетей.

Размеры охранных зон согласно Правилам охраны высоковольтных сетей, определяются нормами, приведенными ниже.

Напряжение сети, кВ	1–20	35	110	220	400
Расстояние от внешних проводов до границ зоны, м	10	15	20	25	30

3. До начала монтажа буровых установок строительную площадку требуется спланировать и очистить. Планировка должна предусматривать устройство удобного подъезда и сточных канав для отвода дождевых вод и промывочной жидкости.

4. Расстояние от буровой установки до жилых и производственных помещений, железных и шоссейных дорог должно быть не менее полуторной высоты копра (мачты), а также должно удовлетворять нормам противопожарной безопасности.

Запрещается при производстве верховых работ одновременное нахождение рабочих, связанных общей работой, на разной высоте вышки или мачты.

5. Ширина рабочих проходов в буровом здании для обслуживания механизмов должна быть для стационарных установок не менее 1 м, для самоходных и передвижных – не менее 0,7 м.

6. Корпус буровой установки со сплошной обшивкой стен должен иметь световую площадь окон не менее 10 % от площади пола, и два выхода с открывающимися наружу дверями (основной и запасной).

7. Верхняя часть ног деревянных вышек должна иметь

оковку в виде двух стяжных металлических обручей, насаженных выше и ниже отверстия под шкворень.

Соединение ног вышек разрешается производить при помощи кронблочной рамы или шкворня с шайбами, гайками и шплинтом.

8. Блок необходимо подвешивать на глухой металлической серьге. Применять для этой цели стальной канат запрещается. Блок должен быть расчленен стальным канатом или цепью, концы которых закрепляются зажимами так, чтобы в случае разрыва серьги блок мог упасть вниз на расстояние не менее 1 м от места его подвески. Диаметр каната или цепи определяется расчетом.

9. Пол бурового здания должен быть ровным, без щелей, из стальных рифленых или гладких с направленным рельефом листов, или из досок толщиной не менее 50 мм и уложен на прочном основании.

10. Вышки со сплошной обшивкой граней должны иметь кроме внутренних также и наружные лестницы.

11. Для подъема и спуска людей допускается оборудовать вышки и мачты высотой до 12 м лестницами-стремянками; вышки высотой до 18 м и мачты высотой более 18 м – с маршевыми лестницами.

При ведении спускоподъемных операций без верхового рабочего или при использовании механического подъемника для перемещения рабочих допускается устанавливать лестницы тоннельного типа на вышках высотой свыше 18 м.

12. Лестницы тоннельного типа должны быть металлическими, шириной не менее 0,6 м, с шагом ступеней не более 0,4 м и иметь предохранительные дуги с радиусом 0,35–0,4 м, расположенные не более чем на 0,8 м одна от другой и скрепленные между собой тремя полосами. Расстояние дуг лестниц должно быть 0,7–0,8 м.

Лестницы-стремянки должны иметь ширину не менее 0,6 м и шаг ступеней не более 0,4 м.

13. Между маршами лестниц должны быть устроены переходные площадки шириной не менее ширины лестниц с перилами высотой 1–1,2 м, средней рейкой и бортовой доской высотой не менее 0,2 м. Пол переходных площадок должен быть из досок толщиной не менее 40 мм.

14. Маршевые лестницы должны иметь угол подъема не более 60°, ширину не менее 0,7 м, шаг ступеней не более 0,3 м и угол ступеней внутрь 2–5°, бортовые доски высотой 0,2 м и двусторонние перила высотой 1–1,2 м.

15. Полати должны иметь прочный настил из досок толщиной не менее 40 мм. Основание должно быть изготовлено из прочного настила и прикреплено к ногам вышки при помощи хомутов и болтовых соединений.

16. Шурф под устьем скважины требуется закрывать прочным щитом.

17. Бурильные и обсадные трубы, укладываемые на стеллажах, должны предохраняться от раскатывания прочными стойками или упорами.

18. Буровые вышки и мачты центрируются после их установки, а также периодически в процессе бурения скважины.

19. Рабочие места бурового мастера и его помощника на самоходных и передвижных буровых установках должны иметь прочный настил из досок толщиной 50 мм размером 3×4 м и защиту от ветра, атмосферных осадков и солнечных лучей.

20. Вышка или мачта буровой установки должна осматриваться и при необходимости ремонтироваться в следующих случаях:

а) через 2 мес после предыдущего осмотра;

б) до начала и после спуска колонны обсадных труб;

в) до начала и после перемещения без разборки;

г) после ветра силой 6 баллов для открытой местности и 8 баллов для таежной и лесной.

Результаты осмотра и ремонта должны быть записаны в Журнал замечаний по технике безопасности.

21. Буровые вышки и мачты высотой более 12 м должны укрепляться прочными растяжками со стяжными винтовыми муфтами. Нижние концы растяжек необходимо крепить к якорям. На конце каждой оттяжки должно быть не менее трех зажимов.

22. Вышки высотой более 15 м должны иметь кронблочную площадку и полати, огражденные перилами высотой 1–1,2 м со средней рейкой и бортовой доской высотой не менее 0,2 м. Вокруг кронблока должны быть устроены проходы шириной не менее 0,7 м.

СБОРКА И РАЗБОРКА ВЫШЕК

1. Сборка вышки на земле должна производиться на клетях или специальных козлах.

Приспособления для подъема вышек (канаты, козлы, стрелы и т.д.) должны иметь трехкратный запас прочности. До начала подъема исправность приспособлений должна быть проверена ответственным руководителем работ.

2. Подъем и спуск собранной буровой вышки или ее поло-

тен (пар) должен производиться с помощью подъемных лебедок или тракторов. При этом подъемные механизмы и рабочие должны находиться от вышки на расстоянии не менее ее полуторной высоты. Основания упорных ног вышки следует надежно закрепить во избежание их смещения при подъеме.

3. Поднимаемая вышка или мачта должна быть оснащена страховой оттяжкой, гарантирующей невозможность ее опрокидывания.

Страгивание вышки с места, подъем и опускание ее на фундамент требуется производить равномерно на самых малых скоростях лебедки; при подъеме необходимо обеспечить правильную навивку каната на барабан лебедки.

4. При отсутствии или невозможности применять подъемные механизмы разрешается подъем трех- и четырехногих вышек высотой до 15 м со шкворневым соединением ног лебедкой бурового станка, установленного непосредственно на месте бурения.

При этом все рабочие за исключением бурового мастера, который управляет лебедкой станка, и старшего бурового мастера должны быть удалены от основания вышки на расстояние не менее полуторной ее высоты.

Для обеспечения большой устойчивости вышки ее упорные ноги должны быть прочно расшиты, а основание подвижной ноги должно перемещаться по направляющей канавке.

5. Подъем и спуск секций вышек и строительных материалов должен производиться с помощью прочно закрепленной лебедки, оборудованной храповым и фрикционным тормозами и установленной от грани вышки на расстоянии, равным половине ее высоты.

Блоки для подъема и спуска материалов должны крепиться к ноге вышки стальным канатом диаметром не менее 12 мм.

Рабочий, оттягивающий груз, должен находиться на расстоянии не менее 10 м от линии перемещения груза.

6. На поясе, с которого ведется сборка и разборка вышки, должно устраиваться сплошное перекрытие из досок толщиной не менее 40 мм.

7. Для перемещения людей в вышке при монтажно-демонтажных работах должны устанавливаться подвесные стремянки, маршевые лестницы или лестницы тоннельного типа.

МОНТАЖ И ДЕМОНТАЖ ОБОРУДОВАНИЯ

1. Перед использованием подъемных механизмов (лебедки, тали и т.д.), канатов, цепей, а также ручного инструмента, необходимо проверить их исправность.

2. Поддерживать и направлять перемещаемое с помощью механизмов оборудование (станок, насос, двигатель и т.п.) следует с помощью пеньковых канатов.

Запрещается рабочим находиться на поднимаемых грузах или под ними.

3. При перемещении оборудования по каткам, их должно быть не менее трех; они должны быть одинаковыми по диаметру и иметь длину не менее ширины перемещаемого груза; подкладывать катки под оборудование следует только после прекращения движения.

ПЕРЕМЕЩЕНИЕ И МОНТАЖ САМОХОДНЫХ И ПЕРЕДВИЖНЫХ БУРОВЫХ УСТАНОВОК

1. При передвижении самоходных буровых установок рабочие могут находиться в кабине водителя и на специальном сидении платформы установки.

На крутых подъемах и спусках (свыше 15°) рабочим запрещается находиться на буровой установке.

2. Запрещается:

а) передвигать самоходную установку с поднятой мачтой или с мачтой, опущенной на опоры, но не укрепленной хомутами;

б) перевозить на платформе грузы, не входящие в комплект установки;

в) проезжать под высоковольтными электролиниями, если между проводами и самой верхней точкой установки расстояние менее 2 м. При проезде под линией все, кроме водителя, должны оставить установку, а скорость движения необходимо снизить до 5 км/ч.

3. Перед подъемом мачты буровой установки требуется проверить ее состояние. Выявленные недостатки следует устранить до подъема мачты.

4. Мачты самоходных и передвижных буровых установок должны опускаться и подниматься с помощью исправных подъемных механизмов, предусмотренных конструкцией установки.

Подъем и спуск следует производить плавно и на малых скоростях.

5. При подъеме и опускании мачты буровой установки запрещается:

а) находиться около ротора или шпинделя бурового станка, на площадке или в кабине автомобиля (трактора), кроме лица, который управляет подъемом или опусканием мачты;

б) находиться на поднимаемой мачте или под ней;

в) оставлять приподнятые мачты на весу или удерживать их вручную при помощи подпорок;

г) удерживать нижние концы поднимаемых мачт непосредственно руками и рычагами.

6. Ремонт кронблока и талевой оснастки мачты, не имеющих специальной кронблочной площадки, разрешается производить только при горизонтально расположенной мачте за исключением телескопических матч, позволяющих опускать их верхнюю часть до полатей верхнего рабочего.

7. При эксплуатации самоходных и передвижных буровых установок мачта в рабочем положении должна быть закреплена соответствующими запорами, а опоры мачт поддомкрачены; во избежание смещения буровой установки в процессе буровых работ ее колеса, гусеницы, полозья необходимо прочно закрепить.

8. При расположении буровой установки вблизи отвесных склонов (уступов) расстояние от буровой до бровки склона должно быть не менее 3 м.

ПЕРЕДВИЖЕНИЕ СТАЦИОНАРНЫХ БУРОВЫХ УСТАНОВОК

1. Запрещается передвижение вышек в темноте, при сильном тумане, дожде, во время гололедицы, при силе ветра свыше 5 баллов, а по резко пересеченной местности – при силе ветра свыше 4 баллов.

2. Основание буровой установки, предназначенной к передвижению, должно быть скреплено болтами и хомутами как с вышкой или мачтой, так и с полозьями под ее основанием. Для передвижения установок и их вышек, мачт следует применять стальные канаты и местные буксирные тяги.

3. Трасса передвижения вышек должна быть заранее выбрана и подготовлена к передвижению вышки.

Трасса не должна иметь резких переходов от спуска к подъему, и наоборот.

Односторонний уклон, при котором допускается передвижение вышек, не должен превышать 30 °.

4. Во время передвижения вышек нахождение людей, не связанных непосредственно с данной работой, на расстоянии, меньшем чем высота вышки плюс 10 м, запрещается.

Расстояние от передвигаемой вышки до тракторов должно быть не менее высоты вышки – 5 м. При неблагоприятных условиях местности допускается уменьшение этого расстояния,

но при обязательном применении страховой оттяжки против опрокидывания вышки.

Для предотвращения проскальзывания вышки при ее движении под уклон следует применять страховую оттяжку, прикрепленную к основанию вышки.

5. При передвижении вышки, все предметы, оставленные на них и могущие переместиться, должны быть надежно закреплены.

6. При передвижении установок и вышек с помощью лебедки и с использованием полиспастов якоря для закрепления мертвого конца каната должны быть прочно заделаны в землю.

7. Передвижение вышек высотой более 15 м независимо от рельефа местности необходимо производить с использованием поддерживающих оттяжек из стального каната, закрепленных на высоте, соответствующей 2–3 или 3–4 высоты вышки. При перерыве в работе, по передвижению вышки последняя должна быть раскреплена не менее чем четырьмя оттяжками.

