МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ
РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН

Казахский национальный исследовательский технический
университет имени К. И. Сатпаева

Б. В. Федоров

БУРЕНИЕ СКВАЖИН

Рекомендовано Министерством образования и науки
Республики Казахстан в качестве учебника

Алматы 2016

УДК 622.243.2(075.8)
ББК 33.131я73
Ф 33

Рецензенты:
Воронина Л. В., д-р техн. наук, проф. КОУ;
Кудайкулова Г. Н., д-р техн. наук, ген. директор фирмы ТОО «Бурмаш»;
Ратов Б. Т., д-р техн. наук, проф. КазНИТУ им. К. И. Сатпаева

Печатается по плану издания Министерства образования и науки Республики Казахстан на 2016 г.

Федоров Б. В.
Ф33 Бурение скважин: Учебник / Б. В. Федоров. – Алматы: КазНИТУ, 2016. –370 с.: Ил.107. Табл. 12. Библиогр. – 45 назв.
ISBN 978-601-228-921-3

Изложены основные сведения о способах бурения скважин, применяемой технике и технологии их проведения. Основное внимание уделено комплексу вопросов, связанных с бурением гидрогеологических, инженерно-геологических и колонковых скважин на твердые полезные ископаемые. Даны сведения об организации буровых работ. Учебник предназначен для студентов следующих геологических специальностей ВУЗов: гидрогеология и инженерная, геология; геологическая съемка, поиски и разведка месторождений полезных ископаемых; геофизические методы поисков и разведки месторождений полезных ископаемых; технология и техника разведки месторождений полезных ископаемых (общий курс бурения, скважин).

УДК 622.243.2(075.8)
ББК 33.131я73

ISBN 978-601-228-921-3 © КазНИТУ имени К. И. Сатпаева, 2016
© Федоров Б.В., 2016

ВВЕДЕНИЕ

Республика Казахстан обладает огромными запасами полезных ископаемых. Объемы разведанных минерально-сырьевых ресурсов и их добыча обеспечивает развитие энергетики, металлургии, машиностроения, химической и других отраслей промышленности республики. Многие виды минерального сырья экспортируются в зарубежные страны.

Для дальнейшего развития промышленности в будущем необходимы поиски и разведка новых месторождений полезных ископаемых, инженерно-геологические изыскания для строительства дорог и крупных промышленных объектов. Основным техническим средством геолого-разведочных работ является бурение скважин, которое занимает ведущее место как по объему, так и по качеству получаемой геологической информации. Разведочное бурение в сравнении с проведением горно-разведочных выработок обладает многократно более высокой производительностью при значительно меньшей стоимости и достаточно высоким качеством геологической информации.

Буровые работы начали проводить еще в глубокой древности. Известно, что еще в каменном веке человек уже применял бурение – сверление при изготовлении различных каменных изделий. В древнем Египте бурение применялось при строительстве пирамид. В Китае свыше 2000 лет назад бурение применялось для добычи рассолов. Первые известные скважины на воду были пройдены в XII в. во Франции, в провинции Артуа. Алмазное бурение впервые применено в Европе в 1862 г. для бурения шпуров при проходке в Альпах железнодорожного тоннеля Мон-Сени. Несколько позже алмазное бурение получило распространение при разведке твердых полезных ископаемых. В 1896 г. шведский инженер Крелиус предложил удачную конструкцию станков для алмазного бурения, которые получили широкое распространение.

В США в 1899 г. инженер Дэвис впервые применил дробовое бурение. В Германии инженер Ломан в 1914 г. получил твердые сплавы на базе карбида вольфрама и кобальта, которые нашли широкое применение в технике, в т. ч. и в бурении. В 1895 г. в Техасе (США) впервые пройдена нефтяная скважина роторным способом, а в 1911 г. фирмой «Юза» (США) предложено трехшарошечное долото.

В России, как отмечено в рукописях XIII в., буровые скважины сооружались для добычи рассолов, из которых выпаривали поваренную соль. В XVII в. в районе Тотемского завода насчитывалось около 100 скважин диаметром до 1 м глубиной до 100 м. Бурение артезианских скважин в России получило широкий размах с начала XIX в. Уже к 1830 г. скважины бурили на значительную глубину (до 400 м). С развитием промышленности с помощью буровых скважин осуществлялась разведка и добыча угля и нефти. Выпускник Петербургского горного института Г. Д. Романовский в 1835 г. применил паровую машину для привода бурового станка. С. Г. Войслав разработал теорию алмазного бурения и первый в России алмазный буровой станок, а в 1899 г. предложил мелкоалмазную коронку.

С развитием буровой техники и технологии в России публикуется научно-техническая литература по этим вопросам. В 1843 г. А. И. Узатис публикует «Курс горного искусства», а в 1908 г. И. Н. Глушков издает капитальный труд «Руководство к бурению скважин». Н. С. Успенский разработал теорию ударного бурения, которую изложил в монографии «Курс глубокого бурения ударным способом».

Бурное развитие буровая наука получила в советский период. В Российской Федерации и других республиках бывшего СССР целая плеяда ученых достигла выдающихся результатов в разработке высокоэффективных технических средств и технологии бурения скважин на нефть газ и твердые полезные ископаемые.

В 1922 г. М. А. Капелюшников предложил первый в мировой практике турбобур. На базе этого изобретения П. П. Шумилов, Э. И. Тагиев, Р. А. Ионесян, М. Г. Гусман разработали в 1934 г. современный многоступенчатый турбобур, который в настоящее время широко применяется при бурении скважин на

нефть и газ. Второй тип забойного механизма для привода породоразрушающего инструмента – электробур разработали в 1937–1938 гг. А. П. Островский, Н. В. Александров, Н. Г. Григорян, А. А. Богданов.

Центрами развития буровой науки, начиная с 1950-х годов стали Московский геологоразведочный институт (МГРИ), Ленинградский горный институт, Всесоюзный институт техники разведки (ВИТР) и ряд других научных центров.

В Казахстане большой вклад в развитие разведочного бурения внесли сотрудники отдела техники разведки Казахского научно-исследовательского института минерального сырья (КазИМС) и кафедры технологии и техники бурения скважин КазНТУ.

В 1960-е годы началось бурное развитие колонкового бурения алмазными коронками, вызвавшее настоящий переворот в технике и технологии бурения скважин на твердые полезные ископаемые. В настоящее время разработаны и внедрены ударно-вращательный способ бурения, многозабойное вращательное бурение, бурение со съемными керноприемниками, с гидротранспортом керна и т. д. Созданы новые эффективные методы и способы бурения неглубоких скважин (вибрационный, шнековый, комбинированный и т. д.).

Разработано и внедрено в производство высокопроизводительное буровое оборудование и технология проходки разведочных, гидрогеологических и инженерно-геологических скважин.

В развитие буровой науки и техники большой вклад внесли российские ученые Б. И. Воздвиженский, Н. И. Куличихин, Ф. А. Шамшев, Е. А. Козловский, С. А. Волков, С. С. Сулакшин, Д. Н. Башкатов, Б. Б. Кудряшов и мн. др. В разработку новых технических и технологических средств бурения большой вклад, помимо геологических организаций и ВУЗов СНГ, внесли западноевропейские и американские фирмы (Атлас Копка, Лонгир, Д. К. Смит, Миндрил, Срейлинг, Джой, Эдеко и др.).

Ученые Казахстана также внесли значительный вклад в развитие следующих перспективных направлений развития буровой науки:

- разработка новых технических средств и технологии направленного бурения (Е. Л. Лиманов, С. Н. Страбыкин);

- разработка новых технических средств и технологии ударно-вращательного бурения (Б. Е. Скобочкин, А. С. Латыпов, С. З. Кабдулов, А. К. Касенов);

- разработка технических средств и технологии тампонирования скважин (М. И. Елизаров, Т. Т. Танатаров);

- разработка технических средств и технологии бурения алмазными коронками (М. Т. Аубакиров, С. К. Кудайкулов, Г. А.Кудайкулова, Б. В. Федоров);

- разработка технико-технологических средств освоения продуктивных пластов (Б. Т. Ратов, Б. В. Федоров).

Многочисленность современных способов бурения скважин, соответствующей техники и технологии обусловлено многообразием геолого-технических условий ведения буровых работ. Их эффективность зависит не только от применяемой при бурении техники и технологии, но во многом от квалификации инженерного персонала геологической службы. Именно горные инженеры геологических специальностей должны знать сущность современных способов бурения, умение выбрать из их множества наиболее рациональный способ в зависимости от целевого назначения скважин и геолого-технических условий их сооружения, выбрать соответствующую высокопроизводительную технику и разработать технологию ведения буровых работ. Указанные знания и умения являются неотъемлемой частью комплекса требований Государственного Стандарта, предъявляемых к подготовке горных инженеров-геологов, геофизиков, гидрогеологов, технологов.

Первое издание учебника было опубликовано в 2002 году. За последние годы после его издания в технике и технологии разведочного бурения произошли значительные изменения: в Казахстане появились современные высокомеханизированные буровые установки ведущих зарубежных фирм, высокопроизводительные буровые снаряды со съемным керноприемниками, эффективные алмазные и твердосплавные породоразрушающие инструменты.

Указанные изменения отражены в настоящем издании учебника.

Глава 1. КЛАССИФИКАЦИЯ СКВАЖИН И СПОСОБЫ ИХ БУРЕНИЯ

1. Элементы скважины

Буровой скважиной называется искусственная цилиндрическая горная выработка в земной коре, имеющая малые поперечные размеры по сравнению с глубиной. Диаметры скважин изменяются от 25 до 1000 мм и более (при проходке шурфов и стволов шахт их диаметры достигают 8000 мм). Глубина скважин изменяется от 5 м до 10 км и более. В России бурится самая глубокая в мире Кольская скважина СГ-3, глубина которой превысила 12 000 м (проектная глубина 15 000 м).

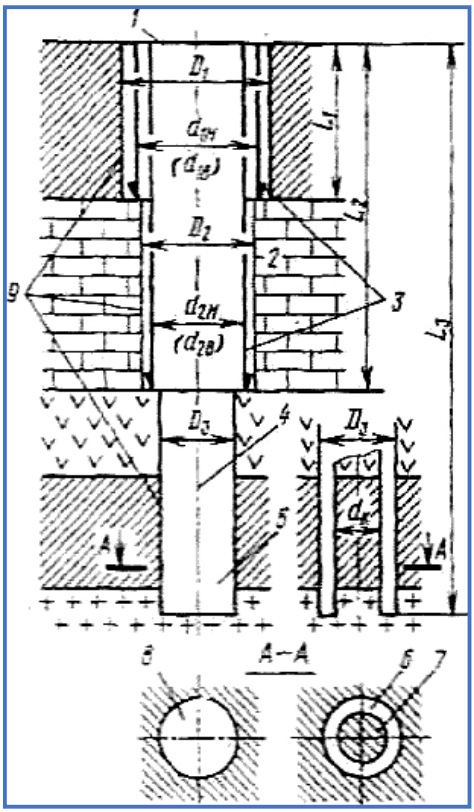


Рис. 1.1. Элементы буровой скважины

Самые глубокие скважины бурят с целью поисков и разведки нефти и газа и изучения глубинного строения земной коры. При разведке месторождений твердых полезных ископаемых глубина скважин, пробуренных с отбором керна, превысила 4000 м.

Элементами буровой скважины являются (рис. 1.1): забой – дно скважины, углубляющееся в процессе ее проходки; забой может разрушаться по всей площади *8* или по кольцу *6* с оставлением в центральной его части не разрушенного столбика породы – керна *7*, являющегося наглядным геологическим образцом; стенки *9* – боковая поверхность буровой скважины; устье 1 – линия пересечения боковой поверхности скважины с земной поверхностью; ствол – пространство, ограниченное стенками скважины (*2, 3* – обсаженный трубами, *5* – не обсаженный); ось скважины *4* – траектория, описываемая в пространстве центром углубляющегося забоя.

Скважина, являющаяся инженерным сооружением, характеризуется конструкцией, т. е. ее устройством в земной коре. Конструктивные параметры скважины: диаметры ствола D_1, D_2, D_3; принято диаметр скважины принимать равным диаметру породоразрушающего инструмента; общая глубина L_3; интервалы закрепления ствола L_1, L_2, сложенного неустойчивыми породами; указанные интервалы перекрываются трубами, называемыми обсадными; диаметры $d_{1н}$, $d_{2н}$, $d_{1в}$, $d_{2в}$ (наружный "н" и внутренний "в") обсадных труб; интервалы заполнения затрубного пространства (кольцевой зазор между скважиной и наружным диаметром обсадных труб) непроницаемым материалом для разобщения пересекаемых пластов; при бурении скважин на жидкие полезные ископаемые (нефть, пресные и минеральные воды) в понятие "конструкция скважины" входит также ее устройство в пределах продуктивного пласта, подлежащего опробованию и эксплуатации.

2. Определение пространственного положения скважины

Положение оси скважины в пространстве называется траекторией скважины. По направлению скважины делятся на вертикальные, наклонные, горизонтальные и восстающие (направленные вверх). Последние два типа скважин в основном бурятся из подземных горных выработок или в гористой местности.

В процессе проходки скважины, как правило, искривляют-

ся, причем, их траектория может быть плоско или пространственно искривленной. На рис. 1.2 приведена траектория пространственно искривленной скважины OKDMES.

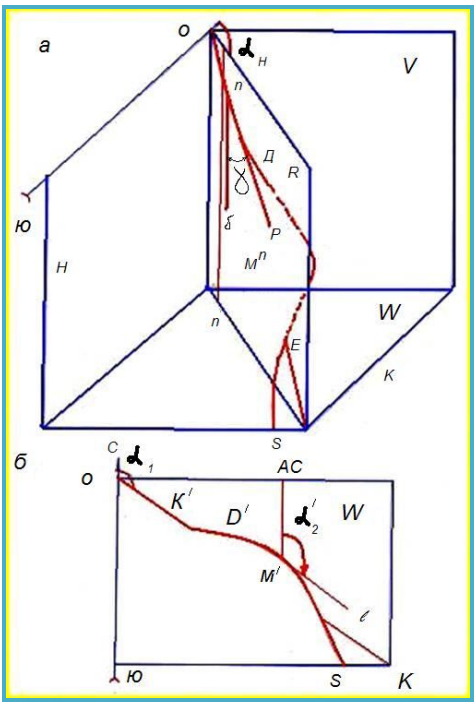


Рис. 1.2. Координаты, определяющие пространственное положение скважины

Из рисунка следует, что начальный интервал *ОКД* скважины лежит в плоскости *R*. Затем ось скважины уходит за упомянутую плоскость (интервал *ДМЕ*), а ее заключительный интервал *ЕК* располагается перед плоскостью *R*. Для однозначного определения любой точки оси скважины, (например, точки *К*) служат три координаты: длина отрезка *ОК*, зенитный γ и азимутальный угол α. В случае искривления первая координата из прямоугольного отрезка превращается в дугу, длина которой достаточно точно определяется суммированием длин элементов

бурового снаряда, опущенных в скважину до места замера.

Зенитный угол γ – это угол, измеренный в вертикальной плоскости между касательной, проведенной через точку замера к оси скважины (точка К), и вертикалью (*Кδ* на рис. 1.2, *а*).

Азимутальный угол (азимут) – это угол, измеренный в горизонтальной плоскости по часовой стрелке, от направления на север (на географический или магнитный полюс) до проекции на упомянутую плоскость. Так, на начальном интервале *ОКД* скважины лежащем в вертикальной плоскости, его проекция на горизонтальную плоскость *W* выразить отрезком *О, К, Д,* (рис. 1.2, *б*), а азимутальный угол на этом интервале будет α. На участках *ДМЕ* и *ЕК* пространственная величина азимутального угла меняется от точки к точке. Поэтому необходимо первоначально спроектировать их на горизонтальную плоскость *W*, затем провести касательную через точку, где измеряется азимутальный угол α (например, точка *М*, и касательная M^n, на рис. 1.2, *а*). Из определения азимутального угла следует, что величина изменяется от 0^0 до 360^0.

Реже применяется значения азимутального угла с использованием направления на стороны света: север – N (Nord), юг – S (South), запад – W (West), восток – E (East). Для этого круг разделяется на страны света, и азимутальный угол измеряется от 0^0 до 90^0 от направления север-юг (NS) учетом склонения (на запад или восток).

Для определения пространственного положения скважины величины L, θ, α замеряются через определенные интервалы: 20–100 м. По данным замеров строятся инклинограммы (графическое изменение α, θ с глубиной L), необходимые для контроля за поведением траектории скважины.

Профиль скважины – это проекция ее траектории на вертикальную плоскость, проведенную через рассматриваемую точку трассы.

3. Классификация скважин по целевому назначению

По целевому назначению скважины делятся на геолого-разведочные, эксплуатационные и технические.

Геолого-разведочные скважины разделяются на поисковые, разведочные, картировочные, структурные, параметриче-

ские, опорные.

Поисковые скважины предназначены для поиска территорий, благоприятных для залегания месторождений полезных ископаемых.

Разведочные скважины бурят для установления морфологии рудных тел; оконтуривания и подсчета запасов полезных ископаемых, выявления закономерности их распределения. Разведочные скважины на воду бурят с целью вскрытия водоносных горизонтов и их опробования.

Картировочные скважины бурят с целью вскрытия наносов и современных отложений и отбора проб коренных пород, залегающих под ними.

Структурные скважины предназначены для выявления и изучения геологических структур, благоприятных для залегания – месторождений полезных ископаемых.

Параметрические скважины бурят с целью изучения глубинного геологического строения и выявления перспективных районов для детальных геолого-поисковых работ, а также измерения геофизических свойств и температуры пород.

Опорные скважины предназначены для изучения геологического строения крупных геоструктурных элементов с целью установления общих закономерностей распространения отложений, благоприятных для образования полезных ископаемых.

Эксплуатационные скважины бурят с целью добычи полезных ископаемых и использования глубинного тепла Земли. Жидкие и газообразные полезные ископаемые в большинстве случаев добывают с помощью скважин. Технология добычи некоторых твердых полезных ископаемых (сера, медь, уран, карналлиты и др.) связана с бурением геотехнологических скважин.

Технические скважины бурят для различных инженерных целей: размещение взрывчатых веществ при сейсморазведочных работах или добыче полезных ископаемых открытым способом; установка свайных фундаментов; захоронение промышленных отходов и сточных вод; подвод коммуникаций при проведении подземных горных выработок; понижение уровня грунтовых вод при мелиоративных работах; дегазация угольных месторождений и т. д.

4. Производственный цикл сооружения скважин и основные рабочие операции при бурении

Сооружение скважин осуществляется с помощью буровой установки, представляющей собой комплекс наземных сооружений, бурового и энергетического оборудования. Производственный цикл сооружения скважины включает следующую совокупность идущих в определенном порядке рабочих процессов: перемещение буровой установки на точку бурения; ее монтаж; собственно бурение (проходка ствола скважины); тампонирование (разобщение и изоляция водоносных или нефтегазовых пластов при их опробовании или эксплуатации); геофизические и гидрогеологические исследования; монтаж водоприемной части и водоподъемного оборудования (при сооружении гидрогеологических скважин); ликвидация (комплекс работ, целью которых является охрана природы); демонтаж и транспортирование буровой установки на следующую точку бурения.

Основной процесс при сооружении скважины – собственно бурение, которое ведется при условии выполнения следующих **основных рабочих операций: разрушение горной породы на забое; удаление разрушенной породы с забоя на поверхность; закрепление интервалов ствола при пересечении неустойчивых (обрушающихся) пород.**

Ряд специфических особенностей буровой техники и технологии связан с необходимостью отбора керна. Совокупность методов выполнения указанных основных рабочих операций, рассмотренных ниже, форма образуемого забоя и методы извлечения керна на поверхность характеризуют способ бурения [24].

5. Способы разрушения горных пород

Для углубления скважины на ее забой необходимо передавать определенное количество энергии. В зависимости от вида передаваемой энергии различают следующие способы разрушения горных пород: механические, электромагнитные, термические, термомеханические и химические. В свою очередь каждый из указанных способов разрушения дифференцируется на мето-

ды передачи энергии породе.

При механических способах горная порода разрушается резанием, истиранием, скалыванием, дроблением и уплотнением. Забой разрушается путем действия на его поверхность внешних механических нагрузок, которые могут передаваться следующими методами: посредством контакта твердого тела (породоразрушающего инструмента), обладающего большой энергией, посредством контакта жидкости или газа, имеющих большую энергию; посредством комбинированного воздействия породоразрушающего инструмента, жидкости или газа на породу забоя.

В настоящее время разрушение забоя воздействием породоразрушающего инструмента является основным методом передачи энергии. На практике применяются следующие его разновидности (рис. 1.3). Задавливание заключается в воздействии на забой породоразрушающего инструмента *1*, которому через промежуточное звено *2* приложена осевая статическая нагрузка *G* большой величины (рис. 1.3, *а*). Под действием указанной силы мягкие породы уплотняются в стенки скважины, в результате происходит углубление забоя.

Ударный метод (рис. 1.3, *б*) заключается в том, что снаряд большой массы *m* с породоразрушающим инструментом *1*, имеющим форму клина, периодически поднимается над забоем на высоту *H* и сбрасывается. При встрече с забоем породоразрушающий инструмент, приобретая предударную скорость *v*, имеет энергию $E=mv^2/2$ и передает часть ее породе, вызывая разрушение. Последующие удары инструмента, наносятся по неразрушенным участкам забоя, формируя его круглую форму.

Вращательный метод (рис. 1.3, *в*) реализуется при воздействии на породу породоразрущающего инструмента *1*, к которому через промежуточное звено *2*, представляющее колонну труб, приложена осевая статическая нагрузка G и крутящий момент $M_{кр}$. Под действием указанных нагрузок происходят резание, скалывание и истирание породы забоя. Вращательный способ является самым универсальным и применяется при бурении пород любой твердости.

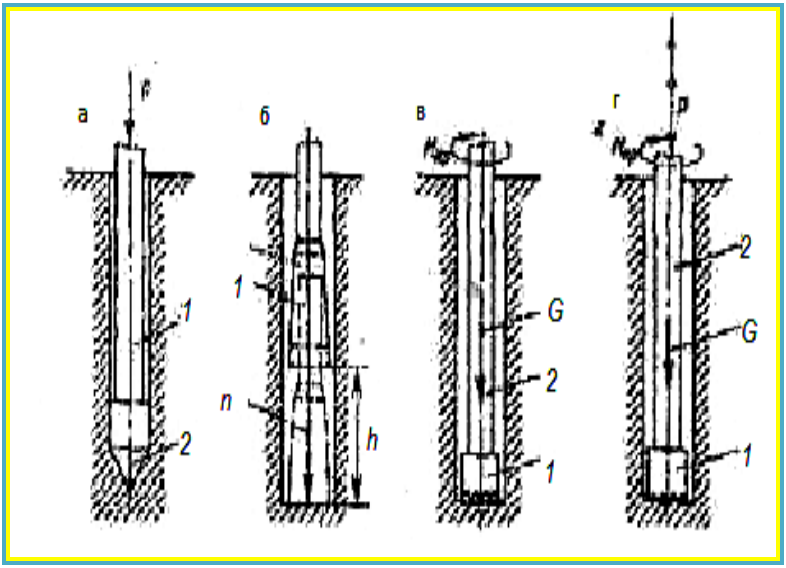


Рис. 1.3. Методы передачи внешних нагрузок забою скважины при механических способах разрушения

Ударно-вращательный метод (рис. 1.3, *г*) заключается в передаче через промежуточное звено *2* породоразрушающему инструменту *1*, помимо осевой статической нагрузки и крутящего момента, ударных импульсов с силой *P* определенной энергии и частоты (900–5000 уд/мин). Генераторами ударных импульсов служат специальные машины (гидро- или пневмоударники, забойные вибраторы), устанавливаемые непосредственно над породоразрушающим инструментом или промежуточным звеном. Ударно-вращательный метод усиливает эффект разрушения твердых пород.

При гидромониторном методе на забой постоянно действует высоконапорная струя, под действием которой в породе возникают разрушающие сдвиговые напряжения. Создан инструмент для гидравлического бурения гидрогеологических скважин в мягких породах, использующий для разрушения струю воды под давлением 1–3 МПа. При давлении 70–100 МПа струя жидкости разрушает и твердые породы.

Гидроэрозионно-вращательный метод заключается в воздействии на забой вращающегося породоразрушающего инструмента и двухфазного потока: струи жидкости, вытекающей из гидромониторной насадки при перепаде давления до 35 МПа со скоростью свыше 200 м/с, и абразивных частиц (кварцевый песок, стальная дробь).

Гидромониторно-вращательный метод заключается в комбинированном воздействии на забой породоразрушающего инструмента и высоконапорной струи жидкости.

Электромагнитные способы основаны на передаче энергии породе электрическим пробоем, воздействием электрического или магнитного поля.

Термические способы основаны на прямом или косвенном нагреве породы, приводящем к ее разрушению. К этой группе относятся: огнеструйный, плазменный, плазменно-огнеструйный, электродуговой, электронагревательный, лазерный, электронно-лучевой и др. Разрушение породы происходит от действия возникающих термических напряжений или в результате плавления.

Термомеханические способы разрушения основаны на передаче определенному объему горной породы тепловой и механической энергии. Чаще всего тепловая энергия используется для предварительного снижения прочности породы, а окончательное разрушение осуществляется механическим воздействием породоразрушающего инструмента.

Химические способы основаны на растворении и выщелачивании горных пород и самостоятельно не применяются.

В настоящее время при бурении в подавляющем большинстве применяются разновидности механического способа разрушения, основанные на воздействии породоразрушающего инструмента на горную породу. Механическая энергия передается забою за счет приложения внешних нагрузок непосредственно породоразрушающему инструменту либо через промежуточное звено (например, через колонну бурильных труб). Другие разновидности механических способов (гидромониторный, гидромониторно-вращательный, гидроэрозионно-вращательный) применяются значительно реже.

В дальнейшем будут рассматриваться лишь способы бурения, основанные на механическом разрушении забоя скважин с помощью породоразрушающих инструментов.

6. Удаление продуктов разрушения горных пород при бурении скважин

Разрушенная на забое порода должна удаляться из скважины на поверхность, т. к. неудаленный разрушенный слой (буровой шлам) полностью или частично поглощает энергию, необходимую для непрерывного углубления скважины.

В соответствии с классификацией проф. С. С. Сулакшина способы удаления продуктов разрушения по виду применяемой для этой цели энергии делятся на механические, гидравлические, пневматические и комбинированные.

Механические способы удаления продуктов разрушения имеют следующие разновидности: порционный, уплотнением в стенки скважины и непрерывный (поточный).

Порционный способ очистки характерен для ударного и вращательного способов разрушения породы на забое скважины. В первом случае для удаления шлама используется специальный инструмент – желонка (рис. 1.4, *а*), которая представляет собой трубчатый корпус *3* с острым башмаком *6*, опускаемый в скважину на канате *1*, закрепленном на дужке *2*. Нижний торец корпуса оснащен обратным клапаном *5*. При сбрасывании желонки на забой клапан открывается под давлением разжиженных продуктов разрушения (шлама) *4*, которые проходят внутрь трубы *3*. При подъеме желонки клапан под действием веса шлама закрывается. Желонка извлекается на поверхность, освобождается от бурового шлама, и вновь сбрасывается в скважину.

При вращательном бурении мелких скважин мягких породах порционная очистка осуществляется с помощью ложек (рис. 1.4, *б*) и змеевиков (рис. 1.4, *в*), которые опускаются в скважину на бурильных трубах *7* и *9*. При подъеме инструментов из скважины продукты разрушения удерживаются либо на лопастях *10* змеевика, либо внутри ложки *8*.

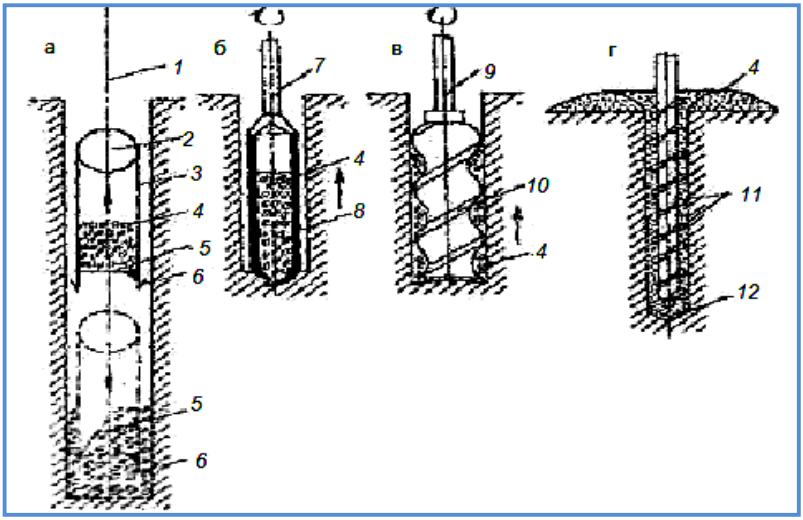


Рис. 1.4. Инструменты, применяемые при механических способах очистки забоя от продуктов разрушения

При использовании порционного способа операции разрушения забоя и чистки скважины осуществляются последовательно во времени, что снижает производительность бурения.

Удаление продуктов разрушения уплотнением пород в стенки скважины реализуется при углублении забоя скважины задавливанием или забиванием породоразрушающего инструмента (см. рис. 1.3, *д*).