26.4. ТРЕБОВАНИЯ К СТАЛЬНЫМ КАНАТАМ

1. Талевые канаты, а также канаты для подъема и спуска вышки или мачты и грузов должны иметь запас прочности не менее 3 по отношению к наибольшей проектной нагрузке и не менее 2,5 по отношению к максимальной возможной нагрузке.

2. Талевый канат следует закреплять на барабане лебедки с помощью специальных устройств, предусмотренных конструкцией барабана.

Во всех случаях при спускоподъемных операциях на барабане лебедки необходимо оставлять не менее трех витков каната.

3. За исправным состоянием каната требуется установить систематический контроль.

Все работающие канаты перед началом смены должны быть осмотрены буровым мастером.

Кроме того, талевые канаты должны подвергаться:

а) ежедекадному осмотру по всей длине каната, осуществляемому буровым мастером, с занесением результатов осмотра в буровой журнал;

б) разовому осмотру по всей длине каната после работы на предельных нагрузках.

4. Канат, применяемый для спускоподъемных операций, должен быть забракован и заменен новым в следующих случаях:

а) одна прядь каната оборвана;

б) на длине шага свивки каната диаметром до 20 мм количество оборванных проволок составляет 5 %, а каната диаметром свыше 20 мм – более 10 %;

в) износ по диаметру каната составляет более 10 %.

5. Неподвижный (мертвый) конец каната должен закрепляться так, чтобы:

а) канат не касался каких-либо частей вышки или мачты;

б) конец каната был закреплен не менее чем тремя винтовыми зажимами;

в) радиус изгиба был не менее чем в 15 раз больше диаметра каната.

6. Соединение каната с подъемными инструментами (элеваторами и др.) должно производиться с помощью коуша и 3-винтовых зажимов.

26.5. БУРЕНИЕ СКВАЖИН

1. Буровой агрегат должен проверяться в начале смены машинистом буровой установки и периодически, но не реже одного раза в декаду, буровым мастером.

Результаты проверки следует заносить в буровой журнал, а обнаруженные неисправности устранять до начала работ.

2. Во время работы буровых станков 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.

3. Во время спускоподъемных операций запрещается:

а) работать на лебедке с неисправными тормозами;

б) стоять в непосредственной близости от спускаемых (поднимаемых) труб и элеватора;

в) спускать трубы с не полностью завинченными 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.

4. Запрещается охлаждать трущиеся поверхности тормозных шкивов водой, глинистым раствором.

5. Все операции по свинчиванию и развинчиванию сальника, бурильных труб и другие работы на высоте более 1,5 м, требуется производить со специальных полатей и площадок или переносных лестниц, огражденных перилами.

6. При кратковременных остановках бурения необходимо приподнять бурильные трубы на высоту, исключающую возможность их прихвата.

7. 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 более 0,7 м должно осуществляться с помощью специальных приспособлений (крючка, захвата и др.).

8. Находящиеся на полатях крючки для подтягивания, установки свечей за палец должны быть привязаны.

9. Соединять и отвинчивать вертлюг-сальник от рабочей трубы следует только штанговыми ключами.

10. После окончания разведочных буровых работ на скважине необходимо выполнить следующее:

а) засыпать все ямы и шурфы, оставшиеся после демонтажа буровой;

б) герметизировать устье скважины;

в) выровнять площадку.

11. 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 вращения шпинделя;

д) поднимать бурильные, колонковые и обсадные трубы из горизонтального положения в вертикальное со скоростью лебедки на прямом канате.

12. Для ограничения предельной высоты подъема элеватора (фарштуля, талевого блока) и предупреждения затягивания его в кронблок или подвесной блок в вышке или мачте требуется установить противозатаскиватель или на подъемном ка-

нате в надлежащем месте должна быть нанесена ясно видимая метка.

13. Подкладная вилка должна иметь скобу для держания и загнутый кверху конец рукоятки.

14. 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.

15. Перекрепление патронов шпинделя необходимо производить при выключенном вращателе и полной остановке шпинделя.

16. 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, причем для подвески трубы запрещается применять полуавтоматические элеваторы и фарштули;

б) если расстояние от нижнего конца трубы до пола не более 0,2 м.

17. 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.

18. 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) навинчивать свечу при ослабленном канате;

д) поднимать элеватор по свече, без рывков, со скоростью, не превышающей второй скорости лебедки на прямом канате;

е) довинчивать наголовники ключом или вилкой;

ж) обеспечить буровую бригаду шахтерскими касками.

Запрещается применять полуавтоматические элеваторы при работе со свечами "на вынос".

19. Механизмы для свинчивания и развинчивания бурильных труб должны быть установлены на прочном основании, закреплены и отцентрированы по оси скважины и кронблока.

20. При свинчивании и развинчивании бурильных труб с помощью механизмов запрещается:

а) держать руками вращающуюся свечу;

б) вставлять или снимать вилки в прорези замка свечи 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.

26.6. СПУСК И ПОДЪЕМ ОБСАДНЫХ ТРУБ

1. 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.

2. Секция колонны обсадных труб при их подъеме с мостков должны свободно проходить в буровую вышку.

3. 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 мягкий стальной или пеньковый канат;

в) спускать и поднимать трубы путем охвата их тросом.

4. 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 их произвольное опускание.

5. Запрещается забивка обсадных труб при наличии ослабленного крепления болтовых соединений ударной бабы, а также извлечение труб при совместной работе ударной бабой и лебедкой или ударной бабой и домкратом.

26.7. ЛИКВИДАЦИЯ АВАРИЙ

1. Работы по ликвидации аварий должны проводиться под руководством лица, имеющего право ответственного ведения буровых работ (буровой мастер, инженер по бурению, технический руководитель). Сложные аварии в скважинах необходимо ликвидировать по плану, утвержденному главным инженером.

2. До начала работ по ликвидации аварий буровой мастер и бурильщик обязаны проверить исправность вышки (мачты), оборудования, талевой системы, спускоподъемного инструмента и контрольно измерительных приборов.

3. При ликвидации аварий, связанных с прихватом труб в скважине, запрещается создавать нагрузки одновременно лебедкой станка и домкратом (гидравлическими цилиндрами подачи станка).

4. При работе с домкратами должна быть обеспечена их правильная установка. Во избежание разлета клиньев домкрата при обрыве труб клинья должны быть соединены между собой и прикреплены к домкрату или к станку стальным канатом.

5. При извлечении с помощью домкрата трубы должны быть застрахованы выше домкрата шарнирными хомутами. При натяжке труб лебедкой или домкратом, а также при их расхаживании все рабочие кроме непосредственно занятых на этих работах должны быть удалены на безопасное расстояние.

6. При использовании домкратов запрещается:

удерживать натянутые трубы талевым канатом при перестановке и выравнивании домкратом;

исправлять перекосы домкратов, находящихся под нагрузкой;

применять прокладки между головками домкрата и лафетом или хомутами;

класть на домкрат какие-либо предметы;

работать с неисправным манометром и при наличии утечки масла из гидросистемы;

допускать выход штока поршня домкрата более чем на 3/4 его длины;

резко снижать давление путем быстрого отвинчивания выпускной пробки;

освобождать верхний зажимной хомут (лафет), сбивая его ударами падающего сверху груза.

7. Запрещается применение винтовых домкратов для ликвидации аварий, связанных с прихватом бурового снаряда в скважине.

8. При постановке ловильных труб для соединения с аварийными трубами, а также во время их развинчивания должны быть приняты меры против падения ловильных труб. Развинчивание аварийных труб ловильными должно проводиться с помощью бурового станка. Запрещается развинчивание аварийных труб вручную.

26.8. ПРОЧИЕ РАБОТЫ

ОБСЛУЖИВАНИЕ НАСОСОВ

1. Промывочные насосы и их обвязка (компенсаторы, трубопроводы, штанги и сальники) перед пуском в эксплуатацию должны быть опрессованы на полуторное максимальное рабочее давление, предусмотренное техническим проектом.

О результатах опрессовки должен быть составлен акт.

2. Промывочные насосы должны иметь манометры и предохранительные клапаны, рассчитанные на максимальное рабочее давление, достигнутое при опрессовке; отвод от предохранительного клапана должен быть без колен и направлен в приемную емкость.

3. Восстановление циркуляции в скважине должно производиться путем постепенного увеличения подачи промывочной жидкости на забой.

4. Запуск насосов при закрытых пусковых задвижках холостого выкида запрещается.

5. Предохранительное крепление нагнетательного шланга должно исключать возможность его наматывания на конец трубы и падение вместе с сальником в случае отвинчивания последнего.

6. Запрещается:

а) продавливать с помощью насоса пробки в трубопроводах;

б) запускать насосы после длительных вращений без проверки проходимости трубопроводов;

в) ремонтировать трубопроводы, шланги, сальники во время подачи по ним жидкости;

г) соединять шланги с насосом, сальником и механизмами передачи, используя штыри, проволоку, скобы и т.п.;

д) удерживать нагнетательный шланг руками от наматывания его вокруг рабочей трубы при ее вращении, эти операции должны выполняться с помощью стандартных успокоителей, предусмотренных на насосе, сальнике и при применении хомутов.

ПРИГОТОВЛЕНИЕ ПРОМЫВОЧНОГО РАСТВОРА

1. Площадка для приготовления глинистого раствора по размерам должна обеспечивать удобное обслуживание, иметь прочный настил (пол) из досок толщиной не менее 20 мм и дренажные канавки для отвода жидкости.

2. Вокруг люка глиномешалки, расположенного на высоте 1,5 м, должен устраиваться помост шириной не менее расстояния между перилами и трапами к нему. Трапы должны иметь высоту не менее 1,5 м, поперечные планки против скольжения на расстоянии 0,25 м одна от другой и уклон не более 30°.

3. Люк глиномешалки должен закрываться решеткой с заглушкой. Ячейки решетки могут иметь размеры от 10 × 10 см.

4. Во время работы глиномешалки запрещается проталкивание глины и других материалов в ее люк ломами, лопатами и другими предметами, снимать с люка решетку и брать пробу через люк.

5. При остановке глиномешалки на ремонт, а также при длинных перерывах приготовления растворов со шкива глиномешалки необходимо снять ремни передачи, а на пусковом устройстве привода – вывесить плакат:

"НЕ ВКЛЮЧАТЬ – РЕМОНТ".

6. Земляные хранилища глинистого раствора и воды должны по всему периметру иметь ограждения высотой не менее 1 м или перекрываться настилом.

7. При приготовлении растворов с добавкой щелочей и кислот рабочие должны обеспечиться резиновыми перчатками, очками или специальными масками с очками, респираторами, резиновыми фартуками и сапогами.

8. На стационарной, самоходной и передвижной буровой установках должны быть освещены следующие объекты:

а) рабочее место у станка и устье скважины;

б) полати, площадка для кронблока или подвесной блок;

в) двигатель и насос;

г) лестницы;

д) слесарный верстак;

е) приемный мост;

ж) входы в буровую и отстойники промывочной жидкости.

9. Самоходные и передвижные буровые установки, питающиеся энергией от двигателя автомобиля, трактора могут освещаться прожекторами или фарами, направленными к устью скважины, насосу, полатям бурового рабочего.

Освещение не должно ослеплять работающих.

10. В качестве аварийного освещения должны применяться переносные электрические лампы напряжением до 36 В или переносные керосиновые фонари закрытого типа.

Применение факелов и других источников открытого огня для аварийного освещения запрещается.

ДВИГАТЕЛИ ВНУТРЕННЕГО СГОРАНИЯ

1. Двигатели внутреннего сгорания должны устанавливаться в отдельных специальных помещениях (кроме передвижных установок).

На буровых вышках допускается установка двигателей вместе с буровым оборудованием при наличии соответствующих ограждений.

2. На буровых вышках разрешается устанавливать двигатели на ряжах, которые можно заводить под стены вышки.

Двигатели должны крепиться с помощью болтов с гайками и контргайками: крепление с помощью глухарей, костылей и подобных им предметов запрещается.

3. Размеры помещения должны обеспечивать проходы вокруг двигателей шириной не менее 1 м (за исключением передвижных буровых вышек).

4. Перед пуском двигателя необходимо:

а) проверить надежность крепления, исправность ограждения и убедиться в отсутствии посторонних предметов;

б) проверить наличие воды в системе охлаждения и масла в системе смазки;

в) непосредственно перед пуском подать звуковой сигнал.