Непрерывный (поточный) способ удаления – наиболее производительный из механических способов очистки, т. к. в этом случае вынос продуктов разрушения, осуществляемый винтовым транспортером, совмещен во времени с разрушением забоя. Способ применяется при вращательном шнековом бурении. Шнек (рис. 1.4, *г*) представляет собой стальной цилиндр кольцевого или сплошного сечения, на боковой поверхности которого приварена с определенным шагом винтовая лента – реборда *11*. Разбуренная долотом *12* порода – буровой шлам поднимается по винтовой поверхности за счет действия возникающей на ней силы при вращении шнеков.

Гидравлический способ удаления продуктов разрушения – наиболее распространенный и применяется главным образом при вращательном и ударно-вращательном способах бурения. Продукты разрушения удаляются под действием кинетической энергии потока промывочной жидкости, закачиваемой в скважину. Существуют три основные схемы промывки скважин: прямая, обратная и комбинированная.

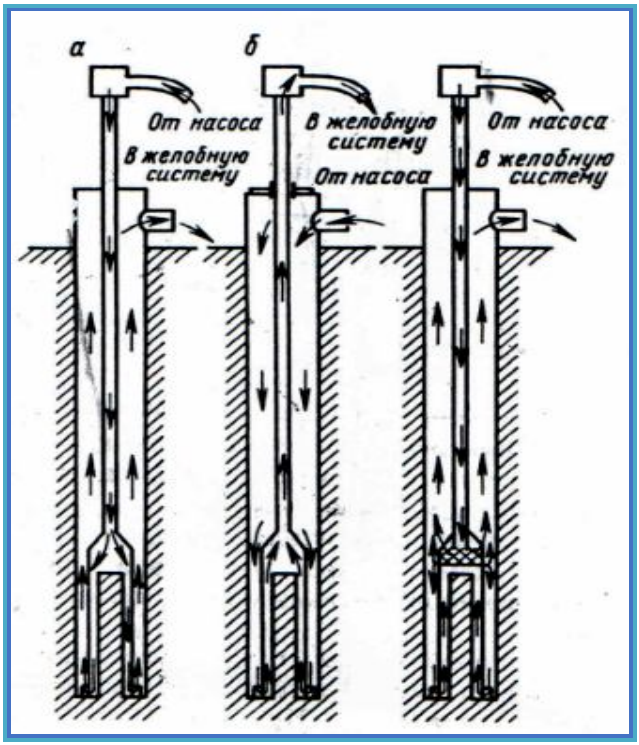


Рис. 1.5. Схемы промывки скважин

Прямая промывка (рис. 1.5, *а*) – наиболее распространенная. Промывочная жидкость всасывается буровым насосом из приемного сосуда (зумпфа), подается в бурильные трубы и далее к породоразрушающему инструменту. Охлаждая последний, жидкость подхватывает продукты разрушения и по кольцевому

зазору между стволом скважины и бурильными трубами выносит их на поверхность. Пройдя систему очистки, жидкость вновь попадает в зумпф, откуда снова закачивается насосом в бурильные трубы.

Таким образом, возникает замкнутая циркуляция промывочной жидкости.

Обратная промывка (рис. 1.5, *б*) включает то же наземное оборудование, которое используется при прямой промывке, но жидкость нагнетается в кольцевой зазор между стволом скважины и бурильными трубами. Разбуренные частицы выносятся обратным потоком жидкости по бурильным трубам. Используются также другие разновидности обратной промывки: обратновсасывающая и с использованием двойной колонны бурильных труб.

Комбинированная схема промывки (рис. 1.5, *в*) заключается в создании прямого потока жидкости по всей колонне бурильных труб и лишь в призабойной ее части – обратного потока. Наиболее широко применяется прямая промывка вследствие простоты организации, однако она имеет ряд существенных недостатков: размывание керна и стенок скважины при проходке мягких и рыхлых пород вследствие большого скоростного напора потока; значительный расход жидкости, требуемый для полного удаления шлама при бурении скважины большого диаметра.

Обратная промывка, обеспечивает высокую скорость восходящего потока, лучшую очистку забоя и сохранность керна, позволяет бурить скважины большого диаметра, уменьшает вероятность возникновения аварий вследствие размыва стенок скважины или заклинивания (зашламования) бурового снаряда невынесенными продуктами разрушения. Однако организация обратной схемы промывки связана с дополнительными трудностями: необходимостью герметизации устья скважины при одновременном вращении бурильной колонны; применением более сложного инструмента и оборудования. Комбинированная схема промывки получила наибольшее распространение при использовании специальных технических средств для повышения выхода керна.

Пневматический способ удаления продуктов разрушения основан на удалении продуктов разрушения сжатым воздухом или газом, нагнетаемым в скважину компрессором. Продувка скважин может осуществляться по прямой или обратной схеме, причем наиболее распространена первая. При бурении с продувкой по сравнению с промывкой повышается эффективность разрушения забоя вследствие его разгрузки от гидростатического давления столба жидкости; улучшаются охлаждение породоразрушающего инструмента и очистка забоя; обеспечивается безаварийная проходка скважин в породах, частично или полностью поглощающих промывочную жидкость; улучшается качество отбираемого керна; упрощается и удешевляется организация буровых работ. Однако пневматический способ менее распространен, т. к. его нельзя применять при бурении неустойчивых пород и при значительных водопритоках.

Комбинированные методы удаления продуктов разрушения основаны главным образом на использовании сочетания гидравлического и механического или гидравлического и пневматического способов очистки.

Гидромеханический способ заключается в использовании для очистки забоя энергии промывочной жидкости, а окончательное удаление всех продуктов разрушения осуществляется механическим способом путем применения специальных уловителей. Один из вариантов указанного способа заключается в очистке скважины по прямой схеме промывки забоя. В призабойной части буровой снаряд имеет увеличенные габариты, что обеспечивает полную очистку забоя вследствие большой скорости восходящего потока, в узком кольцевом зазоре. Скорость восходящего потока уменьшается при его движении в увеличивающемся зазоре между скважиной и бурильными трубами. Крупный шлам вследствие падения скорости оседает в кольцевое пространство между включаемым в состав снаряда уловителем, представляющим собой открытую сверху трубу, и бурильными трубами и извлекается на поверхность при подъеме всего бурового снаряда.

Гидропневматический способ заключается в удалении продуктов разрушения аэрированной (насыщенной пузырьками

воздуха) промывочной жидкостью или пеной. В этом случае существенно улучшаются условия бурения интервалов ствола, в которых наблюдается поглощение промывочной жидкости.

7. Способы закрепления неустойчивых стенок скважин

Горные породы, вскрываемые скважиной, обладают различной степенью устойчивости. Это свойство характеризует способность пород не обрушиться при пересечении их стволом. Устойчивость зависит от характера связи между частицами, слагающими породу, степени трещиноватости и выветриваемости последней, а также от величины геостатического давления вышележащих слоев. Со временем устойчивость пород снижается, что нередко приводит к их обрушению и зауживанию ствола и вызывает тем самым осложнения или аварии (заклинивание, обрывы снаряда, и др.).

По степени устойчивости в стенках скважины все горные породы делятся на четыре группы.

I – весьма неустойчивые породы. Эта группа включает рыхлые породы (валунно-галечные отложения, гравий, лесок, дресва), представленные не связанными между собой частицами. При насыщении этих пород водой, их устойчивость еще более снижается, например пески-плывуны.

II – породы с изменяющейся устойчивостью. Сюда относятся растворимые полезные ископаемые (карналлиты), связные (глины, лесс, суглинки) и мерзлые породы. Связь между частицами указанных пород нарушается при их растворении или нагревании.

III– слабоустойчивые породы, к которым относятся трещиноватые, раздробленные, истираемые в процессе бурения или размывания промывочной жидкостью (сланцы, конгломераты, брекчии). Происходящее при бурении указанных пород поглощение промывочной жидкости служит дополнительным фактором снижения устойчивости ствола скважины.

IV– устойчивые породы – это монолитные или слаботрещиноватые магматические, метаморфические и крепкие осадочные горные породы. Бурение в таких породах, с точки зрения

устойчивости ствола, наиболее благоприятно.

Существуют следующие способы закрепления ствола скважины в неустойчивых породах.

Крепление скважины стальными (реже неметаллическими) колоннами обсадных труб осуществляется, как правило, на весь срок эксплуатации скважины и вслед за проходкой определенного интервала ствола. Нижняя часть колонны должна находиться в устойчивых породах или цементироваться (см. рис. 1.1). Имеются две разновидности способа крепления ствола обсадными трубами: свободный и принудительный.

Свободный спуск применяется при вращательном способе разрушения с промывкой или при ударном разрушении крепких пород, относящихся по устойчивости к IV группе. Диаметр скважины при этом способе больше диаметра обсадной колонны. Устойчивость ствола при спуске обеспечивается либо наличием в скважине столба промывочной жидкости, либо устойчивостью обсаживаемого интервала ствола.

Принудительный спуск широко используется при ударном разрушении мягких пород. Сущность его заключается в том, что колонна обсадных труб забивается специальным снарядом. Предварительно забой скважины углубляется на определенный интервал ниже торца колонны, причем диаметр скважины меньше внутреннего диаметра обсадных труб. При забивании колонны ее нижний торец срезает и уплотняет находящийся ниже кольцевой слой пород.

Создание гидростатического противодавления на неустойчивые породы при промывке скважин, величина которого $p_г$ определяется по формуле (в Па):

$$p_г = \rho \cdot g \cdot H, \qquad (1.1)$$

где ρ – плотность промывочной жидкости, кг/м^3;

g – ускорение свободного падения, м/с^2;

H – высота столба жидкости над неустойчивыми породами, м.

Гидростатическое давление направлено против радиальных сил, действующих со стороны неустойчивых пород ствола, что повышает устойчивость последнего.

Глинизация стенок скважины происходит, как правило, одновременно с действием гидростатического противодавления при использовании в качестве промывочной жидкости глинистого раствора. На стенках скважины образуется плотная глинистая корка толщиной 1–3 мм. Происходит «оштукатуривание» ствола, что придает ему большую устойчивость.

Уплотнение буримых пород в стенки скважины, повышающее их устойчивость, осуществляется при некоторых способах разрушения забоя: задавливании, вибрационном (разновидность ударного способа), а также при удалении продуктов разрушения шнековым транспортером.

Крепление скважины быстросхватывающимися смесями (БСС) и синтетическими смолами имеет целью ликвидацию зон поглощения промывочной жидкости, при этом попутно решается задача повышения устойчивости ствола.

Методы, основанные на изменении агрегатного состояния пород приствольной зоны скважины (замораживание, электрохимическое закрепление, керамизация и др.), в настоящее время исследуются и применяются в ограниченном объеме.

Крепление стенок скважины созданием гидростатического давления, глинизацией и уплотнением пород осуществляется в процессе бурения, т. е. операции по удалению продуктов разрушения и укреплению ствола совмещены во времени. Это является их несомненным преимуществом, т. к. ведет, в конечном счете, к повышению производительности и снижению стоимости буровых работ.

8. Основные понятия техники и технологии процесса сооружения скважин

Инструмент, предназначенный для проходки скважин, называется **буровым**. Последний разделяется на технологический, вспомогательный и аварийный.

Технологический инструмент применяется при выполнении основных рабочих операций в процессе бурения. Набор технологического инструмента, соединенного в определенной

последовательности и дающего возможность выполнять указанные операции, называется буровым снарядом. Состав снаряда зависит от способа бурения, однако независимо от этого он содержит породоразрушающий инструмент, передающий забою внешние механические нагрузки.

Основная часть породоразрушающего инструмента – его рабочие элементы, непосредственно контактирующие с забоем и вызывающие разрушение породы. В качестве рабочих элементов используются материалы, имеющие высокую твердость: алмазные зерна, пластинки твердого сплава, синтетические сверхтвердые материалы и др. Другие элементы бурового снаряда в совокупности представляют собой промежуточное звено, через которое от соответствующих узлов буровой установки передаются внешние нагрузки на породоразрушающий инструмент.

Вспомогательный инструмент предназначен для создания долговременной конструкции скважины и обслуживания технологического инструмента при спуско-подъемных операциях.

Аварийный инструмент – группа бурового инструмента, использующаяся для ликвидации аварий в скважинах.

Режим бурения скважины – это совокупность факторов, влияющих на показатели бурения, задаваемые, поддерживаемые и регулируемые в процессе углубления забоя. Параметрами технологического режима бурения называются указанные факторы. Их значения зависят от применяемого способа бурения. Технологический режим бурения поддерживается и регулируется с учетом свойств разбуриваемых пород, типа породоразрушающего инструмента и технических возможностей бурового оборудования. Различают оптимальный, рациональный и специальный технологические режимы бурения.

Оптимальный режим – это режим, обеспечивающий наилучшие технико-экономические и качественные показатели бурения при использовании выбранного способа проходки (высокая производительность, низкая стоимость бурения, достоверность получаемой геологической информации и т. д.).

Рациональный режим устанавливается с учетом технических возможностей бурового оборудования и инструмента. Например, при вращательном бурении увеличение осевой нагрузки

на породоразрушающий инструмент ограничивается прочностью бурильной колонны и мощностью привода установки.

Специальный режим предназначен для решения определенных задач или достижения заданных качественных показателей бурения. Например, получение керна заданного количества и качества часто требует пониженных параметров режима по сравнению с оптимальными.

Параметры технологического режима в процессе проходки скважины реализуются с помощью буровой установки, основное назначение которой – передача и регулирование внешних нагрузок через буровой снаряд на забой скважины, закрепление неустойчивых интервалов ствола, проведение вспомогательных и специальных работ (спуск и подъем бурового снаряда, расширение ствола скважины, ликвидация аварий и т. д.).

Качество выполнения технологических процессов, связанных с проходкой скважины, может быть охарактеризовано скоростью бурения – механической, рейсовой, технической, коммерческой и цикловой.

Механическая скорость бурения v_M (в м/ч) определяется по формуле

$$v_M = L / t_б, \qquad (1.2)$$

где L – величина углубления скважины за время чистого бурения, м;

$t_б$ – время чистого бурения (время, в течение которого происходит разрушение породы забоя), ч.

Механическая скорость – основной показатель, характеризующий эффективность применяемого способа бурения и породоразрушающего инструмента, совершенство буровой установки, технологический режим бурения.

Рейсовая скорость бурения v_P (в м/ч) равна

$$V_p = l_p/(t_б + t_{сп}), \qquad (1.3)$$

где l_p – длина рейса, (углубление скважины за время, необходимое на спуск бурового снаряда, чистое бурение, подъем бурового снаряда, извлечение керна, и замену породоразруша-

ющего инструмента), м; $t_{сп}$ – время на выполнение спуско-подъемных и вспомогательных работ, ч.

Рейсовая скорость дополнительно характеризует износостойкость породоразрушающих инструментов и степень механизации и автоматизации спуско-подъемных операций и вспомогательных работ. Рост рейсовой скорости достигается уменьшением времени $t_б$, $t_{сп}$ путем механизации и автоматизации спуско-подъемных операций.

Техническая скорость бурения определяется отношением глубины пробуренной скважины к общим затратам времени на бурение, спуско-подъемные операции и выполнение дополнительных производительных работ (крепление ствола обсадными трубами, геофизические и гидрогеологические исследования и т. д.).

Коммерческая скорость бурения в отличие от технической скорости дополнительно учитывает время на выполнение непроизводительных работ при проходке скважины (простои, аварии и др.).

Цикловая скорость отличается от коммерческой тем, что дополнительно учитывает время на проведение монтажно-демонтажных и ликвидационных работ в общем балансе времени сооружения скважины.

Таким образом, для увеличения механической скорости следует уменьшать время $t_б$, приходящееся на единицу углубления скважины. Это достигается применением эффективных породоразрушающих инструментов, соблюдением оптимальных режимов бурения, применением высокопроизводительной буровой техники.

Увеличение технической, коммерческой и цикловой скоростей бурения достигается, помимо снижения времени $t_б$ и $t_{сп}$, применением эффективной аппаратуры для проведения исследований, использованием нового оборудования для крепления скважин, повышением квалификации бурового персонала, внедрением прогрессивных форм организации труда, созданием высокотранспортабельных буровых установок и механизацией монтажно-демонтажных работ.

Контрольные вопросы:

1. Параметры, характеризующие конструкцию скважины.
2. Координаты, определяющие положение любой точки траектории скважины.
3. На какие группы делятся скважины по целевому назначению?
4. Методы разрушения забоя скважины. Какой метод разрушения забоя является основным в настоящее время?
5. Методы удаления продуктов разрушения при бурении скважин. В чем заключается сущность гидравлического метода очистки скважины от шлама?
6. Методы укрепления неустойчивых стенок скважин.
7. Что такое режим бурения скважины? Режимы бурения, применяемые при сооружении скважин.
8. Рейсовая скорость бурения и способы ее повышения.

Глава II. СВОЙСТВА ГОРНЫХ ПОРОД И ИХ ВЛИЯНИЕ НА ПРОЦЕСС СООРУЖЕНИЯ СКВАЖИН

2.1. Физико-механические свойства горных пород

Свойства пород влияют на такие важные параметры процесса бурения, как скорость разрушения пород, устойчивость ствола скважины, степень поглощения промывочной жидкости и т. д. Наиболее важными физико-механическими свойствами горных пород являются геологические, механические и водноколлоидные.

К основным геологическим свойствам относятся минеральный состав, раздробленность (дисперсность), трещиноватость, пористость, кавернозность, закарстрованность, плотность и анизотропность.

Минеральный состав пород влияет на интенсивность разрушения забоя скважины. С повышением процентного содержания твердых минералов в породе и прочности цемента, с уменьшением размеров минеральных зерен скорость бурения снижается.

Раздробленность (дисперсность) – это степень разрушенности пород, характеризующаяся гранулометрическим составом и размером частиц.

Гранулометрический состав – процентное содержание (по массе) частиц различного состава, слагающих рыхлую породу. Указанное свойство характерно для обломочных осадочных пород, образовавшихся из обломков других пород. С такими породами часто связаны месторождения подземных вод. Рыхлые и сцементированные обломочные породы классифицируются по величине и форме обломков. Например, пылеватый песок имеет размер обломков 0,05–0,1 мм, мелкозернистый песок – 0,1–0,25 мм, среднезернистый песок – 0,25–0,5 мм, крупнозернистый песок – 0,5–1 мм, гравелистый песок – 1–3 мм, гравий – 3–10 мм, галечник – 11–100 мм, валуны – более 100 мм. При добыче подземных вод знание гранулометрического состава пород водоносного горизонта необходимо для правильного выбора типа водоприемной части скважины и расчета ее основных параметров.

Трещиноватость горных пород – совокупность в массиве трещин различного происхождения и разных размеров. При вращательном бурении за количественный показатель трещиноватости принимается удельная кусковатость K_y поднятого из скважины керна. Эта величина определяется количеством кусочков и отдельных столбиков в 1 м керна. По этому показателю породы делятся на монолитные (K_y=1–5 шт/м), слаботрещиноватые (K_y=6–10 шт/м), трещиноватые (K_y=1–30 шт/м), сильнотрещиноватые (K_y=31–50 шт/м) и раздробленные (K_y>50 шт/м).

Трещиноватость значительно ухудшает процесс бурения, вызывая повышение динамических нагрузок на породоразрушающий инструмент, поглощение промывочной жидкости, самозаклинивание и снижение выхода керна, уменьшение устойчивости ствола скважины.

Пористость характеризует объем пустот в объеме горной породы. Она выражается коэффициентом пористости m и коэффициентом приведенной пористости n_0. Первый коэффициент равен отношению объема пустот V_n к объему всей породы V, т. е. $m=V_n/V$. Коэффициент приведенной пористости определяется отношением объема пустот V_n к объему скелета горной породы V_o, т. е. $n_0=V_n/V_o$. Коэффициент пористости m осадочных пород изменяется от 0 до 0,6. Например, пористость песка составляет 0,02–0,55.

Пористость может быть закрытой или открытой. В первом случае поры изолированы друг от друга, во втором – сообщаются между собой. Наличие пористости, с одной стороны, облегчает процесс разрушения породы вследствие уменьшения ее прочности, с другой – осложняет технологию проходки вследствие поглощения промывочной жидкости и набухания глинистых пород.

Кавернозность и закарстованность, характеризующие наличие в породе пустот значительных размеров, являются причиной катастрофического поглощения промывочной жидкости при вращательном бурении с промывкой. Это осложняет процесс бурения и может явиться причиной аварий.

Плотностью горной породы называется отношение ее абсолютно сухой массы к общему объему твердой части породы. В

частности, плотность песчаных пород составляет 2650 кг/м^3, суглинистых и глинистых – 2700 кг/м^3. От величины плотности зависят условия удаления разрушенных пород с забоя скважины.

Анизотропия горной породы характеризует различие ее свойств в зависимости от направления воздействия внешних нагрузок. Анизотропия пород связана главным образом с их текстурой. При пересечении стволом скважины анизотропных пород траектория скважины может отклониться от проектной вследствие неравномерного разрушения забоя.

К основным механическим свойствам горных пород относятся прочность, твердость, упругость и абразивность.

Прочностью называется способность породы сопротивляться разрушению при различных видах деформаций, обусловленных приложением внешних нагрузок. Основными деформациями, вызывающими внутреннее напряжение в породе, являются сжатие, растяжение, скалывание (сдвиг) или их комбинация. На прочность горных пород влияют минералогический состав, размеры кристаллов, пористость, трещиноватость и другие свойства. Наибольшей прочностью обладают интрузивные и метаморфические породы.

Различают прочность породы при одноосном, двухосном (плоском) и трехосном (объемном) напряженном состоянии. Наименьшая прочность наблюдается при одноосном сжатии, наибольшая – при объемном. В состоянии, близком к объемному, находится забой глубоких скважин при вращательном бурении с промывкой. Наличие столба промывочной жидкости, действующей на забой, а также уплотнение и упрочнение пород на больших глубинах обусловливают снижение скорости бурения и стойкости породоразрушающего инструмента.

Наиболее часто прочность породы оценивают при одноосном сжатии. Образец горной породы определенной формы и размеров помещают под гидропресс. При испытании фиксируется сжимающее усилие в момент разрушения образца. Временное сопротивление $\sigma_{сж}$ (в Па) – прочность породы на сжатие

$$\sigma_{сж} = P/S, \qquad (2.1)$$

где P – разрушающее усилие, действующее на образец, Н; S – площадь поперечного сечения образца, м^2.

Испытания на растяжение и скалывание проводят на гидропрессе, имеющем специальные приспособления. Соответствующие пределы прочности подсчитывают по формуле, аналогичной зависимости (2.1).

Прочность пород при различных видах деформации неодинакова. Так, прочность на растяжение крепких пород в 10–20 раз и на скалывание в 6–10 раз меньше, чем прочность этих пород на сжатие. Следовательно, наиболее выгодным видом деформированного состояния породы с точки зрения ее разрушения является растяжение. Это необходимо учитывать при создании породоразрушающих инструментов и исследовании новых методов разрушения горных пород.

На прочность пород существенно влияет характер приложения нагрузки (статический или ударный). Для определения динамической прочности горных пород наиболее часто применяют метод толчения с использованием прибора ПОК. Образец испытуемой пробы дробят на куски размером 1,5–2 см, из которых набирают пять проб объемом 15–20 см^3 каждая. Пробу помещают в ступку и толкут путем десятикратного сбрасывания гири массой 2,4 кг с высоты 0,6 м. Все пять проб просеивают через сито, имеющее отверстия размерами 0,5 мм. Просеянный материал ссыпают в объемометр и уплотняют. Измерив высоту l столбика разрушенной породы в объемометре, вычисляют коэффициент динамической прочности $F_д$ породы по формуле

$$F_д = 20n / l, \qquad (2.2)$$

где n – число сбрасываний гири при толчении (n=10).

В зависимости от величины коэффициента $F_д$, горные породы разделены на шесть групп. К первой группе относятся породы, обладающие небольшой динамической прочностью, у которых $F_д \leq 8$, к шестой группе относятся породы, динамическая прочность которых имеет наивысший показатель ($F_д \geq 40$). К первой группе пород относятся: мрамор, песчаник, гранит, кварцевый порфир, диорит; к шестой группе – ороговикованный диабаз.

Твердость – способность горной породы сопротивляться внедрению в нее другого более твердого тела. Современные механические способы бурения основаны на вдавливании рабочих элементов породоразрушающего инструмента в горные породы. Поэтому твердость является важнейшей характеристикой пород.

Наиболее известный способ определения твердости – метод Л. А. Шрейнера, основанный на вдавливании в шлифованную поверхность образца, стального (твердосплавного) штампа с гладким торцом малых размеров: 1х2 мм – для твердых пород, 5х2 мм – для пород небольшой твердости. Вдавливание штампа в образец с одновременной фиксацией его продольной деформации ε_x и соответствующей нагрузки P осуществляется на приборах УМГП-3 или УМГП-4. Деформация ε_x определяется отношением $\Delta l/l$, где Δl и l – соответственно абсолютное изменение длины и первоначальная длина образца.

Твердость $p_ш$ (в ПА) горной породы рассчитывается по формуле

$$p_ш = P_P / S_ш, \qquad (2.3)$$

где P_p – нагрузка, при которой происходит разрушение породы под штампом, Н;

$S_ш$ – площадь штампа, м^2.

Таким образом, твердость породы можно определить как прочность ее на сжатие в месте контакта со штампом.

Упругость – свойство породы восстанавливать свою форму и объем после снятия нагрузок. Увеличение внешней нагрузки выше определенного значения вызывает в породе необратимые деформации без нарушения ее сплошности. Такие деформации называют пластическими. Большинство горных пород обладает упругопластическими свойствами, т. е. до определенных нагрузок породы являются упругими, а при их превышении в породах возникают остаточные деформации.

Абразивность горных пород – это их способность изнашивать породоразрушающий инструмент в процессе бурения. Абразивность зависит от твердости породообразующих минералов, характера, их сцепления друг с другом, размеров и формы зерен, степени трещиноватости породы. Чем тверже и крупнее зерна

минералов, острее их ребра, тем выше абразивность породы. Процесс абразивного износа можно представить как сумму отдельных царапаний, приводящих к срезанию тонких стружек с резцов породоразрушающего инструмента.

В соответствии с ОСТ 41-89-74 абразивность пород принято определять по методу износа свинцовых шариков раздробленной породой. Для анализа используется мелкая фракция горной породы с размерами частиц менее 0,5 мм, получаемая при определении коэффициента, динамической прочности $F_д$. Эта фракция объемом 1 см^3 помещается вместе с восемью свинцовыми шариками диаметром 4,2–4,3 мм в пробирку. Шарики предварительно взвешивают. Пробирку в течение 20 мин встряхивают на приборе ПОАП-2М. После опыта свинцовые шарики вновь взвешивают. Коэффициент абразивности

$$K_{абр} = Q/100, \qquad (2.4)$$

где $Q = m_1 – m_2$ – потери массы шариков, мг; m_1 и m_2 – масса шариков до и после опыта.

По величине этого показателя породы разделены на шесть групп. К первой группе относятся малоабразивные породы, имеющие $K_{абр}$<0,5 (мрамор, известняк, мел, глинистый сланец и др.); к шестой группе относятся весьма абразивные породы, имеющие $K_{абр}$=2,5÷3 (кварцит, мелкозернистый гранит, яшмовидные породы и др.).

Для уменьшения влияния абразивных свойств пород на технико-экономические показатели буровых работ необходимы износостойкие инструменты, вооруженные сверхтвердыми материалами.

Водно-коллоидные свойства горных пород проявляются при взаимодействии горных пород с водой. Наиболее важными из этой группы свойств с точки зрения сооружения гидрогеологических скважин являются водопроницаемость и набухание.

Водопроницаемость породы – это ее способность пропускать сквозь себя вода. Водопроницаемость характеризуется коэффициентом фильтрации $K_ф$, который определяется по формуле

$$K_ф = \frac{Q\Delta L}{S\Delta p} \cdot \mu_в, \qquad (2.5)$$

где $Q/S = Vф$ – скорость фильтрации (скорость движения воды с расходом Q через сечение S, м/с;

Δp – перепад давления на пути фильтрации воды ΔL, Па; $\mu_в$ – вязкость воды, Па·с.

В зависимости от величины $K_ф$ горные породы делятся: на водоупорные ($K_ф$<0,1 м/сут), слабопроницаемые (0,1<$K_ф$<10 м/сут), среднепроницаемые (10<$K_ф$<500 м/сут) и легкопроницаемые ($K_ф$>500 м/сут). Водопроницаемость пород – одна из основных характеристик, от которой зависит степень поглощения промывочной жидкости при вращательном бурении. При сооружении водозаборной скважины от коэффициента фильтрации пород водоносного горизонта зависят выбор метода его вскрытия и конструкция водоприемной части.

Коэффициенты фильтрации водоносных пород

Горные породы	Песок			Гравий	Валунно-галечные отложения
$К_ф$, м/сут	мелкий 2–5	средний 6–15	крупный 16–30	31–70	71–500 и выше

Фильтрация подземных вод зависит от характера пористости пород. Необходимо, чтобы поры имели значительный размер (> 0,5 мм) и сообщались между собой.

Набухание – способность породы увеличиваться в объеме при взаимодействии с водой. Набухшие породы осложняют технологию бурения, т. к. при этом сужается ствол скважины, особенно при бурении глинистых пород, что может вызвать заклинивание или затяжки инструмента при его подъеме.

2.2. Виды разрушения горных пород при бурении

Разрушение забоя скважины породоразрушающим инструментом может быть объемным, усталостным и поверхностным.