5. В холодное время года разрешается прогрев двигателя перед пуском горячей водой или паром. Прогрев двигателей паяльными лампами, факелами запрещается.

6. Пуск двигателя разрешается только на холостом ходу.

7. Запрещается пуск двигателя при неисправных контрольных приборах.

8. Запрещается с целью облегчения запуска вливать в цилиндры двигателей легковоспламеняющиеся жидкости (бензин).

9. При пуске дизелей запрещается:

а) пуск с неисправным или неотрегулированным механизмом регулирования частоты вращения;

б) употребление смеси дизельного топлива легковоспламеняющимися жидкостями: керосином, бензином, спиртом и т.д.

10. При пуске бензиновых двигателей (во избежание преждевременной вспышки и обратного удара) запрещается:

а) пользоваться ранним зажиганием;
б) брать заводную ручку в "обхват".
11. При пользовании паяльной лампой запрещается:
а) перегревать лампу;
б) заправлять лампу горючим до полного ее остывания;
в) пользоваться лампой, имеющей течь горючего;
г) заправлять керосиновую лампу бензином.

ЭЛЕКТРОТЕХНИЧЕСКОЕ ХОЗЯЙСТВО

1. К обслуживанию электротехнических установок допускаются лица, которые имеют на это право, подтвержденное соответствующим документом (удостоверение, допуск к эксплуатации электроустановок соответствующей группы электробезопасности и др.).

2. Все рабочие буровых бригад, обслуживающие станки и насосы с приводом от электроустановок, должны быть обучены способам оказания первой помощи при поражении электрическим током.

3. При эксплуатации оборудования (двигатели, насосы и др.) все устройства и аппараты, обеспечивающие безопасность работы (предохранители, реле утечки и др.) должны быть исправны и находиться в рабочем состоянии.

4. При осмотре распределительных устройств, щитов и сборок запрещается снимать предупредительные плакаты, ограждения, производить обтирку и чистку, устранять неисправности, если при этом необходимо приближение или касание к токоведущим частям.

5. Запрещается:

а) обслуживание электроустановок без применения диэлектрических перчаток, бот, ковриков, деревянных решеток на изоляторах и пр.;

б) работа электроустановки при неисправном защитном заземлении.

6. Гибкие кабели, питающие электроустановки буровой вышки, прокладываются с подвеской над землей на кольях или на специальных подставках.

7. Запрещается держать под напряжением гибкие кабели в виде бухт, восьмерок, узлов и т.д.

8. Соединение кабелей с машинами и аппаратами (щиты, двигатели, пускатели и др.) должно производиться только посредством соответствующей арматуры.

9. Запрещается присоединение жил кабелей к зажимам электроустановок (электродвигатель, трансформатор, пускатель и т.д.) без применения специальных наконечников или других устройств, предотвращающих расчленение проволочек жил кабелей.

10. Сращивание отрезков кабелей должно производиться путем соединения жил металлическими гильзами с последующим обжимом. Места сращивания гибких резиновых кабелей необходимо завулканизировать горячим способом.

11. Допускается соединение между собой кабелей, требующих разъединения в процессе работы, штепсельными разъединителями.

12. На вводе сети питания буровой установки рядом с объектом должны быть установлены разъединители, при помощи которых может быть полностью снято напряжение с электрооборудования.

13. Осветительная проводка в помещениях буровых, на буровых вышках (мачтах) должна осуществляться только изолированными проводками, а на самоходных буровых установках – гибким кабелем.

14. Металлические части электроустановок буровой вышки (двигатели, насосы и др.), которые могут оказаться под напряжением вследствие нарушения изоляции, необходимо заземлить.

15. Для устройства заземлений в качестве заземлителей следует применять располагаемые в зумпфах, отстойниках трубы, угловую сталь, лист и т.д., а также металлические конструкции, имеющие соединения с землей (обсадные трубы, свинцовые оболочки кабелей и т.д.).

16. К заземлению должен быть приварен отрезок стальной полосы с болтовым соединением для подключения к заземляемой сети.

17. Общее переходное сопротивление сети заземления не должно превышать 4 Ом; если мощность трансформатора или генератора составляет не более 100 кВт, то величина переходного сопротивления заземления не должна превышать 10 Ом.

18. Осмотр заземления на целостность проводника должен производиться членами буровой бригады ежесменно.

В случае замеченной неисправности заземления установка должна быть немедленно отключена до приведения заземления в исправное состояние.

19. Работа должна быть прекращена при ощущении даже легкого пощипывания или ощущения тока, и установка должна быть немедленно обесточена с соблюдением всех мер предосторожности общим разъединителем.

20. В целях грозозащиты металлические буровые вышки, мачты самоходных и передвижных буровых установок должны иметь заземление не менее чем в двух точках отдельно от контура защитного заземления.

Сопротивление заземляющих устройств не должно быть больше 10 Ом.

Деревянные буровые вышки должны иметь молниеотводы для защиты людей от грозовых перенапряжений (молниеприемник, токоотвод и заземление), выполненные отдельно от контура защитного заземления.

21. Запрещается находиться во время грозы на расстоянии ближе 10 м от заземляющих устройств грозозащиты.

26.9. МЕРЫ ПОЖАРНОЙ БЕЗОПАСНОСТИ

1. При установке буровой, в радиусе 50 м, рабочая площадка должна быть очищена от валежника, листьев и травы.

2. Трубы от двигателей и печей должны быть выведены не менее чем на 1,5 м выше откоса буровой и снабжены искрогасителями. При прохождении выхлопной трубы через деревянные конструкции или около них зазор между трубой и конструкцией должен составлять не менее 15 см, а трубу необходимо обернуть асбестом.

3. Пол под печкой и возле нее на расстоянии 0,5 м, а со стороны топки – 0,7 м должен быть покрыт листовой сталью. У печки стенка буровой должна быть изолирована песком между листом и стенкой буровой слоем не менее 10 см. Расстояние от стенки до печки должно быть не менее 0,7 м.

4. Для выключения электроэнергии, питающей буровую, требуется предусмотреть отключающее устройство, расположенное снаружи на расстоянии не менее 5 м от буровой.

5. Запрещается:

а) в буровой разводить открытый огонь и применять факелы и другие источники открытого пламени для освещения;

б) утеплять буровую обшивкой легковоспламеняющимися материалами;

в) располагать электропроводку в буровой в местах возможного ее повреждения буровым снарядом или инструментом при ремонте;

г) хранить ГСМ в металлических бачках ближе 15 м от буровой, при обшитой вышке высотой более 15 м не ближе 50 м от вышки.

6. При установке в буровой двигателей внутреннего сгорания под них должен устанавливаться металлический противень для сбора стекающего горючего и масла, которые необходимо систематически убирать.

7. Пол помещения, в котором устанавливаются двигатели внутреннего сгорания, должен быть защищен от возгорания обивкой листовой сталью по асбесту на расстоянии 0,5 м вокруг двигателя.

8. Глушитель следует систематически очищать от нагара.

9. Бак двигателя должен иметь объем, который рассчитан не более чем на 8 ч работы, но не более 50 л.

10. Запрещается:

а) работающий двигатель заправлять ГСМ, а также пользоваться открытым огнем при заправке баков с горючим и для определения уровня горючего в баке;

б) разогревать масло- и топливопроводную систему двигателя открытым огнем (факелами, паяльной лампой) и допускать работу двигателя с неисправной подводкой горючего (подтекание).

11. Все буровые установки должны быть обеспечены противопожарным инвентарем в следующих количествах:

огнетушители на буровые вышки с приводом от электродвигателя — один пенный, один углекислотный, на буровые с приводом от двигателя внутреннего сгорания – 2 пенных огнетушителя;

ящики объемом 0,5 м^3 с песком и лопатой – 2 компл. (один в буровой и один у входа в буровую);

бочки с водой емкостью 250 литров – 1 шт.

ведра пожарные – 2 шт.

комплект шанцевого инструмента (топор, багор, лом) – 2 компл.

Кошма размером 1,5 × 1,5 м на буровые установки с двигателем внутреннего сгорания – 1 шт.

27 ОХРАНА ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ ПРИ БУРЕНИИ ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНЫХ СКВАЖИН

Оформление и отвод земельных участков в пользование геологоразведочными организациями производится в соответствии с Основами земельного законодательства.

Плотность застройки участков, занимаемых при сооружении геологоразведочных скважин, за исключением горных районов, должна быть не менее 30 %.

Запрещается приступать к пользованию земельными участками до установления соответствующими землеустроительными органами границ предоставленного участка в натуре (на местности) и выдачи документа, удостоверяющего право пользования землей.

Предприятия и организации, которым отводятся участки для проведения геологоразведочных работ, возмещают убытки землепользователям и потери сельскохозяйственного производства, связанные с изъятием этих земельных участков, и несут расходы по оформлению земельных отводов.

Размеры возмещения убытков и потерь определяются и учитываются при составлении смет на буровые работы.

Предприятия и организации, проводящие на земельных участках геологоразведочные работы, связанные с нарушением или загрязнением почвенного покрова, обязаны до начала работы снимать и хранить в отдельных отвалах плодородный слой почвы в целях использования его для восстановления земель.

Лица, виновные в несвоевременном возврате временно занимаемых земельных участков или в невыполнении обязательств по приведению их в состояние, пригодное для использования по назначению, несут уголовную или административную ответственность в порядке, установленном законодательством республик.

По истечении срока, на который был предоставлен участок, при использовании его не по целевому назначению или не освоении предоставленных земельных участков в течение 2 лет подряд, право пользования отведенным участком утрачивает силу.

27.1. ОСНОВНЫЕ ПРАВА И ОБЯЗАННОСТИ ПОЛЬЗОВАТЕЛЕЙ НЕДР

Пользователи недр имеют права и обязаны пользоваться недрами в соответствии с целями, для которых они предоставлены.

Пользователи недр обязаны обеспечить:

1) полноту геологического изучения, рациональное, комплексное использование запасов полезных ископаемых и охрану недр;

2) безопасное для работников и населения ведение работ, связанных с пользованием недрами;

3) охрану атмосферного воздуха, земель, лесов, вод и других объектов окружающей природной среды, а также зданий и сооружений от вредного влияния работ, связанных с использованием недр;

4) приведение земельных участков, нарушенных при пользовании недрами, в безопасное состояние, а также в состояние, пригодное для использования их в народном хозяйстве в соответствии с законодательством;

5) недопущение вредного влияние работ, связанных с пользованием недрами, на сохранность запасов полезных ископаемых;

6) охрану месторождений полезных ископаемых от затопления, обводнения, пожаров и других факторов, снижающих качество полезных ископаемых и промышленную ценность месторождения или осложняющих их разработку;

7) предупреждение необоснованной и самовольной застройки площадей залегания полезных ископаемых и соблюдение установленного порядка использования этих площадей для других целей;

8) предотвращение вредного влияния работ, связанных с пользованием недрами, на сохранность эксплуатируемых и находящихся на консервации горных выработок и буровых скважин, а также подземных сооружений;

9) предотвращение загрязнения недр при подземном хра-

нении нефти, газа и других веществ и материалов, захоронение вредных веществ и отходов производства в сбросе сточных вод.

В случае нарушения приведенных требований пользование недрами может быть ограничено, приостановлено или запрещено органами государственного горного надзора или другими специально уполномоченными на то государственными органами в порядке, установленном законодательством.

Соблюдение установленного порядка и эффективности ведения работ по геологическому изучению недр обеспечивается органами государственного контроля.

Законодательство предъявляет определенные требования к предприятиям, организациям и учреждениям, осуществляющим геологическое изучение недр.

Геологические работы необходимо проводить методами и способами, исключающими неоправданные потери полезных ископаемых и снижение их качества, а извлекаемые из недр горные породы и полезные ископаемые размещать так, чтобы исключить их влияние на окружающую среду.

Важно сохранить буровые скважины и разведочные горные выработки, которые могут быть использованы при разработке месторождений и в иных народнохозяйственных целях и ликвидировать в установленном порядке скважины и выработки, не подлежащие использованию. Непременно требуется сохранить также геологическую и исполнительно-техническую документацию, образцы горных пород, руд, дубликатов проб полезных ископаемых, которые могут быть использованы при дальнейшем изучении недр, разведке и разработке месторождений полезных ископаемых, а также при пользовании недрами в целях, не связанных с добычей полезных ископаемых.

27.2. НОРМЫ ПЛОЩАДЕЙ ЗЕМЕЛЬНЫХ УЧАСТКОВ

В размеры земельных участков (табл. 27.1, 27.2) входят площади, занимаемые буровым оборудованием, привышечными сооружениями, включая земляные емкости для сброса отработанной промывочной жидкости и емкости с горюче-смазочными материалами, дорогами, площадными и инженерными коммуникациями, проходящими в пределах земельных участков, отведенных под буровые, охранными противопожарными зонами.

Таблица 27.1

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:	6/6	3/6
водопровода	6/6	3/6
газопровода	6/6	3/6
трубопровода агрессивных пластовых вод	6/6	3/6
2. Дороги (полоса отвода земли для дороги)	10/18	8/18

Примечание. В знаменателе указана полоса отвода под инженерные коммуникации в лесных массивах.

Таблица 27.2

Нормы площадей под буровые установки и привышечные сооружения при разведочном бурении на твердые полезные ископаемые

Тип	Марки	Норма площади района, м^2		Высота мачты, м
		равнинного	горного	
Буровые установки с дизельным приводом				
Самоходные	УКБ 50/100, СПУ-100	1175	2270	8,5
	УКБ 200/300	1535	2600	12,6
	СВУД-СБА-500, УКБ-С-300/500	1030	–	13,5
Передвижные	УКБ 50/100	1175	2270	8
	УКБ 200/300	1500	2240	12,7
	ЗИФ-650 М, СКБ-5	3300	2450	22
	ЗИФ-1200 МР	4320	3200	24*
	УКБ 300/500	1080	1900	13,5
	УКБ 500/800	2700	2300	19
	УКБ 1200/2000	2800	2800	25,5
Буровые установки с электроприводом				
Самоходные	УКБ 12/25, УКБ 12/25с, УПБ-25, УКБ 50/100	50	–	–

Продолжение табл. 27.2

Тип	Марки	Норма площади района, м²		Высота мачты, м
		равнинного	горного	
Самоходные	СПУ-100	695	1400	8,5
	УКБ 200/300	990	1760	12,6
Передвижные	УКБ 50/100	695	1400	8
	УКБ 200/300	925	1585	12,7
	ЗИФ-650М, СКБ-5	2860	1750	22
	ЗИФ-1200МР	3460	2200	24*
	УКБ 300/500	1030	1450	13,5
	УКБ 500/800	1450	1750	19
	УКБ 1200/2000	2600	2200	25,5
Буровые установки с дизельным приводом для бурения скважин на воду				
Самоходные	УРБ-2А	1680	2580	16
	1БЛ-15В, УРБ-3АМ	2210	3100	18
Передвижные	УББ 50М, АВБ-ТМ	545	1260	8
	УВБ-600 с мачтой высотой 22,5 м	2830	2800	22,5

*Высота вышки.

27.3. ТРЕБОВАНИЯ К ЗАЩИТЕ И ВОССТАНОВЛЕНИЮ ЗЕМЕЛЬНЫХ УЧАСТКОВ

На защиту и восстановление земельных участков, предоставленных геологоразведочным организациям во временное пользование, должны быть составлены и утверждены проекты и сметы, предусматривающие следующие мероприятия: подготовительные – до процесса бурения, по охране – в процессе бурения скважины и по восстановлению земельных участков.

Подготовительные мероприятия должны включать в себя следующее:

а) установление мест складирования растительного и почвенного слоев или грунтов, подлежащих выемке;

б) удаление плодородного слоя почвы в местах загрязнения нефтепродуктами и другими жидкостями, химическими реагентами, глиной, цементом и прочими веществами, ухудшающими состояние почвы, и его складирование.

ОХРАННЫЕ МЕРОПРИЯТИЯ В ПРОЦЕССЕ БУРЕНИЯ СКВАЖИНЫ

1. При наличии подземных грунтовых вод водоносные горизонты обязательно должны перекрываться обсадными трубами в целях предохранения от загрязнения и заражения.

2. Попутные воды очищаются на фильтровальной установке от взвешенных частиц и примесей нефти и в зависимости от концентрации растворенных в ней солей и других примесей: а) при допустимых концентрациях сбрасываются в открытые источники или по рельефу; б) при повышенных концентрациях разбавляются в пределах допустимых норм и сбрасываются.

3. Самоизливающиеся скважины должны быть оборудованы регулирующими устройствами.

4. Слив использованного промывочного раствора и химических реагентов в открытые водные бассейны и непосредственно на почву запрещается.

5. Загрязнение почвы горючесмазочными материалами не допускается.

МЕРОПРИЯТИЯ ПО ВОССТАНОВЛЕНИЮ ЗЕМЕЛЬНЫХ УЧАСТКОВ

1. По окончании бурения скважины должна быть проведена рекультивация – комплекс мероприятий, направленных на восстановление земельных отводов, нарушенных производственной деятельностью, для дальнейшего землепользования.

2. Необходимо проводить горно-техническую и биологическую рекультивацию.

3. Горно-техническая рекультивация включает в себя подготовку освобождающейся от буровых работ территории для дальнейшего землепользования:

а) сырая нефть вывозится для дальнейшего использования или сжигается;

б) остатки дизельного топлива и моторного масла сжигаются;

в) отработанный глинистый раствор вывозится для дальнейшего использования на других скважинах и регенерируется;

г) оборудование и железобетонные покрытия демонтируются и вывозятся;

д) перекрытия амбаров для сброса шлама и нефти засыпаются слоем грунта не менее 0,6 м;

е) земельные отводы, нарушенные производственной деятельностью, покрываются почвенным слоем и дерном;

ж) откосы в горных местностях укрепляются битумными эмульсиями, силикатными слоями, плетнями и засыпаются привозным грунтом слоем не менее 0,1 м.

4. Биологическая рекультивация предполагает мероприятия по восстановлению плодородия нарушенных земель, их озеленение и возвращению в сельскохозяйственное и лесное пользование.

5. Проектирование и проведение работ по рекультивации осуществляется в соответствии с инструкциями или техническими условиями, согласованными с местными сельско-, лесо- или водохозяйственными органами.

28 ОСНОВНЫЕ ПОКАЗАТЕЛИ БУРЕНИЯ. ОЦЕНКА ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ НОВОЙ ТЕХНИКИ И ПРОГРЕССИВНЫХ СПОСОБОВ БУРЕНИЯ

28.1. ОСНОВНЫЕ ПОКАЗАТЕЛИ ПРОЦЕССА БУРЕНИЯ СКВАЖИН НА ТВЕРДЫЕ ПОЛЕЗНЫЕ ИСКОПАЕМЫЕ

Для анализа состояния буровых работ и принятия решений по повышению их производительности применяется система следующих основных технико-экономических показателей:

1) показатели, характеризующие объективные геолого-технические условия бурения;

2) трудовые показатели, характеризующие затраты времени и трудовых ресурсов;

3) технические показатели, характеризующие технические ресурсы и способы бурения;

4) экономические показатели, характеризующие экономическую сторону производства.

ПОКАЗАТЕЛИ, ХАРАКТЕРИЗУЮЩИЕ ОБЪЕКТИВНЫЕ ГЕОЛОГО-ТЕХНИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ БУРЕНИЯ

1. Геологическая обстановка характеризуется тремя данными – стадией геологоразведочных работ, конкретным видом полезного ископаемого, выполнением (в %) главного задания по приросту запасов, обусловленного проведением разведочного бурения.

2. Число законченных (за год) скважин по интервалам глу-

бин представляется по данным геологической службы и является одной из первых характеристик объективных геологических условий. Интервалы глубин: до 100, 300, 500, 650, 1200, 1500, 2000 м и более.

3. Средняя статистическая глубина скважины для каждого интервала глубин Γ_i и $\Gamma_ф$ рассматривается по формуле

$$\Gamma_ф = M_з/C_з, \qquad (28.1)$$

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.-смена) рассчитывается поинтервально (i) для каждой категории пород по буримости (к) с точностью до десятых долей числа:

$$НТБ = \sum m_{iк} \cdot H_{вр(iк)}, \qquad (28.2)$$

где $m_{iк}$ – объем бурения, м; $H_{вр(iк)}$ – норма времени на 1 м бурения в ст.-сменах 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 используется 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 T представлен тремя составляющими:

$$T = T_1 + T_2 + T_3, \qquad (28.3)$$

где T_1 – время чистого бурения; T_2 – время монтажно-демонтажных работ и перевозок на новую точку бурения; T_3 – время простоев (в том числе аварий).

Время T_1 используется для расчетов средней механической скорости бурения, что позволяет выявить влияние технического прогресса на бурение.

Время T_2 характеризует уровень организации вспомогательных работ.

Время T_3 характеризует уровень организации буровых работ, квалификации рабочих и геологической сложности района работ. Кроме того, последняя составляющая позволяет определить производительное время:

$$T_{пр} = T - T_3. \qquad (28.4)$$

ТЕХНИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ

Важным эксплуатационным показателем буровой установки является производительность бурения, измеряемая скоростью бурения.

Производительность при бурении характеризуется механической, рейсовой, технической и коммерческой скоростями бурения.

Механическая скорость бурения (м/ч)

$$v_м = l_р/t_р, \qquad (28.5)$$

где $l_р$ – проходка скважины за рейс, м; $t_р$ – время бурения за рейс, ч.

Величина $l_р$ тем больше, чем выше стойкость породоразрушающего инструмента и чем ближе режим бурения к оптимальному.

Рейсовая скорость бурения (м/ч)

$$v_р = \frac{l_р}{t_р + t_{всп}}. \qquad (28.6)$$

Вспомогательное время $t_{всп}$ (в ч) складывается из затрат времени на спускоподъемные 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, СПО). Значение $t_{всп}$ возрастает с увеличением глубины скважины.

Техническая скорость бурения (м/ч)

$$v_т = \frac{L}{T_б + T_{всп} + T_{доп}}, \qquad (28.7)$$

где L – суммарная проходка скважины за 1 ст.-мес, м; $T_б$ – суммарное время бурения за 1 ст.-мес, ч; $T_{всп}$ – суммарное время, затраченное на вспомогательные операции за 1 ст.-мес, ч; $T_{доп}$ – общее время, затраченное на измерительные, исследовательские, ремонтные и другие работы за 1 ст.-мес, ч.

Для уменьшения величины $T_{доп}$ требуется использование наиболее передовых методов работы, оборудования и аппаратуры, обеспечивающих возможность выполнения исследовательских и вспомогательных работ одновременно с основными.

Коммерческая скорость бурения (м/ч)

$$v_к = \frac{L}{T_б + T_{всп} + T_{доп} + T_н}, \qquad (28.8)$$

где $T_н$ – непроизводительные затраты времени, вызванные простоями по разным причинам, за 1 ст.-мес, ч.

В отчетных данных коммерческая скорость определяется в метрах за станко-месяц (м/ст.-мес).

Расход истирающих материалов и распределение объемов бурения по способам бурения (твердосплавное, алмазное, бескерновое, ССК, гидроударное и др.) являются важными техническими показателями.

ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ

Себестоимость 1 м бурения – это показатель, отражающий совокупное влияние геологических, производственно-технических и организационных факторов.

Себестоимость 1 м бурения рассчитывается по формуле:

$$C = \frac{C_ч + (T - T_2 - T_3) + Ц_{ист}}{M}, \quad (28.9)$$

где $C_ч$ – себестоимость 1 ст.-ч работы для конкретного оборудования, руб.; $(T - T_2 - T_3)$ – 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.; M – объем бурения конкретным способом за анализируемый период, м.

ОЦЕНКА ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ НОВОЙ ТЕХНИКИ

Годовой экономический эффект от внедрения новой техники представляет собой суммарную экономию всех производственных ресурсов (живого труда, материалов, капитальных вложений), которую получает народное хозяйство в результате производства и использования новой техники и которая в конечном счете выражается в увеличении национального дохода.