Объемное разрушение происходит в том случае, когда при внедрении резцов инструмента под действием силы P создаются напряжения, превышающие твердость породы

$$P/S_{сум} > P_p, \qquad (2.6)$$

где $S_{сум}$ – суммарная площадь контактов резцов с породой, м^2;

P_p – твердость породы при вдавливании резца, Па.

В этом случае происходит отделение от забоя определенного объема породы. Такой вид разрушения наиболее эффективен.

Поверхностное разрушение происходит при условии $P/S_{сум} < P_p$.

Перемещение резцов инструмента по забою вызывает истирание породы, которое в свою очередь вызывает интенсивный абразивный износ резцов. При этом эффективность бурения резко снижается.

Усталостное разрушение занимает по эффективности промежуточное положение между поверхностным и объемным. Первоначально при недостаточной осевой нагрузке и затуплении породоразрушающего инструмента углубление забоя происходит в режиме поверхностного разрушения, но при многократном взаимодействии резцов с забоем в последнем развивается система микротрещин. В результате твердость породы снижается, что периодически приводит к возникновению объемного разрушения.

Из формулы (2.6) следует, что для поддержания процесса углубления скважины в режиме объемного разрушения забоя по мере затупления резцов инструмента необходимо пропорционально увеличивать силу P (осевую нагрузку). Сказанное относится к вращательному и ударно-вращательному бурению скважин. При ударно-канатном бурении объемный характер разрушения по мере затупления лезвия инструмента можно поддержать, увеличивая высоту сбрасывания снаряда.

2.3. Буримость горных пород

Рассмотренные свойства, в первую очередь прочность, твердость и абразивность, влияют на буримость горных пород.

Буримость – это величина углубления забоя скважины за единицу времени, в течение которой к породоразрушающему инструменту приложены внешние нагрузки. По смысловому значению буримость является механической скоростью бурения.

Буримость зависит от применяемого способа разрушения и свойств разбуриваемых пород, износостойкости породоразрушающего инструмента, техники и технологии буровых работ, их организации, а также от квалификации обслуживающего персонала. Даже при бурении одних и тех же пород буримость изменяется во времени, что связано с абразивным износом породоразрушающего инструмента. Чем тверже и прочнее породы, тем меньше их буримость. В свою очередь эти свойства, пород зависят от их минерального состава, пористости, структуры, текстуры и т. д.

В зависимости от применяемого способа бурения разработаны различные классификации горных пород по буримости. Их основой является неизменность физико-механических свойств горных пород и изменяемость шкалы буримости (скорости бурения) по мере совершенствования техники и технологии проходки скважин. В соответствии с этим принципом горные породы, имеющие одинаковую буримость, объединяются в одну группу (категорию). Число категорий зависит от способа проходки скважины. Например, при ударно-канатном способе бурения все горные породы разделены на семь категорий (табл. 2.1), при вращательном – на двенадцать, при разведке россыпей – на шесть категорий и т. д.

Таблица 2.1

Классификация горных пород по буримости для ударно-канатного бурения (исключая разработку россыпных месторождений)

Категория пород по буримости	Типичные для каждой категории горные породы
I	Торф, растительный слой, рыхлые песчано-глинистые грунты без гальки и щебня, трепел
II	Торф и растительный слой с корнями деревьев, рыхлые песчано-глинистые грунты с примесью до 20 % мелкой гальки и гравия, ленточные песчаные глины, диатомит, слабый мел
Категория пород по буримости	Типичные для каждой категории горные породы
Ш	Песчано-глинистые гранты с примесью свыше 20 % гравия и мелкой гальки. Рыхлые мергели, плотные глины и суглинки. Сухие пески, лед
IV	Песчано-глинистые грунты с большим (свыше 30 %) содержанием гравия и гальки Плотные вязкие глины. Углистые сланцы, мергель, гипс, твердый мел, бокситы, фосфорит, опока, галит
V	Известняки, доломиты, мрамор, аргиллиты, выветрелые граниты, сиениты, диориты, конгломераты осадочных пород, мерзлые грунты, галечники, габбро
VT	Крупный галечник с небольшим количеством мелких валунов. Окварцованные сланцы, известняки и песчаники. Крупнозернистые граниты, сиениты, гнейсы, габбро, пегматиты. Конгломераты осадочных пород на кремнистом цементе
VII	Галечник с большим количеством крупных валунов. Валуны кристаллических пород. Мелкозернистые граниты, сиениты, диориты, габбро. Сильно окварцованные пегматиты. Конгломераты кристаллических пород на кремнистом цементе

Наиболее широко известная и применяемая на практике классификация для вращательного бурения по ЕНВ 1984 г. приведена в табл. 2.2 с указанием средней механической скорости бурения [18].

Таблица 2.2

Классификация горных пород по буримости для вращательного механического бурения

Категория пород по буримости	Типичные для каждой категории горные породы	Объединенный показатель $\rho_м$	Примерная скорость бурения $v_м$, м/ч
I	Торф, лесс, слабый мел и супеси без глины и щебня	-	23–30
II	Растительный слой, плотный песок, глина средней твердости, плотный суглинок, мергель, безнапорный плывун	-	11–15
III	Слабосцементированные песчаники, плотная глина, плотный мергель, песчано-глинистые грунты с содержанием более 20 % гальки, напорный плывун	2–3	5,7–10
IV	Глинистые сланцы, слабые песчаники, неплотные известняки и доломиты	3–4,5	3,5–5
V	Галечно-щебенистые грунты, аргиллиты, хлоритовые сланцы, известняки, мрамор, мергелистые доломиты	4,5– 6,8	2,5–3,5
VI	Глинистые кварцево-хлоритовые сланцы, полевошпатовые песчаники, конгломераты осадочных пород на известковистом цементе, апатиты	6,8–10	1,5–2,5

Продолжение таблицы 2.2.

Категория пород по буримости	Типичные для каждой категории горные породы	Объединенный показатель $\rho_м$	Примерная скорость бурения $v_м$, м/ч
VII	Роговообманковые сланцы, окварцованные известняки, конгломераты с галькой (до 50 %) изверженных пород, крупнозернистый диорит	10–15	1,9–2
VIII	Кварцевые песчаники, окремненные сланцы гранатовые скарны	15–21	1,3–1,9
IX	Сиениты, крупнозернистые граниты, конгломераты изверженных пород, сильно окремненные известняки	23–34	0,75–1,2
X	Граниты, гранодиориты, окремненные скарны, жильный кварц валунно-галечные отложения изверженных пород	34–51	0,5–0,75
XI	Кварциты, железистые роговики	51–77	0,3– 0,5
XII	Сливные кварциты, роговики, корундовые породы	77–120	0,15–0,25

При пользовании приведенной классификацией возможно необъективное определение категорий по буримости (завышение или занижение ее), т. к. она устанавливается геологами путем визуального обследования керна, с учетом фактической скорости бурения. Это не способствует техническому прогрессу в бурении, потому что ведет к занижению категории хорошо работающим буровым бригадам и завышению – плохо работающим.

Для объективной оценки разработан метод контрольного определения пород по буримости для вращательного бурения, в основу которого положены объективные сведения о физико-

механических свойствах разбуриваемых пород. Категория породы по буримости устанавливается на приборе ПОАП-2М измерением коэффициентов динамической прочности Fд и абразивности $K_{абр}$. Определяется объединенный показатель $\rho_м$

$$P_м = 3F_д^{0,8} K_{абр.} \qquad (2.7)$$

Значение $\rho_м$ устанавливают как среднюю величину по результатам двух испытаний образцов породы. Категория пород по буримости определяется сравнением $\rho_м$, полученного по формуле (2.7), со стандартным, величина которого приведена в табл. 2.2.

При наличии коллекции эталонных образцов, отбираемых из каждой разновидности пород, объединенный показатель $\rho_м$ определяют лишь в порядке контроля и объективного установления категории: породы при решении спорных вопросов.

Классификации пород по буримости необходимы в качестве критериев при планировании, финансировании и проектировании буровых работ, при нормировании труда работников геолого-разведочных организаций.

Контрольные вопросы:

1. Гранулометрический состав горных пород. Как делятся горные породы по гранулометрическому составу?
2. Прочность и твердость горных пород. В чем сходство и отличие этих понятий?
3. Влияние абразивности горной породы на эффективность ее разрушения при бурении.
4. Какое свойство горных пород характеризует коэффициент фильтрации?
5. Буримость горных пород. Какие существуют классификации пород по буримости, и какие принципы положены в основу при их создании?

Глава III. ПРОМЫВКА СКВАЖИН

3.1. Виды промывочных жидкостей и их назначение

При вращательном бурении промывка является основным способом очистки забоя, охлаждения породоразрушающего инструмента и предотвращения обрушения стенок скважин. Промывочные жидкости должны также предотвращать выбросы нефти, газа и воды из скважины, поглощение в проницаемые и трещиноватые горизонты, обеспечивать стабильность свойств при химическом взаимодействии с подземными водами и при действии высоких забойных температур. При бурении гидрогеологических скважин промывочные жидкости должны обеспечить быстрое восстановление естественной проницаемости вскрываемых водоносных пластов. Кроме того, они не должны размывать выбуриваемый керн, при прекращении циркуляции обеспечивать удержание разбуренных частиц во взвешенном состоянии и облегчать разрушение забоя.

Перечисленные требования во многом противоречивы, поэтому для конкретных геолого-технических условий подбирают определенный вид промывочной жидкости. Для промывки скважин применяют техническую воду, глинистые растворы и специальные виды промывочных жидкостей для бурения в сложных условиях.

При использовании воды улучшается очистка забоя скважины, а меньшее гидростатическое давление на забой способствует повышению эффективности его разрушения. Вместе с тем вода нарушает связность большинства пород, содержащих глинистые материалы, вызывая обвалы стенок скважины, а при бурении трещиноватых и пористых пород поглощается в больших количествах. Поэтому техническая вода применяется при бурении устойчивых, неразмываемых и нерастворяемых пород.

3.2. Глинистые растворы и их свойства

Глинистые растворы широко применяются при бурении рыхлых, сыпучих и других неустойчивых пород, склонных к

обвалам и поглощению. Глинистый раствор представляет собой коллоидно-суспензионную систему, состоящую из частиц глины размером 0,0001–0,1 мм и воды. Основное свойство его – способность при отсутствии внешних сил превращаться в малоподвижную студнеобразную массу, называемую гелем. Это позволяет удерживать частицы разбуренных пород во взвешенном состоянии. Приложение внешней силы к раствору вызывает его переход в подвижную жидкость. Способностью застудневать обладает раствор, глинистые частицы которого хорошо смачиваются водой, т. е. обладают гидрофильностью.

Уменьшение или отсутствие водных оболочек вызывает слипание частиц и последующее выпадение их из раствора. Это же явление наблюдается при добавлении в раствор минерализованной воды, некоторых химических реагентов (известь, цемент) или при действии высокой температуры. Процесс слипания глинистых частиц в более крупные агрегаты называется **коагуляцией**, а выпадение их в осадок – **седиментацией**.

Коллоидальные свойства ярко выражены у растворов, глинистые частицы которых обладают высокой дисперсностью (преобладающий размер частиц 0,0001 мм и менее), гидрофильностью и содержат небольшое количество солей.

Процесс образования качественного глинистого раствора заключается в следующем. Глинистые частицы имеют плоскую, чешуйчатую форму и, распускаясь в воде, перемещаются по закону броуновского движения. Каждая частица защищена гидратной оболочкой воды и ионным облаком, обусловливающим проявление электростатических сил отталкивания. По краям частиц указанные оболочки отсутствуют, а электростатические силы ослаблены. Если контакт частиц осуществляется по торцовым поверхностям, произойдет их слипание, а через некоторое время – образование сплошной скелетной структуры из глинистых частиц по всему объему раствора. При этом основная масса воды связана с глинистыми частицами в виде гидратационных оболочек и заключена в ячейках образовавшейся структуры раствора. Описанный процесс называется **структурообразованием**.

Продукты разрушения пород, находящиеся в таком растворе, оказываются заключенными в ячейках его структуры и удерживаются во взвешенном состоянии. Таким образом, прочность структуры раствора при прекращении его циркуляции обеспечивает чистоту забоя и защищает буровой снаряд от прихвата буровым шламом.

Качество глинистого раствора определяется следующими параметрами: плотностью, вязкостью, водоотдачей, толщиной глинистой корки, стабильностью, содержанием песка, статическим напряжением сдвига, суточным отстоем и водородным показателем.

Плотность раствора определяет величину гидростатического давления на забой и стенки скважины, а также его несущую способность. Повышение плотности позволяет предотвратить обрушение стенок скважины, самоизливы и выбросы. Вместе с тем повышение плотности раствора способствует увеличению его поглощения (фильтрации) по трещинам и порам разбуриваемых пород. Таким образом, для удовлетворительного решения указанных задач плотность раствора должна находиться на минимально допустимом уровне.

Этот параметр раствора определяют ареометром АГ-2 (рис. 3.1, *а*). Раствор наливают в стакан *3*, на который навинчивается поплавок *2*, со шкалой *1*. Собранный прибор помещают в сосуд с пресной водой. Уровень погружения ареометра, отмечаемый по шкале *1*, укажет плотность раствора. Ареометром измеряют плотность раствора в пределах от 0,9 до 2,4 г/см. Для этого имеются две шкалы: первой пользуются при плотности 0,9–1,7 г/см^3, второй – при плотности 1,6– 2,4 г/см. В последнем случае предварительно удаляют груз *4*.

Вязкость характеризует силу сопротивления, возникающую между слоями раствора, движущимися с различными скоростями.

От этого параметра зависит способность раствора выносить буровой шлам и закупоривать трещины и поры в стенках скважины.

На практике определяется условная вязкость с помощью вискозиметра СПВ-5 (рис. 3.1, *б*). Он состоит из воронки *1*,

оканчивающейся трубкой с внутренним диаметром 5 мм. Сверху воронка закрывается сеткой *3*. Второй частью прибора является кружка *2* с внутренней перегородкой, делящей объем сосуда соответственно на 500 и 200 мл. Вязкость измеряют следующим образом. Зажав пальцем отверстие трубки, в воронку кружкой наливается 200, а затем 500 мл раствора. Открыв отверстие трубки, засекают секундомером время истечения в кружку 500 мл раствора. Время заполнения раствором указанного объема характеризует условную вязкость раствора. Для нормальных растворов этот параметр составляет 18–22 с.