На годовой экономический эффект от использования новой техники при проведении геологоразведочных работ в общем случае влияют следующие показатели:

себестоимость работ, выполняемых с применением новой техники, и соответствующих капитальных вложений, обусловленных ее разработкой, выпуском и внедрением в производство геологоразведочных работ;

сроки проектирования, разработки, выпуска и внедрения новой техники в производство;

качество 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

$$З = C + E_н K, \quad (28.10)$$

где $З$ – приведенные затраты единицы работы, руб.; C – себестоимость единицы работы, руб.; $E_н$ – нормативный коэффициент капитальных вложений (принимается равным 0,15); K – удельные капитальные вложения в производственные фонды, руб.

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 внедрение в производство. Причем затраты на капитальные вложения в этом случае определяются с учетом фактора времени по отношению к расчетному году.

Годовой экономический эффект (руб) 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

$$Э = (З_1 - З_2)A_2, \quad (28.11)$$

где $З_1 - З_2$ – приведенные затраты единицы работы, производимой соответственно с применением базовой и новой техники, определяемые по формуле (28.10), руб.; A_2 – годовой объем работ, выполненный с применением новой техники в расчетном году, натуральные единицы.

Если внедрение в проведение 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

$$Э = (C_1 - C_2)A_2, \quad (28.12)$$

где C_1 и C_2 – себестоимость единицы работ соответственно до

внедрения и после внедрения 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

$$\alpha_i = (1 + E)^T, \qquad (28.13)$$

где α_i – коэффициент приведения; E – норматив приведения разновременных затрат (коэффициент дисконтирования), $E = 0{,}1$; 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 – делят на этот коэффициент.

28.2. ОСНОВНЫЕ ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ ПРОЦЕССА БУРЕНИЯ СКВАЖИН НА ЖИДКИЕ И ГАЗООБРАЗНЫЕ ПОЛЕЗНЫЕ ИСКОПАЕМЫЕ

Технико-экономические показатели в общем характеризуют уровень производства и позволяют оценить организацию производства, уровень производительности труда и технического оснащения, экономическую эффективность финансовых, трудовых и материальных затрат при строительстве скважины.

Результаты строительства скважин характеризуются системой взаимосвязанных показателей, различающихся по содержанию и назначению.

Показатели, отражающие *объем бурения*:

число законченных строительством и сданных в эксплуатацию скважин, которое определяют объем реализуемой буровым предприятием продукции и финансовые результаты его деятельности;

проходка, которая характеризуется числом метров углублений одной или всеми бурильными скважинами за определенные отрезки времени;

объем буровых работ в денежном выражении или сметная стоимость работ, учитывающая все расходы, связанные со строительством скважин;

продолжительность бурения в станко-месяцах, которая определяет продолжительность буровых работ, выполняемых всеми буровыми бригадами; этот показатель рассчитывается на 30 дней, или 720 ч работы и остановок в процессе проходки и крепления ствола скважины.

Показатели, определяющие *продолжительность цикла строительства скважины*:

продолжительность подготовительных работ вышкостроения $T_{\text{п}}$;

продолжительность вышкомонтажных работ $T_{\text{м}}$;

продолжительность подготовительных работ к бурению $T_{\text{п.б}}$;

продолжительность бурения и крепления скважины $T_{\text{б.к}}$;

время испытания $T_{\text{н}}$;

время демонтажа $T_{\text{д}}$.

Производственный цикл строительства скважины и его продолжительность определяет время цикла работы

$$T_{\text{ц}} = T_{\text{п}} + T_{\text{м}} + T_{\text{п.б}} + T_{\text{б.к}} + T_{\text{н}} + T_{\text{д}}. \qquad (28.14)$$

Для определения продолжительности наиболее трудоемкого этапа – бурения и крепления – составляется *баланс календарного времени,* который включает следующие элементы.

Производительное время $\tau_{\text{пр}}$ включает в себя: а) время на проходку (механическое бурение) $\tau_{\text{м}}$, время на спускоподъемные операции $\tau_{\text{сп}}$; б) время на подготовительно-вспомогательные работы (смена долота, проверка забойного двигателя и т.д.) $\tau_{\text{пв.р}}$; в) время на крепление скважины $\tau_{\text{к}}$; г) время на ремонтные работы (профилактика оборудования, устранение неисправностей и др.) $\tau_{\text{р}}$; д) время на ликвидацию осложнений $\tau_{\text{ос}}$.

Непроизводительное время $\tau_{\text{нп}}$ включает в себя: время на ликвидацию аварий $\tau_{\text{а}}$ и потери времени из-за простоев по организационно-техническим причинам $\tau_{\text{пр}}$. Баланс календарного времени бурения и крепления может быть выражен в следующем виде:

$$T_{\text{б.к}} = \tau_{\text{м}} + \tau_{\text{сп}} + \tau_{\text{пв.р}} + \tau_{\text{к}} + \tau_{\text{р}} + \tau_{\text{ос}} + \tau_{\text{а}} + \tau_{\text{пр}}. \qquad (28.15)$$

Баланс календарного времени рассматривается в двух направлениях:

во-первых, рассматриваются абсолютные затраты времени по элементам баланса;

во-вторых, анализируется его *структура*, т.е. соотношение удельных весов отдельных элементов затрат времени.

Анализ позволяет определить рациональное использование календарного времени. Пример баланса времени приведен в табл. 28.1.

Таблица 28.1

Баланс времени (условная скважина глубиной 1300 м)

Элементы баланса времени	Продолжительность, ч	Удельный вес элементов, %	
		цикла	баланса
Календарное время строительства скважины	1146	100,0	–
1. Строительно-монтажные и демонтажные работы	200	17,5	100
В том числе:			
время работы	70	–	34,0
время простоев	130	–	66,0
2. Подготовительные работы к бурению	43	3,8	100
3. Бурение	645	56,2	100
3.1. Производительное время	470	–	72,9
Работа по проходке	270	–	41,9
В том числе:			
механическое бурение	112	–	17,4
спускоподъемные операции	158	–	24,5
подготовительно-вспомогательные работы	134	–	20,8
крепление	66	–	10,2
3.2. Ремонтные работы	31	–	5,0
3.3. Ликвидация осложнений	53	–	8,2
3.4. Непроизводительное время	91	–	14,1
В том числе:			
аварии	14	–	15
простои по организационным причинам	77	–	85
4. Испытание скважины	258	22,5	100
В том числе:			
время работы	110	–	42,6
время перерыва	148	–	57,4

Для сокращения затрат времени на проходку и подготовительно-вспомогательные операции разрабатывают мероприятия, связанные с повышением темпа разбуривания горной породы и ростом проходки за рейс (внедрение новых конструкций долот, турбобуров, оптимизации режимов бурения и т.д.). Необходимым направлением анализа является изучение затрат времени на бурение передовыми бригадами. Сопоставление их со средними результатами по предприятию позволяет установить имеющиеся резервы в ускорении темпов строительства скважин.

Баланс календарного времени и его отдельные элементы

служат основой определения различных скоростей бурения, отражающих темпы строительства скважины:

1. Механическая скорость $v_м$.
2. Рейсовая скорость проходки $v_р$.
3. Техническая скорость

$$v_т = 720H/\tau_{пр}, \tag{28.16}$$

где H – общая проходка (плановая или фактическая), м; $\tau_{пр}$ – производительное время бурения, ч; 720 – продолжительность 1 ст.-мес бурения, ч. Этот показатель используется для оценки эффективности новой техники.

4. Коммерческая скорость

$$v_к = 720H/\tau_{б.к}, \tag{28.17}$$

где $\tau_{б.к}$ – календарное время бурения и крепления, ч.

На величину коммерческой скорости влияют факторы технико-технологического и организационного характера. Различают нормативную и плановую коммерческую скорость. По ней устанавливают *уровень производительности бурения*, вычисляют требуемое число буровых бригад $Б$ и установок $У$:

$$Б = \frac{H_{пл}}{12v_{к.пл}} + \frac{\tau_{п.б}N + \tau_и N_и}{365}; \tag{28.18}$$

$$У = БK_{об}; \tag{28.19}$$

$$K_{об} = (T_ц + T_{рез})/T_{пол}. \tag{28.20}$$

Здесь $H_{пл}$ – плановая годовая проходка, м; $v_{к.пл}$ – плановая коммерческая скорость, м/ст.-мес; $\tau_{п.б}$ и $\tau_и$ – продолжительность подготовительных работ к бурению и работ по испытанию в расчете на 1 скважину в сутки; N и $N_и$ – число скважин, начинающихся соответственно бурением и испытанием в течение года; $K_{об}$ – коэффициент оборачиваемости буровых установок; $T_ц$ – время цикла строительства скважины, ч; $T_{рез}$ – время установки в резерве, ч; $T_{пол}$ – полезное время работы буровой установки, ч.

С учетом коммерческой скорости устанавливают потребность в материально-технических и оборотных средствах.

5. Цикловая скорость выражается зависимостью

$$v_ц = 720H/T_ц, \tag{28.21}$$

характеризует технический и организационный уровень буровых работ и отражает эффективность совместного действия бригад (вышкомонтажных, буровых и по испытанию).

К показателям, отражающим *финансовые результаты* строительства скважин, относятся себестоимость, прибыль, рентабельность.

Себестоимость строительства выражает в денежной форме все затраты бурового предприятия на строительство скважины и сдачу ее в эксплуатацию нефтегазодобывающему предприятию.

Себестоимость бывает *сметной* и *фактической*. Преобладающая доля (70 %) затрат – на бурение. Следовательно, важнейшим резервом удешевления буровых работ является рост скоростей бурения.

Важнейший источник снижения себестоимости строительства скважины – уменьшение материальных затрат (расход металла, обсадных труб, цемента, химических реактивов и др.).

Прибыль П представляет собой разницу между суммой выручки от реализации продукции или сдачи работ по установленным государственным оптовым ценам *Ц* и себестоимости *С*:

$$П = Ц - С, \qquad (28.22)$$

где *Ц* – цена реализованной продукции (работ), руб.

Если доходы от реализации продукции (сдачи работ) превышают расходы, производство является рентабельным.

Рентабельность, или *уровень рентабельности* (%) является результирующим, обобщающим показателем эффективности работ по строительству скважин:

$$Р = 100П/Q, \qquad (28.23)$$

где *Q* – стоимость производственных фондов предприятия (оборудования, инструмента, инвентаря и др.).

Повышение рентабельности в бурении обеспечивается снижением себестоимости строительства скважин, улучшением использования бурового оборудования.

29 ОРГАНИЗАЦИЯ БУРОВЫХ РАБОТ И ТЕХНИЧЕСКОЕ ДОКУМЕНТИРОВАНИЕ

29.1. ОРГАНИЗАЦИЯ БУРОВЫХ РАБОТ ПРИ БУРЕНИИ НА ТВЕРДЫЕ ПОЛЕЗНЫЕ ИСКОПАЕМЫЕ

Разведочное бурение проводится в специфических условиях (удаленность от населенных пунктов, дорог, сезонность работ и т.д.), и вопросы организации работ приобретают исключительное значение.

Основной задачей организации буровых работ является снижение их себестоимости, повышение производительности труда, обеспечение заданного выхода керна, проведение необходимых геофизических, и гидрогеологических исследований.

Вопросы организации работ затрагивают аспекты не только организации процесса бурения, но и организации вспомогательных, монтажно-демонтажных и обслуживающих процессов: водоснабжения, энергоснабжения, ремонта оборудования, транспорта и подбора кадров.

Бурение скважины, представляет собой циклически повторяющийся сложный производственный процесс, который включает:

1) организацию вспомогательных производств, обслуживающих буровые работы, и подготовку к бурению;

2) производство собственно бурения скважин;

3) ликвидацию буровых скважин.

Состав и количество инженерно-технического персонала буровых партий, а также фонд их зарплаты зависят от объема работ и определяются нормативами СУН.

Число буровых бригад в партии определяется рациональным режимом работы бурового агрегата, т.е. из расчета 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 течение всего производственного цикла без каких-либо перерывов.

В этом случае буровая бригада состоит из четырех вахт, причем каждая смена работает 5 дней по 8 ч и после этого 2 дня отдыхает. При использовании такого графика работ в некоторые месяцы образуется переработка или недоработка рабочего времени по сравнению с установленной нормой времени 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 разрешения руководства партии и согласования с профсоюзом.

Буровые бригады, укомплектованные в начале работ, следует по возможности сохранять постоянными, добиваясь от них высокой трудовой дисциплины, четкого распределения обязанностей и повышения квалификации каждого члена бригады.

Состав смен в буровой бригаде зависит от способа бурения, глубины скважины, типа станка при вращательном бурении (или диаметра скважины при канатно-ударном бурении) и определяется СУН.

Буровые смены организационно объединяются в буровые бригады, подчиненные буровому мастеру. Монтажно-демонтажные работы и перевозка агрегатов организуются различно. При небольшом объеме буровых работ и количестве буровых агрегатов эти виды работ выполняются членами буровой бригады. В случае, когда объем буровых работ и число буровых станков могут обеспечить непрерывную работу монтажной бригады, комплектуется отдельная монтажная бригада, состоящая из рабочих различных специальностей: плотника, тракториста, сварщика и т.д.

Каждая смена в зависимости от условий работ может состоять из двух, трех или четырех человек. Машинист буровой установки является руководителем смены, непосредственно выполняя наиболее ответственные операции по управлению буровым станком и организации технологических процессов, отвечает за работу смены.

Помощник машиниста отвечает за исправность механизмов, наблюдает за работой насосов и качеством глинистого раствора. В обязанности помощника входят выполнение всех подсобных операций, чистка и смазка механизмов и инструмента.

Каждая смена несет ответственность не только за произведенный объем работ, но и за выполнение суточного и месячного заданий по проходке скважины, за состояние оборудования и инструмента и его правильное использование и сохранность.

ПРИЕМКА БУРОВОЙ УСТАНОВКИ

После монтажа буровой установки производится приемка установки и составляется акт о готовности ее к бурению.

Качество монтажа проверяют руководитель буровых работ, инженер по технике безопасности и буровой мастер. Правильность заложения скважины (если скважина наклонная) проверяет геолог партии.

Проверяются правильность и качество установки бурового станка, насоса, двигателя, система их заземления, наличие ограждений на вращающихся узлах, наличие перил и лестниц, противопожарного материала и инвентаря, а также достаточность освещения в ночное и дневное время. В некоторых случаях все агрегаты подвергают испытанию под нагрузкой, и если обнаружатся неполадки и неисправности отдельных узлов, то буровая установка не может быть принята к эксплуатации.

На предполагаемую к проходке скважину составляется геолого-технический наряд. Геолого-технический наряд составляется по стандартной форме (приложение 1).

На буровой установке вывешиваются нормы выработки и расценки по категориям пород и интервалам глубины бурения с учетом других факторов, при которых будет проводиться бурение.

Кроме того, на буровой установке должны быть вывешены плакаты по технике безопасности, а также плакаты по конструкции бурового станка, насоса. На буровой установке должны быть часы, умывальник, аптечка и бак с кипяченой водой.

Перед началом бурения буровой мастер проводит инструктаж бригады по вопросам технологии и режима работы в данных конкретных условиях, а также по вопросам техники безопасности и охраны труда и разъясняет бригаде условия оплаты труда.

Все виды работ, выполняемые в течение смены, записываются в буровом журнале (приложение 2). На основании этих записей составляется наряд для оплаты труда.

СОСТАВЛЕНИЕ ГРАФИКА БУРОВЫХ РАБОТ

Буровые скважины, которыми разведуется месторождение полезного ископаемого, обычно располагают по определенной сетке или линиям, направленным вкрест простирания полезного ископаемого.

Методически чрезвычайно важно, чтобы каждая новая скважина закладывалась с учетом геологических данных, полученных в результате обработки данных уже пробуренных скважин. В большинстве случаев принимается параллельно-последовательная проходка скважин, т.е. бурение ведется на нескольких разведочных линиях сразу. Последовательность бурения скважин осуществляется по обоснованному специальному графику.

Для составления графика необходимы два дополнительных документа:

реестр проектных скважин с указанием глубины скважины и проектного времени бурения (в ст.-сут);

план перевозки буровых станков.

При составлении графиков необходимо учитывать и взаимоувязывать следующие данные:

1) необходимую геологическую последовательность бурения;

2) число станков на начало планируемого периода, сроки поступления и ввод в эксплуатацию новых станков и коммерческую скорость бурения на 1 ст.-мес.

Никогда не следует планировать одновременный ввод в эксплуатацию сразу большого числа станков, так как в этом случае возникают затруднения с транспортом, монтажными работами, и формированием буровых бригад;

3) необходимое время на перевозку вышек, монтаж и демонтаж оборудования необходимо планировать так, чтобы одновременно число перевозок было минимальным, что обеспечить ритмичную работу транспорта и монтажных бригад;

4) сезонность работы буровых установок, рельеф и характер местности – на летний период планировать работу самоходных установок, а также работу буровых станков в пересеченной местности, когда в зимний период к ним затруднен подъезд;

5) периодичность и структуру ремонта бурового оборудования, приурочивая время малых ремонтов на период монтажных работ или проведение исследований в скважине;

6) необходимость сохранения до начала ликвидации буровых работ по возможности постоянного числа буровых бригад.

В полном соответствии с графиком работы и планом перевозок буровых установок составляются схемы электроснабжения, водоснабжения и размещаются трансформаторные подстанции и насосные установки.

ВЫБОР ОБОРУДОВАНИЯ И РАСЧЕТ НЕОБХОДИМОГО ЧИСЛА СТАНКОВ

При выборе типа буровых установок и вида привода решающее значение имеют проектная глубина скважин, крепость пород и проектируемая технология бурения.

Для проведения буровых работ необходимо использовать по возможности однотипные буровые установки, что облегчит их обслуживание и ремонт.

Расчет необходимого количества станков проводится по формуле:

$$n = Q/v_к tK, \qquad (29.1)$$

где n – число необходимых станков; Q – объем работ, м; $v_к$ – коммерческая скорость бурения, м/ст.-мес; t – продолжительность работ по календарному времени, K – коэффициент использования имеющегося парка станков,

$$K = C_{общ}/C_{раб},$$

где $C_{общ}$ – общее число станков; $C_{раб}$ – число станков, находящихся в работе.

Значение коэффициента K колеблется в пределах 0,6-0,85.

ОРГАНИЗАЦИЯ СНАБЖЕНИЯ БУРОВЫХ УСТАНОВОК ВОДОЙ И ГЛИНИСТЫМ РАСТВОРОМ

При проведении буровых работ возникает необходимость снабжения буровых установок водой или глинистым раствором. Основной задачей организации труда в этой области является обеспечение бесперебойной подачи воды или раствора и снижения себестоимости этих трудоемких и дорогостоящих работ.

Снабжение буровых установок водой производится различными способами. При слабопересеченном рельефе и отсутствии достаточного количества почвенных вод и густой буровой сети и большом объеме работ экономически выгодна подача воды самотеком из местных водоемов, расположенных

выше точек бурения. При ровной местности около водоема устанавливается насос.

Вода к скважинам может подаваться по трубопроводу, который монтируется из старых отработанных бурильных или обсадных труб.

При бурении глубоких скважин для водоснабжения бурится специальная скважина, а вода из нее с помощью насоса подается в приемный бак.

При редкой разведочной сетке и незначительном расходе воды при бурении водоснабжение осуществляют подвозом воды автомобильным транспортом. Этот способ водоснабжения является наиболее дорогим.

При бурении скважин в осложненных условиях в качестве очистного агента используется глинистый раствор. Глинистый раствор приготовляют на специальных глиностанциях.

При бурении мелких скважин самоходными буровыми установками глинистый раствор чаще готовят на месте бурения из глинопорошков или глинистых паст.

Централизованное приготовление глинистого раствора на глиностанциях применяется в случае бурения скважин средней глубины или глубоких и при большом объеме буровых работ. Этот способ приготовления имеет следующие преимущества:

1) хорошее качество глинистого раствора при постоянном его контроле;

2) проще организовать хранение глины и химических реагентов;

3) снижение себестоимости раствора.

Глинистую станцию удобнее располагать непосредственно на площадке разведки, примерно в центральной ее части, или у естественных водоемов, если они расположены на участке работ.

Транспортируется глинистый раствор к буровым установкам по трубопроводу. Перекачка раствора производится буровым насосом.

В случае редкой разведочной сети раствор доставляют автотранспортом.

ОРГАНИЗАЦИЯ РЕМОНТА БУРОВОГО ОБОРУДОВАНИЯ

Правильная эксплуатация, своевременный ремонт механизмов, занятых на геологоразведочных работах, являются основными условиями, обеспечивающими их бесперебойную работу. Обслуживание механизмов приобретает

особенное значение в геологоразведочных партиях в связи с тем, что они часто отдалены от населенных пунктов и ремонтных баз.

Основной организационной формой ремонта оборудования является система планово-предупредительных ремонтов (ППР).

Для бесперебойной работы и наиболее длительной сохранности оборудования необходимо выполнять инструкции по уходу за ним и правила технической эксплуатации.

Необходимо особенно подчеркнуть значение передачи оборудования от смены к смене. Все замечания при приемке неисправности должны быть занесены в буровой журнал и немедленно устранены.

Система планово-предупредительного ремонта предусматривает следующие виды ремонта:

а) межремонтное обслуживание;

б) малый текущий ремонт;

в) средний текущий ремонт;

г) капитальный ремонт.

Межремонтное обслуживание предусматривает систематический уход за оборудованием, устранение мелких дефектов и т.д. Межремонтное обслуживание полностью возлагается на обслуживающий персонал (смену).

Малый текущий ремонт характеризуется разработкой легкодоступных узлов с заменой или ремонтом отдельных быстроизнашивающихся частей (подшипники, втулки, шестерни). Обычно малый ремонт оборудования проводится силами обслуживающего персонала под руководством участкового механика, в сроки, определяемые графиком ремонта. Длительность ремонта две-три смены.

Средний ремонт включает весь объем малого ремонта и, кроме того, полную или частичную разработку всех узлов, их проверку и ремонт или замену изнашивающихся деталей. Осуществляется полная регулировка оборудования и его испытание. Средний ремонт проводится силами ремонтно-механических мастерских партии или экспедиции, за исключением сложного оборудования, который выполняется в центральных ремонтно-механических мастерских геологоразведочных объединений.

Цель *капитального ремонта* – восстановление первоначальной мощности, точности и производительности механизмов. Капитальный ремонт сложного оборудования проводится специализированными ремонтными заводами, а оборудование средней сложности – в центральных ремонтно-механических мастерских геологических предприятий.

Ремонтным циклом оборудования называется период его эксплуатации от одного капитального ремонта до другого, а для нового оборудования – период его эксплуатации до первого капитального ремонта.

Межремонтными периодами называется время работы оборудования от предыдущего до очередного ремонта. Чередование ремонтов, различных по объему работ, в определенной последовательности и через определенные промежутки времени составляет структуру ремонтного цикла. Она различна и зависит от условий работы оборудования и его конструктивных особенностей. Для оборудования, применяемого на геологоразведочных работах, структура ремонтного цикла принята по схеме М–М–М–С–М–М–М–К, где М – малый ремонт, С – средний ремонт, К – капитальный ремонт. Данный ремонтный цикл характеризуется структурой, состоящей из шести малых, одного среднего и одного капитального ремонтов.

29.2. ОРГАНИЗАЦИЯ БУРОВЫХ РАБОТ ПРИ БУРЕНИИ НА ЖИДКИЕ И ГАЗООБРАЗНЫЕ ПОЛЕЗНЫЕ ИСКОПАЕМЫЕ

Буровую сооружает *вышкомонтажная бригада*, основными работами которой являются:

демонтаж оборудования на законченной буровой;

транспортировка блоков и оборудования на подготовленную площадку под новую буровую;

монтаж блоков и оборудования на новой площадке.

До начала вышкомонтажных работ специальная *подготовительная бригада* прокладывает к месту сооружения буровой трубопроводы, линии электропередачи и связи, доставляет материалы, изготавливает блочные основания и строит фундаменты, планирует площадку под буровую. В исключительных случаях фундаменты под оборудование сооружает вышкомонтажная бригада.

Состав комплексной вышкомонтажной бригады следующий; бригадир-вышкомонтажник, вышкомонтажники IV разряда (4 чел.), вышкомонтажники III разряда (5 чел. при высоте вышки 41 м и 7 – при высоте 53 м), вышкомонтажники II разряда (6 чел. при высоте вышки 41 м и 8 – при высоте вышки 53 м).