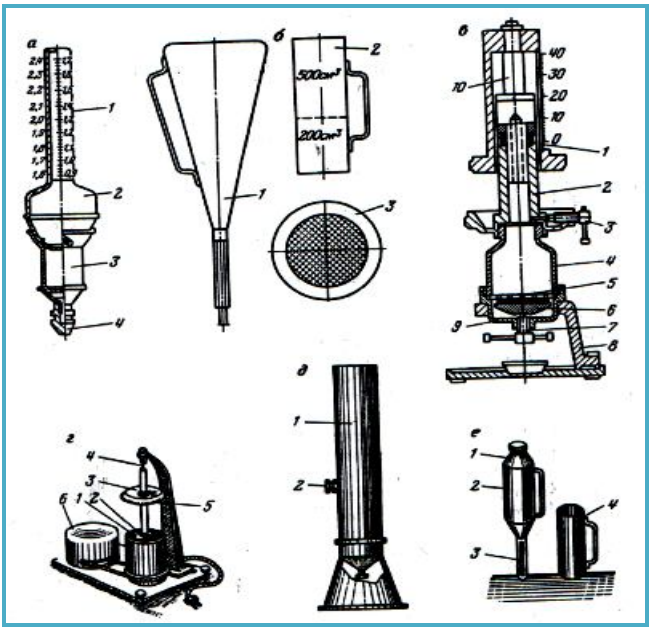


Рис. 3.1. Приборы определения параметров промывочных жидкостей

Водоотдача и толщина глинистой корки характеризуют способность глинистого раствора отфильтровывать воду под действием избыточного давления. При низкой водоотдаче глинистый раствор на стенках скважины образует плотную корку толщиной 1–2 мм. В результате закрепляются стенки скважи-

ны в неустойчивых породах, и уменьшается поглощение промывочной жидкости. При большой водоотдаче на стенках откладывается рыхлая толстая корка. Это может привести к прилипаниям, прихватам и затяжкам бурового снаряда.

Водоотдача и толщина глинистой корки измеряются прибором ВМ-6 (рис. 3.1, *в*). Прибор состоит из фильтрационного стакана *4*, имеющего разборное дно, представляющее собой решетку *5* с клапаном *6* и резиновой прокладкой; поддона *9* с винтом *7*; напорного цилиндра *2* со спускной иглой *3*; плунжера *10* с втулкой и шкалой. Для измерения водоотдачи решетку со смоченной фильтровальной бумагой вставляют в нижнюю часть фильтрационного стакана бумагой внутрь. На решетку накладывают резиновую прокладку, клапан и навинчивают поддон с винтом. Фильтрационный стакан вставляют в кронштейн *8* и заполняют глинистым раствором. На стакан навинчивается напорный цилиндр с закрытой спускной иглой.

В цилиндр наливают машинное масло и вставляют плунжер. Приоткрыв спускную иглу и выпустив избыток масла, подводят нулевое деление на шкале *1* к отсчетной риске на втулке цилиндра. Закрыв спускную иглу и открыв клапан с резиновой прокладкой, одновременно включают секундомер. Через 30 мин делают отсчет по шкале. Водоотдача измеряется объемом (в $см^3$) отфильтрованной за это время воды. Разобрав прибор, линейкой измеряют толщину глинистой корки, образовавшейся на фильтровальной бумаге. Водоотдача нормальных глинистых растворов составляет 8–10 $см^3$ за 30 мин.

Статическое напряжение сдвига характеризуется наименьшим усилием, которое надо приложить к телу, находящемуся в буровом растворе и имеющему площадь поверхности 1 $см^2$, чтобы вывести его из состояния покоя. Этот параметр зависит от времени нахождения раствора в спокойном состоянии и характеризует прочность его структуры.

Статическое напряжение сдвига определяют на приборе СНС-2 (рис. 3.1, *г*). Он состоит из столика, на котором установлен электродвигатель *6* с редуктором. Последний приводит во вращение стакан *2*, в который вставлен цилиндр *1* с круговой шкалой *3*, подвешенный на упругой нити *4* к штативу с указателем *5*.

Принцип измерения заключается в определении усилия на поверхности цилиндра, погруженного в медленно вращающийся стакан с испытуемым раствором. Зная максимальный угол закручивания нити *4*, зависящий от прочности структуры раствора, и коэффициент, равный напряжению сдвига при повороте нити на 1°, можно определить величину статического сдвига глинистого раствора. Этот параметр определяется через 1 и 10 мин покоя раствора, а по их соотношению устанавливают скорость структурообразования. Статическое напряжение сдвига глинистых растворов составляет 2–3 Па.

Стабильность определяется на приборе ЦС-2 по разнице плотностей бурового раствора в верхней и нижней частях цилиндра *1* (рис. 3.1, *д*), в середине боковой поверхности которого имеется отверстие с пробкой *2*. Цилиндр оставляют в покое на 24 ч, после чего определяют плотности верхнего и нижнего слоев, и их разность. Стабильность характеризует загрязненность раствора, и не должна превышать 0,02–0,06 г/см^3.

Содержание песка (недиспергированных частиц твердой фазы) определяют с помощью отстойника ОМ-1 (рис. 3.1, *е*). В отстойник *2* с крышкой *1* мерной кружкой *4* заливают 50 см^3 раствора и 450 см^3 воды. После взбалтывания смеси отстойник устанавливают в вертикальное положение и по шкале *3* на мензурке определяют количество осадка, которое характеризует этот параметр раствора. Содержание песка в растворах составляет в среднем 2– 4 %.

Суточный отстой определяется объемом чистой воды, отделившейся из налитого в сосуд (мензурку) 100 см^3 раствора, находившегося в спокойном состоянии в течение 24 ч. Этот параметр характеризует коллоидальность раствора. Последняя у качественных растворов составляет 96–98 % (суточный отстой соответственно 4–2 %).

Водородный показатель pH характеризует концентрацию ионов водорода в растворе. При pH=7 раствор нейтрален, при pH<7 – кислый, при pH>7 – щелочной. Раствор с хорошими тиксотропными свойствами имеет pH=8÷10.

3.3. Регулирование свойств буровых растворов

Геолого-технические условия проходки скважин вызывают необходимость регулировать свойства растворов с целью обеспечения высокой производительности и быстрой ликвидации осложнений. Для этого растворы обрабатывают химическими реагентами. По характеру действия последние делятся на электролиты, защитные коллоиды и поверхностно-активные вещества (ПАВ).

Электролиты, действуя на раствор, изменяют в нем концентрацию ионов, от которой зависит электрический заряд глинистых частиц и толщина окружающих их ионных оболочек. Это приводит к изменению структурных свойств раствора. Ниже приведены некоторые наиболее распространенные электролиты.

Кальцинированная сода (Na_2C0_2) применяется для уменьшения водоотдачи, толщины глинистой корки, повышения вязкости и статического напряжения сдвига глинистого раствора. Количество реагента, добавляемого в раствор, обычно составляет 5–10 кг на 1 м^3. Кальцинированная сода снижает жесткость воды и защищает раствор от вредного влияния ионов кальция. При концентрации реагента свыше 3,5 % уменьшаются вязкость и статическое напряжение сдвига, увеличиваются водоотдача раствора и толщина глинистой корки. Глинистый раствор, обработанный кальцинированной содой, применяется для борьбы с поглощениями и обвалами.

Каустическая сода (NaOH) по действию аналогична кальцинированной соде и применяется также для приготовления углещелочного и торфощелочного реагентов.

Жидкое стекло ($Na_2O{\cdot}nSiO_2$) повышает плотность раствора, его вязкость и статическое напряжение сдвига. Количество добавляемого реагента, составляет 20–50 кг на 1 м^3 раствора. Последний применяется для борьбы с поглощениями.

Поваренная соль (NaCI) повышает статическое напряжение сдвига и снижает температуру замерзания раствора. При увеличении количества добавляемой соли с 30 до 270 кг на 1 м^3 раствора температура его замерзания снижается от –2 до –18 °С.

Тринатрийфосфат (Na_3P0_4) снижает вязкость и повышает стабильность раствора, загустевшего при разбивании глин. Реагент добавляют в количестве 0,5 кг на 1 $м^3$ раствора.

Известь (CaO) повышает вязкость, но увеличивает водоотдачу и толщину глинистой корки. Раствор, обработанный известью, применяется для борьбы с поглощениями. Реагент в количестве 30–50 кг на 1 $м^3$ раствора добавляют в виде известкового молока (при соотношении извести и воды, равном 1:3).

Защитные коллоиды при добавлении в промывочную жидкость создают на поверхности глинистых частиц защитный слой, предотвращающий их слипание и коагуляцию. При обработке раствора реагентами этой группы уменьшается водоотдача, регулируется вязкость, повышается плотность. Ниже приведены наиболее распространенные защитные коллоиды.

Углещелочной (УЩР) и торфощелочной (ТЩР) реагенты являются натриевыми солями гуминовых кислот. Реагенты получают путем воздействия каустической соды на дробленые бурый уголь и торф. Для этого их берут в определенном соотношении. Обычно 120–200 кг угля или торфа и 10–30 кг NaOH добавляют в воду и перемешивают. Через сутки основная масса растворимых гуминовых кислот переходит в раствор, прореагировав с каустической содой. Оптимальная концентрация УЩР и ТЩР в глинистом растворе составляет 15–20 %.

Растворы, обработанные этими реагентами, имеют повышенную стабильность и пониженную водоотдачу, что объясняется появлением на глинистых частицах защитного слоя, состоящего из гуминовых кислот. Глинистый раствор, обработанный ПНР, имеет повышенную вязкость и небольшую плотность, что позволяет успешно применять его для борьбы с поглощениями.

Карбоксиметилцеллюлоза (КМЦ) применяется для снижения водоотдачи и статического напряжения сдвига промывочной жидкости с повышенной минерализацией. Этот реагент защищает глинистый раствор от коагулирующего действия солей натрия, кальция и др. Реагент добавляют в промывочную жидкость в виде 8–10 %-ного водного раствор.

Сульфит-спиртовая барда (ССБ) – побочный продукт бумажной промышленности – применяется для снижения водоот-

дачи и регулирования вязкости раствора. Раствор, обработанный ССБ, обладает хорошими стабилизирующими свойствами. При проходке солесодержащих пород и притоке пластовых минерализованных вод предотвращается коагуляция раствора. Реагент применяется в виде водного раствора, содержащего 20–40 % ССБ и 3–6 % каустической соды. ССБ является исходным продуктом для получения конденсированной сульфит-спиртовой барды (КССБ), хорошо снижающей водоотдачу растворов, содержащих хлористые натрий и кальций. Оптимальная концентрация КССБ-2 – 5 % в пересчете на сухое вещество.

Полифенол лесохимический (ПФЛХ) – отход сухой перегонки древесины – предназначен для разжижения пресных растворов. Он применяется в виде водного раствора, содержащего 5–10 % ПФЛХ и 1,5–3 % каустической соды.

Гидролизованный полиакрилонитрит (гипан) повышает термостойкость раствора и защищает его от воздействия минерализованных вод. Реагент вызывает загустевание пресных растворов и в этих условиях применяется с разжижителями. Его добавляют в количестве 0,5–2 кг на 1 $м^3$ раствора.

Поверхностно-активные вещества (ПАВ) обладают способностью адсорбироваться в промывочных жидкостях на поверхностях раздела фаз в виде тонких слоев, снижая поверхностное натяжение. При этом повышается смачивающая способность, активно изменяется взаимодействие между твердой и жидкой фазами раствора. Свойства промывочной жидкости изменяются при введении ПАВ в небольших количествах (доли процента).

Для обработки промывочных жидкостей применяются неионогенные (УФЭ-8, ОП-10), анионоактивные (ОП-45, азолят), реже катионоактивные (амины и другие азотные группы) ПАВ. Для повышения смазочных свойств и термостойкости раствора используются все виды ПАВ, для понижения твердости пород – ОП-10, УФЭ-8, для аэрирования растворов – анионоактивные ПАВ.

Добавки ПАВ уменьшают абразивное действие промывочной жидкости на буровой снаряд. Некоторые виды ПАВ обладают пеногасящим эффектом, улучшающим работу насосов.

3.4. Специальные промывочные жидкости

Специальные промывочные жидкости применяются в условиях, вызывающих различные осложнения нормального процесса бурения. Появление многочисленных видов этих жидкостей обусловлено тем, что наряду с положительными качествами глинистые растворы имеют существенные недостатки: уменьшается механическая скорость бурения; возрастают затраты мощности на промывку и вращение бурового снаряда, снижается проницаемость вскрываемых водоносных пластов; в некоторых случаях невозможно обеспечить устойчивость ствола скважины и предотвратить выбросы и самоизливы из скважины. Наиболее широко применяются следующие виды специальных промывочных жидкостей.

Солевые промывочные жидкости, являющиеся водными растворами солей NaCl, KCl или $CaCl_2$, применяются при бурении солевых отложений, а также многолетнемерзлых пород, т. к. имеют пониженную температуру замерзания. В последнем случае в воду добавляют 4–15 % KCl или NaCl. При этом температура замерзания раствора снижается до –20 °С.

Известковые и меловые растворы обладают высокой стойкостью к пластовым водам, уменьшают диспергирование глинистых частиц, содержащихся в пласте, образуют тонкую корку, удаляемую при соляно-кислотной обработке. Состав растворов этой группы разнообразен. В качестве примера, можно привести раствор, состоящий из молотого мела (5–30 %), УЩР (8–10 %), КМЦ (0,6– 1 %*)* и воды. Плотность его до 1,2 г/см^3, вязкость 45–80 с, водоотдача 1,5–3 см^3 за 30 мин, толщина корки 0,3 мм.

Промывочные жидкости на основе выбуренных пород представляют собой естественные растворы, образующиеся при бурении и используемые при отсутствии глинистого сырья. Для стабилизации свойств таких растворов в них вводят поверхностно-активные вещества, УЩР, ССБ, КМЦ и др. Применение естественных растворов позволяет в ряде случаев снизить стоимость промывки скважин.

Утяжеленные глинистые растворы имеют повышенную плотность (до 2,2 г/см^3) и применяются при бурении неустойчи-

вых пород, а также для создания необходимого противодавления при вскрытии высоконапорных пластов. Повышение плотности раствора достигается добавлением в него материалов-утяжелителей, которые характеризуются плотностью, абразивностью, тонкостью помола, содержанием химически активных веществ.

В качестве утяжелителей используют барит ($BaSO_4$), гематит (Fe_2O_4), магнетит ($FeO \cdot Fe_2O_3$). Наиболее часто употребляется барит, имеющий невысокую твердость, малую абразивность и достаточно высокую плотность (4,2–4,6 г/см^3). При небольшом утяжелении раствора (до 1,6 г/см^3) в него добавляют мергель, мел, известняк. Утяжелитель обычно добавляют в раствор, предварительно обработанный химическими реагентами.

Расход утяжелителя q (в т) на 1 м^3 исходного раствора определяется по формуле

$$q = p_у (p_{ур} - p_{гр}) / (p_у - p_{ур}), \qquad (3.1)$$

где $p_у$, $p_{ур}$, $p_{гр}$ – плотность соответственно утяжелителя, утяжеленного и исходного растворов, т/м^3.

Возникающее при утяжелении повышение вязкости и статического напряжения сдвига раствора можно понизить добавлением химических реагентов, например, ПФЛХ или хромлигносульфонатов.