Всего в бригаде 16–20 человек при неблочном и мелкоблочном строительстве, при крупноблочном – всего 12 человек.

Бригадир подчиняется прорабу вышкомонтажной конторы (цеха). Вышкомонтажники IV разряда руководят звеньями из вышкомонтажников III и II разрядов.

К началу строительства буровой составляется *сетевой график* вышкомонтажных работ. Сетевой график может предусматривать работу в одну или две смены.

Бурение скважины ведется *буровой бригадой*, в обязанности которой входят:

подготовительные работы перед началом бурения скважины (оснастка талевой системы, установка ротора, оснащение буровой элементами малой механизации, размещение бурового, слесарного и другого инструмента, противопожарного инвентаря и средств техники безопасности, обкатка дизелей и проверка бурового оборудования, приготовление промывочной жидкости и бурение шурфа);

работы, связанные с бурением скважины;

крепление скважины и разобщение пластов;

предупреждение и ликвидация осложнений и аварий;

подготовительно-заключительные работы, связанные с проведением геофизических исследований и прострелочных работ в скважине;

профилактический ремонт бурового оборудования и механизмов;

работы по испытанию продуктивных горизонтов в процессе бурения и после завершения прострелочных работ;

заключительные работы после окончания сооружения скважины.

Всем процессом руководит буровой мастер, как правило, инженер.

На буровой круглосуточно работает буровая бригада, состоящая из сменяющих друг друга трех основных и одной дополнительной вахты, подменяющей основные в выходные дни.

Каждая вахта состоит из бурильщика (VI–V разряда), первого, второго и третьего помощников бурильщика (V, IV и III разрядов). Вахта работает сменами по 8 ч, имея после 4 дней работы 48 ч отдыха. Когда используют буровые установки, оснащенные высотой 53 м без комплекса механизации АСП, и свечей длиной 37 м, в пределах фонда зарплаты вводится дополнительно еще один помощник бурильщика.

Помимо основных буровиков в бригаду вводятся 1–2 дизе-

листа или 1 электромонтер и дополнительно 1 помощник бурильщика при бурении электробуром. Наряду со сменными рабочими буровую установку обслуживают несменные рабочие: дизель-машинист при бурении с дизелями, электромонтер при бурении на электродвигателях и слесарь по ремонту оборудования.

Спуск и подъем бурильной колонны выполняются с помощью элеваторов, которые служат для захвата и удержания на весу бурильной колонны в процессе ее спуска и подъема.

Штропы служат для подвешивания элеватора на крюке. Бурильные клинья (например, КБ-2) предназначены для подвески бурильной колонны в роторном столе в процессе спуска и подъема. Используются две пары клиньев, которые устанавливают в большие вкладыши ротора, имеющих коническую расточку, что обеспечивает надежное прижатие их через собачки к подвешенной бурильной колонне.

Универсальный машинный ключ предназначен для раскрепления и докрепления резьбовых соединений. Подвешивают два ключа, и ими работают. Применяют также пневмокрепитель свечей ПРС. Круговой ключ предназначен для свинчивания замкового соединения при спуске бурильной колонны в скважину. Цепной ключ предназначен для свинчивания и развинчивания вручную. На буровой также имеются приспособления для навинчивания и развинчивания долот.

Для ускорения работ по установке свечей на подсвечник после их отвинчивания целесообразно применять автоматизированную установку свечей АУС-3. Применяют также автоматический буровой ключ АКБ-3М в сочетании с пневматическим роторным клиновым захватом ПКР. Кроме того, при проведении спускоподъемных операций используют комплекс механизмов АСП-3.

Бурильную колонну наращивают с помощью двух или трех элеваторов. Спуск обсадной колонны производят с использованием клиновых захватов для обсадных труб, а также специальных элеваторов ЭОГ-2.

Все эти механизмы представляют собой комплекс малой механизации и автоматизации процесса ведения буровых работ.

К основной документации на строительство скважины относят перечисленные ниже материалы.

Технический проект (индивидуальный или групповой). К техническому проекту прилагаются геолого-технический наряд; чертеж профиля наклонной скважины; схема транспортных связей. *Геолого-технический наряд* – это оперативный план работы буровой бригады.

Инструктивно-технологическая карта (карта отработки долот). В ней указываются технико-экономические показатели: глубина скважины (в м); коммерческая скорость; календарное время работы буровой; производительное время (в %); число долот; средняя проходка на долото (в м); механическая скорость бурения в метрах в час; рейсовая скорость проходки (в м/ч) и др.

Наряд на производство буровых работ. К перечисленной документации относятся: буровой журнал, диаграммы индикатора веса и суточный буровой рапорт.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Общим направлением развития техники, технологии организации бурения на твердые, жидкие и газообразные полезные ископаемые, как и других отраслей производства, 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 внедрения новых физических способов разрушения горных пород и технологий беструбного экологически чистого крепления скважин, внедрение в практику 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 глубокого механического бурения с использованием бурильных труб. Поэтому, наряду с совершенствованием трубной промышленности, повышением надежности и расширением использования легкосплавных труб на основе алюминия, магния, титана, особенно важны разработка и повсеместное внедрение неразрушающих методов непрерывного при СПО контроля качества и состояния бурильных труб для их своевременной отбраковки.

Для увеличения глубин и скоростей бурения все бóльшую долю в общем объеме буровых работ будут составлять гидравлические и электрические забойные двигатели.

В ближайшее время найдут 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 поиске и разведке месторождений полезных ископаемых, большое значение имеют подготовка к проведению буровых работ и правильное прогнозирование их результатов. Наиболее успешному проведению поискового и разведочного бурения способствуют совершенствование существующих и разработка новых геофизических методов исследований.

Большое значение также приобретает создание комплексов геологической, геофизической и технологической информации для повышения точности и достоверности документирования геологического разреза, вскрываемого скважиной, и повышения оперативности и осведомленности в управлении процессом бурения. Более высокий уровень управления достигается с освоением информационно-измерительных систем, оснащенных компьютерными системами, и внедрением аппаратуры телеметрического контроля забойных параметров.

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 неуклонным ростом глубин бурения, объемов направленного бурения, распространением буровых работ на акватории морей и океанов, необходимостью сокращения сроков строительства скважин и повышения эффективности капитальных вложений.

Все бóльшую актуальность приобретают фундаментальные научные исследования по изысканию новых, более эффективных способов проходки скважины и разрушения горных пород на забое, которые пришли бы на смену традиционным способам механического бурения.

Достижения научно-технического прогресса в других отраслях промышленности вселяют уверенность, что ближайшие годы будут отмечены освоением новой, более производительной техники и новых, эффективных способов бурения.

Однако всегда необходимо помнить, что новые технические и технологические разработки в области бурения скважин на твердые жидкие и газообразные полезные ископаемые должны сопровождаться повышенным вниманием к обеспечению безопасности и устранению экологически отрицательных последствий от ведения буровых работ.

Приложение 1

Объединение _____
Партия (экспедиция) _____
Проектная глубина, м _____
Угол наклона к горизонту, градус _____
Скважина начата _____
Скважина окончена _____

Станок _____
Двигатель _____
Вышки (мачта) _____
Бурильные трубы _____
УБТ _____
Длина свечи _____
Труборазворот _____
Элеватор _____

Геолого-технический наряд

Геологическая часть					Техническая часть											
Литологический состав пород	Мощность слоя, м	Категория пород	Выход керна, %	Зоны возможных осложнений	Конструкция скважины	Диаметр (мм), тип бурового наконечника	Диаметр (мм) и длина (м) УБТ	Режим бурения			Вид очистного агента и его параметры	Тампонирование, параметры смеси	Замеры в скважине			Примечание
								Осевая нагрузка на забой, кН	Частота вращения снаряда, $мин^{-1}$	Расход очистного агента, л/мин			Зенитный угол, градус	Азимут, градус	Уровень воды, м	

Приложение 2

Форма бурового журнала

Партия _____
Участок _____
Ф.И.О. бурового мастера

Номер скважины _____
Номер бурового агрегата _____

Дата	Номер смены	Описание работ	Замер бурового снаряда, м		Состав бурового снаряда	Диаметр и тип бурового наконечника	Тип и длина, м, колонковой трубы	Конструкция скважины	Пробурено, м			Поднято керна, м	Режим бурения			Тип очистного агента, параметры	Техническое состояние бурового агрегата	Состав смены	Смену принял
			в начале смены	в конце смены					от	до	итого		Осевая нагрузка, кН	Частота вращения снаряда, $мин^{-1}$	Расход очистного агента, л/мин				

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. *Алексеев Ю.Ф.* Использование данных по механическим и абразивным свойствам горных пород при бурении скважин. – М.: Недра, 1968.

2. *Боголюбский К.А., Соловьев Н.В., Букалов А.А.* Практикум по курсу промывочные жидкости и тампонажные смеси с основами гидравлики. – М.: МГРИ, 1991.

3. *Бревдо Г.Д.* Проектирование режимов бурения. – М.: Недра, 1988.

4. *Буровой* инструмент для геологоразведочных скважин / Н.И. Корнилов, Н.Н. Бухарев, А.Т. Киселев и др. – М.: Недра, 1990.

5. *Воздвиженский Б.И., Голубинцев О.Н., Новожилов А.А.* Разведочное бурение. – М.: Недра, 1975.

6. *Ганджумян Р.А.* Практические расчеты в разведочном бурении. М.: Недра, 1986.

7. *Зварыгин В.И., Сулакшин С.С.* Исследование резцов с целью определения их рациональной геометрии // Изв. ТПИ. – Изд.-во ТГУ, 1966. – Т. 151.

8. *Зиненко В.П.* Направленное бурение. – М.: Недра, 1990.

9. *Исаев М.И., Пономарев П.В.* Основы прогрессивной технологии алмазного бурения геологоразведочных скважин. – М.: Недра, 1975.

10. *Ивачев Л.М.* Промывочные жидкости в разведочном бурении. – М.: Недра, 1975.

11. *Ивачев Л.М.* Промывочные жидкости и тампонажные смеси. – М.: Недра, 1987.

12. *Калинин А.Г., Левицкий А.З., Никитин Б.А.* Технология бурения разведочных скважин на нефть и газ. – М.: Недра, 1998.

13. *Кирсанов В.А., Орлов В.И., Сорокин В.Ф.* Твердосплавный и алмазный породоразрушающий инструмент // РИОН (50 лет СКБ Геотехники.) – 1996. – № 9.

14. *Кирсанов А.Н., Зиненко В.П., Кардыш В.Г.* Буровые машины и механизмы. – М.: Недра, 1986.

15. *Лачинян Л.А.* Работа бурильной колонны. – М.: Недра, 1992.

16. *Морозов Ю.Т.* Методика и техника направленного бурения скважин на твердые полезные ископаемые. – Л.: Недра, 1987.

17. *Соловьев Н.В.* Промывка скважин жидкостями с поверхностно-активными антифрикционными и полимерными добавками. – М.: МГРИ, 1983.

18. *Соловьев Н.В., Чихоткин В.Ф., Богданов Р.К., Закора А.П.* Ресурсосберегающая технология алмазного бурения в сложных геологических условиях. – М.: ВНИИОЭНГ, 1997.

19. *Справочник* инженера по бурению геологоразведочных скважин: В 2 т. / Под общей ред. Е.А. Козловского – М.: Недра, 1984. – Т. 1.

20. *Справочник* по бурению скважин на воду. Под общей редакцией Башкатова Д.Н. – М: Недра, 1979.

21. *Сулакшин С.С.* Бурение геологоразведочных скважин. – М.: Недра, 1994.

22. *Сулакшин С.С.* Направленное бурение. – М.: Недра, 1987.

23. *Технология* и техника разведочного бурения. / Ф.А. Шамшев, С.Н. Тараканов, Б.В. Кудряшов и др. – М.: Недра, 1983.

24. *Турчанинов И.А., Медведев Р.В., Панин В.И.* Современные методы определения физических свойств горных пород. – М.: Недра, 1967.

25. *Федоров В.С.* Проектирование режимов бурения. – М.: Гостоптехиздат, 1958.