Водогипановые и глиноводогипановые растворы – промывочные жидкости на полимерной основе. В качестве полимера чаще всего используется гипан, добавляемый в воду в количестве 2–5 % и перемешиваемый в течение 8–10 мин. Водогипановые растворы обладают большой вязкостью, высокой несущей способностью и пониженными фильтрационными свойствами. Эти растворы образуют на стенках скважины эластичную пленку, снижающую фильтрацию жидкости в пласт и сохраняющую его проницаемость. Поэтому водогипановые растворы применяются при вскрытии водоносных горизонтов. Корка удаляется при промывке скважины водой или при прокачке.

Расход водогипановых растворов при вскрытии пласта в 2 раза меньше по сравнению с расходом воды в аналогичных

условиях, а выносная способность в 3–10 раз выше. Концентрация гипана в растворе и вязкость последнего зависят от коэффициента фильтрации и напора вскрываемого водоносного горизонта и составляет 2–6 %.

При вскрытии водоносных горизонтов, имеющих коэффициент фильтрации до 35–40 м/сут, большой эффект дают глиноводогипановые растворы. Их приготовляют путем добавления 10 %-ного раствора гипана. в глинистый раствор, имеющий плотность 1,05–1,08 кг/см^3, вязкость 25–40 с, водоотдачу 15–18 см^3. При этом водоотдача снижается до 5 см^3 за 30 мин и резко повышается вязкость раствора. Глинистая корка, образуемая на стенках скважины при применении такого раствора, размывается при промывке чистой водой в течение нескольких минут.

Малоглинистые растворы широко распространены и имеют следующий состав: 4– 8 % глины, 1–2 % КМЦ для стабилизации и 1 м^3 воды. При вскрытии слабонапорных пластов, имеющих большую поглощающую способность, эти растворы аэрируются путем введения 0,1–0,2 % ПАВ. Применение аэрированных растворов позволяет резко сократить их расход при вскрытии поглощающих горизонтов.

Полимерные и самораспадающиеся растворы приготовляют на основе модифицированного крахмала и карбоксиметилцеллюлозы с добавками бентонита и без него. Образующаяся на стенках скважины корка, распадается самопроизвольно (через 3–4 сут) или при введении в исходную жидкость добавок (амилосубтилин, ГЭФ-1, полифосфаты и т. д.). Применение самораспадающихся растворов дает большой эффект при вскрытии водоносных пластов, характеризующихся катастрофическим поглощением промывочной жидкости. Недостаток самораспадающихся растворов – их высокая стоимость.

Эмульсионные промывочные жидкости представляют собой дисперсные системы, состоящие из двух или нескольких жидких фаз, причем одна, находится в другой в виде изолированных капель – глобул. Для получения стойких эмульсий в них добавляют вещество, называемое эмульгатором. Последний образуется добавлением в воду различных эмульсолов, например, лесохимического, омыленных смесей гудронов и др. Концентрация эмуль-

солов составляет 1–2 %. Эмульсионные промывочные жидкости обычно состоят из воды, смазывающего вещества и эмульгатора, являющегося поверхностно-активным веществом. Эмульсионные жидкости применяют для уменьшения затрат мощности на вращение бурового снаряда, снижения его вибраций и повышения стойкости породоразрушающего инструмента.

Аэрированные (насыщенные воздухом) растворы и пены применяют для борьбы с поглощениями и вскрытия слабонапорных водоносных пластов. Это связало с тем, что благодаря небольшой плотности (0,7–0,8 т/м^3) они имеют пониженную водоотдачу. В то же время, аэрированные жидкости имеют повышенную несущую и очистную способность. Аэрация жидкостей осуществляется механическим (с помощью компрессоров или специальных аэраторов) и химическим (при использовании ПАВ) способами. Достаточно широко применяется малоглинистый раствор, содержащий 4–8 % глины, 1–2 % КМЦ, 0,1– 0,2 % ПАВ и 1 м^3 воды.

Ингибированные промывочные жидкости образуются при добавлении в них веществ, содержащих ионы кальция (например, $CaC1_2$). Для стабилизации раствора применяются специальные химические реагенты, Ингибированные жидкости обладают большой устойчивостью, применяются для предотвращения обрушения стенок и зауживания ствола скважин при бурении в диспергирующихся сланцах, аргиллитах и набухающих глинах.

Растворы на нефтяной основе, жидкая фаза которых представлена нефтью или дизельным топливом, применяются для вскрытия нефтяных пластов, а также для ликвидации осложнений и аварий в скважинах.

3.5. Приготовление промывочных жидкостей

Промывочные жидкости приготовляют непосредственно на буровой или на специальных глиностанциях. В последнем случае раствор доставляют на буровые по трубопроводам или автоцистернами. Глинистый раствор наиболее часто готовят механическим способом с помощью специальных глиномешалок.

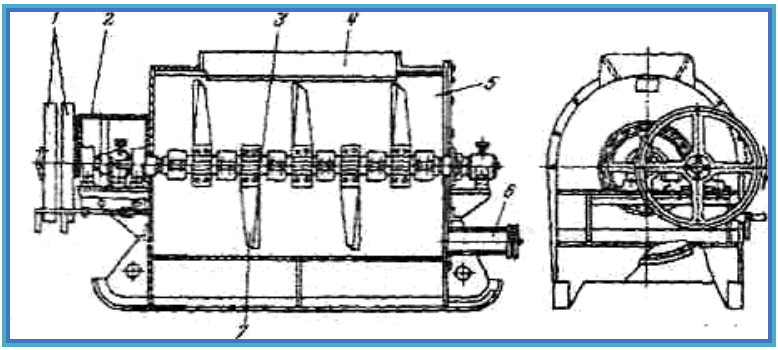


Рис. 3.2. Механическая лопастная глиномешалка

Механическая лопастная глиномешалка (рис. 3.2) представляет собой цилиндрической или овальной формы корпус *5*, внутри которого с помощью шкивов *1* и редуктора *2* вращаются один или два вала *3*, снабженные лопастями *7* для перемешивания глины и воды. Корпус в верхней части имеет люк *4*, закрытый решеткой, для загрузки глины и воды. В нижней части корпуса имеется патрубок *6* для слива готового раствора. Вместимость глиномешалок марок ГМЭ-0,75, ГКЛ-2М, МТ-2-4Х и других составляет 0,7–4 м^3. Механические лопастные глиномешалки относятся к машинам периодического действия. Они отличаются простотой конструкции, но, тем не менее, имеют недостатки: небольшая производительность, частое заклинивание и поломка лопастей при попадании с глиной твердых включений большого размера. Указанные недостатки в значительной мере устранены в другой разновидности механических глиномешалок – фрезерно-струйных мельницах (ФСМ).

Фрезерно-струйные мельницы используются для непрерывного приготовления глинистых растворов из комовых глин и глинопорошков.

Основным узлом их является лопастной ротор, вращающийся в корпусе, имеющем приемный бункер для загрузки глины и перфорированную трубу для подачи воды. Внутри корпуса размещено устройство для удаления попавших с глиной твердых включений. Лопасти быстровращающегося ротора захваты-

вают глину и воду. Первичное переизмельчение глины происходит при ее перемещении в узком зазоре между рифленой диспергирующей плитой и ротором. Более тонкое измельчение осуществляется за счет отбрасываемых лопастями ротора струй, их ударов о выходную решетку, а также при прохождении раствора сквозь отверстия последней. Готовый раствор стекает по внешней поверхности решетки и по лотку отводится в сторону. Частицы, не успевшие измельчиться в мельнице, вследствие циркуляции раствора вновь попадают под лопасти раствора.

Производительность фрезерно-струйных мельниц – 10–12 м^3/ч раствора по комовой глине и 25–30 м^3/ч при использовании глинопорошков.

Гидромешалки применяют для приготовления больших объемов раствора гидравлическим способом. Они разделяются на два типа: гидромониторные и эжекторные. В гидромешалках первого типа раствор приготовляется путем размыва глины струей воды, вытекающей из монитора, под давлением 4–10 МПа. Производительность гидромониторных мешалок – 40–120 м^3/ч готового раствора.

При работе гидромешапок второго типа используется принцип эжекции, заключающийся в эффекте понижения давления вокруг струи жидкости, истекающей с большой скоростью из насадки. В результате в зону разрежения засасывается глинопорошок. Образующаяся пульпа поступает в бак и ударяется о специальный башмак, что способствует интенсивному перемешиванию глины с водой. Эжекторные гидромешалки обеспечивают высокую производительность (до 90–100 м^3/ч). Недостатки гидромешалок этого типа – необходимость использования в качестве исходного материала только глинопорошка и довольно низкое качество раствора.

Технология приготовления глинистых растворов в лопастных глиномешалках заключается в следующем. Первоначально рассчитывают количество глины $P_г$ (в т), которое необходимо загрузить в глиномешалку для получения раствора заданной плотности

$$P_Г = \frac{\rho_Г(\rho_{ГР} - \rho_В)}{\rho_Г - \rho_В} \cdot V_О, \qquad (3.2)$$

где $\rho_г$, $\rho_{гр}$ и $\rho_в$ – плотность соответственно глины, глинистого раствора и воды, т/м^3 ($\rho_г$=2,3÷2,6);

V_0 – рабочий объем глиномешалки, м^3.

Глиномешалка на 1/3 рабочего объема заполняется водой и загружается необходимым количеством глины. Вал глиномешалки поворачивается при периодическом включении привода. Затем заполняют водой весь оставшийся объем, люк закрывают крышкой и включают привод.

Время приготовления раствора зависит от качества глины и колеблется от 40 мин до 2 часов. Для определения оптимального времени приготовления раствора рекомендуется отбирать пробы раствора и определять его основные свойства. Первая проба отбирается через 30 мин, последующие – с интервалом 15 мин. Если раствор необходимо обработать химическими реагентами, то их вводят в глиномешалку перед загрузкой глины.

Аэрированные промывочные жидкости приготовляют следующими способами: компрессорным, бескомпрессорным с использованием ПАВ и устройств эжекторного типа, комбинированным. Компрессорный способ аэрации заключается в вводе через специальные устройства в нагнетательную линию насоса сжатого воздуха. Недостаток этого способа заключается в том, что его применение ограничивается глубиной скважины, на которой потери напора при циркуляции раствора, не превышают давления нагнетаемого воздуха.

При использовании бескомпрессорного способа раствор аэрируется за счет захвата воздуха вращающимися лопастями глиномешалки или струи раствора, сбрасываемой через отводной шланг. При этом в раствор предварительно вводят пенообразователь (ПАВ). Комбинированный способ аэрации раствора является разновидностью компрессорного и заключается в использовании смесителей эжекторного типа.

Основная особенность приготовления полимерных растворов заключается в предварительном растворении полимеров в горячей воде и последующем добавлении полученного раствора в промывочную жидкость, выходящую из скважины.

Для приготовления эмульсионных растворов предварительно приготовленная смесь (исходная промывочная жидкость

и эмульгатор) дополнительно перемешивается в ультразвуковом генераторе за счет ударов о мембраны. В результате возникающих завихрений жидкости получается качественный однородный эмульсионный раствор.

Промывочные жидкости следует приготовлять в соответствии с правилами техники безопасности. Механизмы и баки для приготовления и хранения промывочных жидкостей должны быть ограждены. Запрещается проталкивать глину через решетку люка ломами, брать пробу раствора через люк глиномешалки. С химическими реагентами, в особенности со щелочами и кислотами, следует работать только в спецодежде, включающей резиновые фартук, сапоги, перчатки, респиратор, очки. При попадании щелочи на кожу или одежду следует промыть это место 10 %-ным раствором уксусной кислоты, а при попадании кислоты – 10 %-ным раствором двууглекислой (чайной) соды.

Рабочие, занятые приготовлением промывочной жидкости, должны пройти вводный инструктаж по технике безопасности, инструктаж на рабочем месте, а также в установленные сроки повторные инструктажи.

3.6. Очистка промывочных жидкостей от продуктов разрушения

Выходящая из скважины промывочная жидкость обогащена частицами выбуренных пород. Использование загрязненных растворов вызывает сальникообразование и прихваты (заклинивание) снаряда, приводит к образованию толстой рыхлой корки на стенках скважины (что создает опасность их обвала), преждевременному изнашиванию бурильных труб и промывочного насоса. Поэтому необходимо очищать промывочные жидкости от бурового шлама. Существуют следующие методы очистки: физико-химические, механические, естественные, гидравлические и комбинированные.

Физико-химические методы основаны на введении в раствор флокулянтов (вещества, вызывающие слипание частиц разбуренных пород в хлопья), коагуляторов (галогенные соединения Al, Fe, Na, Ca) и разбавителей. В результате добавок этих

веществ происходит флокуляция и коагуляция частиц из раствора. Раствор разбавляют водой или очищенным раствором, имеющим низкие параметры.

Механический способ очистки с помощью вибрации заключается в направлении раствора на сито, которое приводят в высокочастотные колебания с помощью вибратора. В результате структура раствора разрушается, резко понижается его удерживающая способность, и крупные частицы выпадают из раствора.

Естественные методы очистки основаны на разрушении структуры раствора при его движении в циркуляционной системе и осаждении частиц выбуренных пород под действием силы тяжести. Циркуляционная система состоит из желобов, отстойника и приемного зумпфа. Размеры циркуляционной системы зависят от глубины и диаметра скважины, а также от типа буровой установки (стационарная или самоходная). Желоба изготовляют из деревянных досок или листовой стали площадью сечения 300х250 мм^2, общей длиной 5–35 м.

Желоба оборудуют через 1–2 м перегородками, чередующимися по расположению: предыдущая перегородка несколько не доходит до дна желоба, а последующая расположена несколько ниже верхнего его края. Такая конструкция желобов позволяет изменять направление потока раствора и способствует разрушению его структуры. Наиболее крупные частицы выпадают из раствора в желобах, а окончательная очистка происходит при попадании раствора в отстойник. Последний соединен в верхней части желобом с приемным зумпфом, куда поступает верхний, наиболее чистый слой раствора.

Очистка желобов от выпавшего шлама наиболее эффективна при прекращении циркуляции промывочной жидкости. Периодически очищают и отстойники. С целью охраны труда отстойники и приемные зумпфы должны быть ограждены, а желоба закрыты щитами или досками.

Однако применение циркуляционной системы не дает должного эффекта при очистке промывочной жидкости высоких тиксотропных свойств от шлама мелкой фракции.

Гидравлические методы очистки основаны на использовании центробежных сил, возникающих в гидроциклонах и

центрифугах при прокачке через них загрязненной жидкости. Гидроциклон представляет собой корпус, состоящий из цилиндрической части, переходящей в конусную. К цилиндрической части тангенциально приварен патрубок, через который вводится загрязненный раствор. Внутри гидроциклона жидкость приобретает вихревое движение. Крупные частицы породы под действием возникающих центробежных сил отбрасываются к стенкам гидроциклона и сползают в коническую часть корпуса, оканчивающуюся выпускным каналом с песковой насадкой. Через последнюю сбрасываются поступающие частицы пород с частью жидкости. Очищенный раствор по внутреннему спиральному потоку поднимается вверх и покидает гидроциклон через выводной патрубок. Потери раствора при очистке составляют 1–2 %, загрязнение раствора уменьшается в 10–15 раз.