ОГЛАВЛЕНИЕ

ПРЕДИСЛОВИЕ 3

1. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О РАЗВИТИИ ТЕХНОЛОГИИ И ТЕХНИКИ БУРЕНИЯ СКВАЖИН 5

1.1. Краткие исторические сведения о бурении 5
1.2. Основные понятия о бурении скважин 12

2. КРАТКИЕ СВЕДЕНИЯ О МИНЕРАЛАХ И ГОРНЫХ ПОРОДАХ 22

3. СВОЙСТВА ГОРНЫХ ПОРОД И ГЕОЛОГО-ТЕХНИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ БУРЕНИЯ СКВАЖИН 30

3.1. Общая характеристика физико-механических свойств горных пород 33
3.2. Методы определения физико-механических свойств горных пород 37
3.3. Технологические характеристики горных пород и геолого-технические условия бурения скважин 51

4. СОВРЕМЕННЫЕ ПРЕДСТАВЛЕНИЯ О ТЕОРИИ РАЗРУШЕНИЯ ГОРНЫХ ПОРОД ПРИ РАЗЛИЧНЫХ СПОСОБАХ БУРЕНИЯ 62

4.1. Твердосплавное бурение 66
4.2. Алмазное бурение 69
4.3. Бурение шарошечными долотами 71

5. ПРОЕКТИРОВАНИЕ КОНСТРУКЦИИ СКВАЖИНЫ 75

6. АЛМАЗНЫЙ ПОРОДОРАЗРУШАЮЩИЙ ИНСТРУМЕНТ 85

6.1. Свойства алмазов, применяемых для армирования коронок, долот и расширителей 85
6.2. Алмазные буровые коронки 100
6.3. Технология бурения алмазными коронками 119
6.4. Алмазные долота 127
6.5. Алмазные расширители 128

7. ТВЕРДОСПЛАВНЫЕ КОРОНКИ ДЛЯ КОЛОНКОВОГО БУРЕНИЯ ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНЫХ СКВАЖИН 132

7.1. Материалы, применяемые для изготовления твердосплавных коронок 134
7.2. Элементы твердосплавных коронок 135
7.3. Классификация и индексация твердосплавных коронок 139
7.4. Конструкция твердосплавных буровых коронок и области их рационального применения 140
7.5. Технология бурения твердосплавными коронками 152
7.6. Твердосплавные коронки для гидро- и пневмоударного бурения 156

8. ШАРОШЕЧНЫЕ ДОЛОТА И РАСШИРИТЕЛИ ДЛЯ БУРЕНИЯ ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНЫХ СКВАЖИН 162

8.1. Назначение шарошечных долот 162
8.2. Элементы шарошечных долот и особенности их работы 163

8.3. Классификация и индексация шарошечных долот 167
8.4. Конструкции шарошечных долот и области их рационального применения 169
8.5. Технология бурения шарошечными долотами 173
8.6. Оптимизация бурения шарошечными долотами 176
8.7. Правила эксплуатации шарошечных долот 177
8.8. Шарошечные расширители 179

9. ЛОПАСТНЫЕ ДОЛОТА РЕЖУЩЕГО ТИПА 182

9.1. Назначение лопастных долот режущего типа 182
9.2. Классификация и индексация долот режущего типа 184
9.3. Конструкция долот режущего типа и области их рационального применения 185
9.4. Технология бурения долотами режущего типа 189

10. БУРИЛЬНЫЕ И ОБСАДНЫЕ ТРУБЫ 192

10.1. Бурильные трубы, их устройство и области применения 194
10.2. Эксплуатационный расчет бурильных колонн 199
10.3. Прочностной расчет бурильных колонн 213
10.4. Области применения бурильных колонн различного типа 219
10.5. Обсадные трубы 220

11. БУРОВЫЕ УСТАНОВКИ И ОБОРУДОВАНИЕ ДЛЯ ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНОГО БУРЕНИЯ 230

11.1. Общие характеристики и классификация буровых установок 230
11.2. Буровые станки механического вращательного бурения 242
11.3. Буровые насосы 261
11.4. Оборудование для спускоподъемных операций 271

12. ТЕХНОЛОГИЯ И ТЕХНИЧЕСКИЕ СРЕДСТВА ВЕЩЕСТВЕННОГО ОПРОБОВАНИЯ РАЗВЕДОЧНЫХ СКВАЖИН 296

12.1. Способы и средства повышения выхода керна 302
12.2. Укладка и хранение керна 317
12.3. Отбор проб шлама 319

13. БУРЕНИЕ СНАРЯДАМИ СО СЪЕМНЫМ КЕРНОПРИЕМНИКОМ 322

13.1. Технологический инструмент 325
13.2. Технология бурения 333

14. БУРЕНИЕ С ГИДРОТРАНСПОРТОМ КЕРНА 336

15. УДАРНО-ВРАЩАТЕЛЬНОЕ БУРЕНИЕ 343

15.1. Бурение гидроударными машинами 343
15.2. Бурение пневмоударными машинами 352

16. БУРЕНИЕ НЕГЛУБОКИХ СКВАЖИН В РЫХЛЫХ ПОРОДАХ БЕЗ ПРОМЫВКИ 358

16.1. Вращательное бурение без транспортировки породы на поверхность (бурение короткими рейсами) 362
16.2. Шнековое бурение 364
16.3. Вибрационное или виброударное бурение 369
16.4. Ударно-канатное бурение забивными стаканами и грунтоносами 374

17. ОСОБЕННОСТИ ТЕХНОЛОГИИ БУРЕНИЯ СКВАЖИН ИЗ ПОДЗЕМНЫХ ГОРНЫХ ВЫРАБОТОК И ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН 377

18. ЭНЕРГОСНАБЖЕНИЕ И ПРИВОД БУРОВОГО ОБОРУДОВАНИЯ 381

18.1. Типы привода бурового оборудования 381
18.2. Электропривод для бурового оборудования 381
18.3. Привод от двигателей внутреннего сгорания и гидропривод 386
18.4. Энергоснабжение бурового оборудования 392
18.5. Расчет мощности, потребляемой при колонковом разведочном бурении 395

19. ОЧИСТНЫЕ АГЕНТЫ 399

19.1. Назначение и классификация очистных агентов, применяемых при разведочном бурении 399
19.2. Технологические параметры промывочных жидкостей и их контроль в процессе бурения 403
19.3. Материалы и реагенты для приготовления промывочных жидкостей 411
19.4. Типы промывочных жидкостей и области их рационального применения 436
19.5. Бурение с продувкой 452
19.6. Способы очистки промывочных жидкостей 457

20. ОСОБЕННОСТИ БУРЕНИЯ СКВАЖИН НА ВОДУ (ПО А.М. ЯКОВЛЕВУ) 461

20.1. Способы бурения скважин на воду 462
20.2. Вскрытие водоносных горизонтов и оборудование скважин фильтрами при вращательном бурении 464
20.3. Конструкции скважин на воду при вращательном бурении и оборудование их устья 476
20.4. Методы разглинизации стенок скважин 486
20.5. Тампонирование скважин 488
20.6. Исследования в скважинах 490

21. НАПРАВЛЕННОЕ И МНОГОЗАБОЙНОЕ БУРЕНИЕ 491

21.1. Элементы пространственного положения скважины 492
21.2. Направленное бурение на основе естественного искривления скважин 498
21.3. Технология и технические средства искусственного искривления и многозабойного бурения скважин 506
21.4. Бурение многоствольных скважин 520
21.5. Технология и технические средства бурения с отбором ориентированного керна (кернометрия) 524

22. БУРЕНИЕ ГЛУБОКИХ СКВАЖИН НА НЕФТЬ И ГАЗ 532

22.1. Условия работы буровых долот 533
22.2. Бурильная колонна 535
22.3. Компоновки низа бурильной колонны (КНБК) 542
22.4. Способы вращения долота 544
22.5. Роторное бурение 545
22.6. Турбинное бурение 549
22.7. Реактивно-турбинное бурение 556
22.8. Бурение винтовыми (объемными) двигателями 558
22.9. Бурение электробуром 561
22.10. Режим бурения 567
22.11. Крепление, разобщение пластов, исследование продуктивных горизонтов и заканчивание скважин 578
22.12. Наземные сооружения и буровое оборудование 593

23. АВАРИИ И ОСЛОЖНЕНИЯ В СКВАЖИНАХ, ИХ ПРЕДУПРЕЖДЕНИЕ И ЛИКВИДАЦИЯ 608

23.1. Классификация аварий и осложнений 608
23.2. Способы предупреждения аварий и осложнений 612
23.3. Противоаварийный инструмент 616
23.4. Технология ликвидаций аварий и осложнений 626
23.5. Осложнения при бурении скважин на жидкие и газообразные полезные ископаемые 633

24. ТЕХНИЧЕСКИЕ СРЕДСТВА ДЛЯ ИЗМЕРЕНИЯ И КОНТРОЛЯ БУРОВОГО ПРОЦЕССА 647

24.1. Приборы для измерения и контроля параметров режима и показателей бурения 648
24.2. Приборы для неразрушающего контроля бурового оборудования и инструмента и методика проведения исследований 659

25. ТАМПОНИРОВАНИЕ СКВАЖИН 664

25.1. Материалы для приготовления тампонажных смесей 664
25.2. Технологические параметры тампонажных растворов 667
25.3. Схемы тампонирования при борьбе с поглощениями промывочной жидкости и водопроявлениями 671
25.4. Оборудование и устройства для цементирования скважин 674
25.5. Технология работ по цементированию скважин 679
25.6. Ликвидационное тампонирование и ликвидация скважин 682

26. ОСНОВНЫЕ ПРАВИЛА ТЕХНИКИ БЕЗОПАСНОСТИ ПРИ ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНЫХ РАБОТАХ 686

26.1. Общие положения 686
26.2. Буровые работы 690
26.3. Строительно-монтажные работы 691
26.4. Требования к стальным канатам 697
26.5. Бурение скважин 698
26.6. Спуск и подъем обсадных труб 701
26.7. Ликвидация аварий 702
26.8. Прочие работы 703
26.9. Меры пожарной безопасности 708

27. ОХРАНА ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ ПРИ БУРЕНИИ ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНЫХ СКВАЖИН 710

27.1. Основные права и обязанности пользователей недр 711
27.2. Нормы площадей земельных участков 712
27.3. Требования к защите и восстановлению земельных участков 714

28. ОСНОВНЫЕ ПОКАЗАТЕЛИ БУРЕНИЯ. ОЦЕНКА ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ НОВОЙ ТЕХНИКИ И ПРОГРЕССИВНЫХ СПОСОБОВ БУРЕНИЯ 717

28.1. Основные показатели процесса бурения скважин на твердые полезные ископаемые 717
28.2. Основные технико-экономические показатели процесса бурения скважин на жидкие и газообразные полезные ископаемые 722

29. ОРГАНИЗАЦИЯ БУРОВЫХ РАБОТ И ТЕХНИЧЕСКОЕ ДОКУМЕНТИРОВАНИЕ 727

29.1. Организация буровых работ при бурении на твердые полезные ископаемые 727

29.2. Организация буровых работ при бурении на жидкие и газообразные полезные ископаемые 734
ЗАКЛЮЧЕНИЕ 738
ПРИЛОЖЕНИЕ 1 740
ПРИЛОЖЕНИЕ 2 741
СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ 742

УЧЕБНОЕ ИЗДАНИЕ

Калинин Анатолий Георгиевич
Ошкордин Олег Владимирович
Питерский Владимир Михайлович
Соловьев Николай Владимирович

РАЗВЕДОЧНОЕ БУРЕНИЕ

Заведующий редакцией *Т.К. Рубинская*
Редактор издательства *А.И. Ровинская*
Переплет художника *Н.П. Новиковой*
Художественный редактор *Н.П. Новикова*
Технический редактор *Л.Н. Фомина*
Корректор *Л.В. Зайцева*
Компьютерная верстка *С.Б. Соловьева*

Изд. лиц. № 071678 от 03.06.98. Подписано в печать с репродуцированного оригинал-макета 02.06.2000. Формат 60×88 1/16. Гарнитура "Балтика". Печать офсетная. Усл. печ. л. 46,06. Уч.-изд. л. 50,19. Тираж 1500 экз. Заказ № 258 /853. Набор выполнен на компьютерной технике в ОАО "Издательство "Недра".

ООО «Недра-Бизнесцентр»,
125047, Москва, пл. Тверская застава, 3

ППП «Типография «Наука» Академиздатцентр РАН
121099, Москва, Шубинский пер., 6