В практике разведочного бурения применяются гидроциклонные установки ОГХ-8А и ОГХ-8Б, состоящие из электродвигателя, винтового насоса, системы трубопроводов и гидроциклона. Загрязненный раствор из отстойника засасывается насосом и подается по трубопроводу в гидроциклон. Очищенный раствор сбрасывается в другой отстойник, а буровой шлам – в специальный зумпф.

Преимущество гидроциклонной очистки – простота устройств, недостатки – узкий диапазон оптимальных режимов работы и невозможность тонкой очистки раствора (частицы размером менее 40 мкм не удаляются из раствора).

Комбинированные методы очистки заключаются в совместном использовании нескольких вышеупомянутых методов.

Контрольные вопросы:

1. Основные свойства глинистых растворов.
2. Приборы для измерения плотности, вязкости и водоотдачи промывочной жидкости.
3. Как изменяются свойства растворов при обработке каустической содой, УЩР, гипаном, ПАВ?
4. Виды промывочных жидкостей, применяемых при вскрытии водоносных пластов. Состав этих растворов.
5. Оборудование для приготовления и очистки промывочных жидкостей.

Глава IV. РОТОРНОЕ БУРЕНИЕ

4.1. Сущность роторного бурения

Роторное бурение – разновидность вращательного бурения. Оно широко применяется для проходки скважин при поисках, разведке и эксплуатации жидких и газообразных полезных ископаемых. Начальные диаметры скважин при роторном бурении достигают 700 мм и более, а глубины превышают 10 000 м.

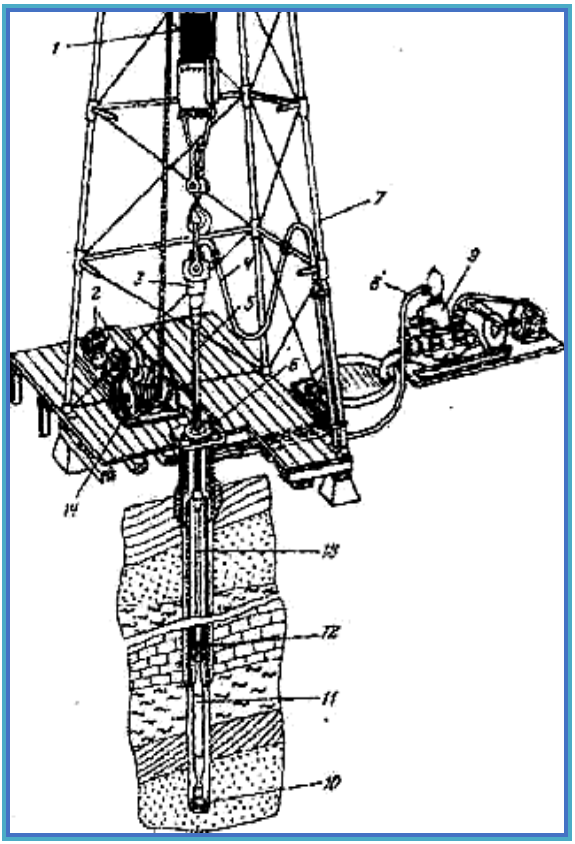


Рис. 4.1. Схема установки глубокого вращательного бурения

Схема установки глубокого вращательного бурения показана на рис. 4.1. Породоразрушающий инструмент (долото) *10* соединяется с утяжеленными бурильными трубами (УБТ) *12*, которые в процессе бурения передают осевую нагрузку на забой. УБТ соединяются с колонной бурильных труб *13*, которая в верхней части присоединяется к ведущей трубе *5*, имеющей квадратное или шестигранное сечение. Ведущая труба свободно (с зазором) проходит сквозь ротор *6*, передающий вращение от двигателя *2* через колонну бурильных и утяжеленных труб долоту. В процессе бурения на забой скважины нагнетается промывочная жидкость, подаваемая насосом *9* в нагнетательную линию *8, 4* и далее через вертлюг-сальник *3* и бурильную колонну.

Подъем и спуск долота осуществляется с помощью лебедки *14*, буровой вышки *7* и талевой системы *1*. Лебедка, барабан которой вращается от двигателя *2,* служит также для регулирования осевой нагрузки на забой.

При бурении с помощью забойных двигателей (турбобуров, электробуров) используется то же буровое оборудование и инструмент со следующими изменениями. При турбинном бурении в состав бурового снаряда включается забойный двигатель – турбобур *11*, вал которого соединен с долотом *10* и приводится во вращение при прокачивании через турбобур промывочной жидкости. Колонна бурильных труб и корпус турбобура в процессе бурения остаются неподвижными за счет того, что ведущая бурильная труба стопорится в роторе специальным устройством. При электробурении в состав бурового снаряда вместо турбобура включается забойный электрический двигатель специальной конструкции – электробур, к валу которого присоединяется долото.

В последние годы для передачи крутящего момента бурильной колонне, вместо традиционного ротора все шире применяется верхний силовой привод, представляющий электродвигатель с редуктором, соединенный с вертлюгом.

4.2. Технологический инструмент роторного бурения

Долото – основной вид породоразрушающего инструмента при роторном бурении. По характеру разрушения горной породы долота делятся на лопастные, шарошечные, алмазные и долота типа ИСМ. Лопастные долота разрушают породу резанием и скалыванием, шарошечные – дроблением и скалыванием, алмазные и долота типа ИСМ – истиранием и резанием. По назначению долота делятся на три класса: для бескернового бурения, колонкового бурения и для специальных целей.

Долота для бескернового бурения

Лопастные долота предназначены для бурения мягких и средней твердости пород I–IV категорий по буримости. Выпускаются долота следующих типов: двухлопастные 2Л диаметрами от 76 до 161 мм с обычной промывкой; трехлопастные 3Л и 3ЛГ диаметрами от 118 до 445 мм с обычной и гидромониторной промывкой; многолопастные типа. ИР и ИРГ диаметрами от 76 до 269 мм.

Лопастное долото (рис. 4.2) состоит из корпуса *1* с внутренней резьбой и лопастей *2*, отштампованных за одно целое с корпусом или приваренных к нему. В корпусе выполнены каналы для прохода промывочной жидкости. В трехлопастных долотах диаметром более 190 мм для повышения механической скорости бурения в каналы вставляются сменные минералокерамические насадки *4*, служащие для увеличения скорости истекающей струи до 80–120 м/с. Лопасти долот армируются пластинками твердого сплава *3*, в некоторых конструкциях последний наплавляется на лопасти.

Твердые сплавы – это особая группа карбидов металлов, отличающихся высокой твердостью, химической и механической стойкостью. По технологии изготовления твердые сплавы делятся на наплавочные и спеченные. Первые применяют для повышения износостойкости породоразрушающих инструментов при шнековом и ударно-канатном бурении, а также в конструкции некоторых долот. Для вооружения породоразрушающих инструментов вращательного бурения в основном используют спеченные твердые сплавы, состоящие из карбида вольфрама

WC и кобальта Co. Порошкообразная смесь этих компонентов прессуется в формы и спекается.

В бурении используют твердые сплавы следующих марок: ВК6, ВК6В, ВК8В, ВК11В, ВК15, ВК20. Маркировка означает: В – карбид вольфрама, К – кобальт, цифра – содержание в сплаве кобальта в процентах, буква за цифрой – зернистость сплава, В – крупнозернистые с размерами зерен 3–5 мм (среднезернистые с размерами зерен 1–2 мм не имеют индекса). Выпускаются резцы призматической, пластинчатой, штыревой и других форм.

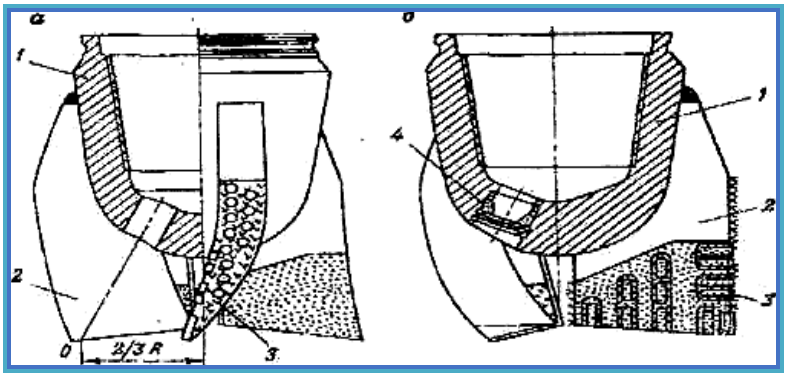


Рис. 4.2. Трехлопастное долото:
а – с обычной промывкой типа ЗЛ; б – с гидромониторной промывкой типа ЗЛГ

На корпус долота наносится его шифр. Например, ЗЛГ-295 расшифровывается следующим образом: 3Л – трехлопастное, Г – с гидромониторной насадкой, 295 – диаметр долота в мм.

Многолопастные долота типа ИР и ИРГ имеют шесть чередующихся по высоте лопастей: три лопасти имеют нормальную длину, а три – укороченную.

Рабочие элементы (кромки) лопастных долот под действием осевой нагрузки и крутящего момента участвуют в двух движениях: в вертикальном и вращательном в горизонтальной плоскости и осуществляют резание и скалывание породы. Преимущество лопастных долот – простота конструкции, недоста-

ток – большие величины момента, и мощности, необходимые для разрушения забоя.

Шарошечные долота применяют в породах любой крепости, но наиболее успешно – в породах V–X категорий по буримости. При роторном бурении в основном используют долота с коническими шарошками. По числу последних изготовляют одно-, двух-, трех- и четырехшарошечные долота.

Основной породоразрушающий инструмент – секционное трехшарошечное долото (рис. 4.3). Корпус его сваривается из трех секций (лап) *6*, которые вместе с подшипниками образуют опоры долота. При сборке в опоры закладываются графитовая смазка или технический вазелин. Шарошки *1* и цапфы долота выполняются из высоколегированных сталей с последующей термообработкой и цементацией. Корпус долота имеет присоединительную резьбу *8* и каналы для прохода промывочной жидкости.

В связи с проникновение бурового раствора в опору долота срок работы этого узла весьма мал. При высокооборотных способах бурения он редко превышает 5–8 ч, а при низкооборотных – 20–30 ч.

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

Серийно выпускаются долота с компенсатором давления в лапе долота (рис. 4.4), основным элементом которого является резиновая диафрагма *4*. Для установки компенсатора со стороны спинки лапы выполняется полость *3*, в которую вставляется стакан *7*. Лубрикатор закрывается крышкой *6*, удерживаемой упругим разрезным кольцом *8*. Полость над диафрагмой через отверстия в крышке сообщается с внешной средой. Полость под диафрагмой через полость *3*, канал *5* и полость, образованную проточкой и лысками на пальце *1*, сообщается сполостью подшипников.

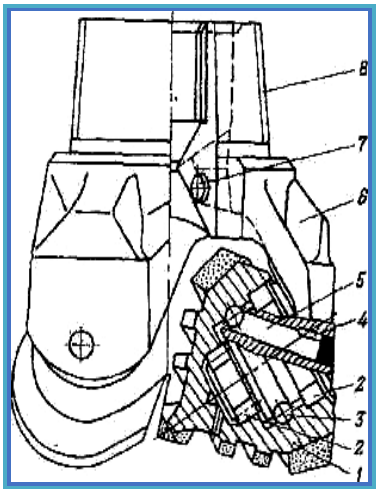


Рис. 4.3. Секционное трехшарошечное долото:
1 – шарошка; 2 – ролики; 3 – парик; 4,7– штифты; 5 – палец; 6 – лапа; 8 – присоединительная резьба

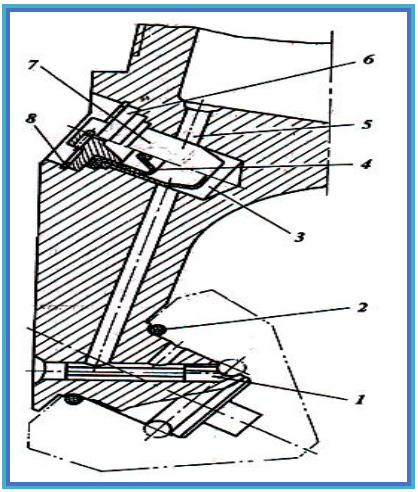


Рис. 4.4. Устройство автономной системы смазки герметизированной опоры шарошечного долота:
1 – палец; 2 –уплотнение; 3 – полость; 4 – диафрагма; 5 – канал; 6 – крышка; 7 –стакан; 8 – разрезное кольцо

Компенсатор давления работает следующим образом. При спуске долота в скважину давление промывочной жидкости передается через диафрагму на смазку, находящуюся в полости *3*, и далее в полость подшипников. Таким образом, происходит выравнивание давления с внутренней наружной сторон уплотнения *2*.

Шарошки вооружаются стальными фрезерованными зубьями, наплавленными твердым сплавом.

Высота зубьев шарошек, угол их приострения и шаг зависят от твердости разбуриваемых пород. В мягких породах используются долота с крупными зубьями, имеющими малые углы приострения и большой шаг. С повышением твердости по род зубья выполняются более мелкими, с меньшим шагом и большими углами приострения. Для бурения крепких пород применяют долота, шарошки которых имеют вставные твердосплавные

штыри. При вращении долота шарошки участвуют в двух движениях: относительном (вокруг оси цапфы) и переносном (вокруг оси долота). Частота ударов зубьев всех шарошек долота по забою определяется зависимостью

$$n_{Ш} = mzn_{Д}\frac{D_{Д}}{d_{Ш}}, \qquad (4.1)$$

где m – число шарошек;

z – число зубьев одной шарошки;

$n_{д}$ – частота вращения долота, об/мин;

$D_{д}$, $d_{ш}$ – соответственно диаметр долота и средний диаметр шарошки, см.

Как следует из формулы (4.1), частота поражения забоя зубьями весьма высока, а малая суммарная площадь контакта зубьев шарошек с забоем обеспечивает высокие удельные нагрузки на породу. Кроме того, при перекатывании шарошки попеременно опираются о забой одним или двумя зубьями, обеспечивая возвратно-поступательное перемещение долота в вертикальном направлении. Это вызывает динамические нагрузки на забой, облегчающие его разрушение.

При бурении твердых и крепких пород (VII–XII категорий по буримости) применяют долота, ось которых пересекается с осями шарошек. При перекатывании последних по забою обеспечивается дробление породы. В долотах для бурения мягких пород (I–V категории) оси шарошек смещены относительно оси долота, а сами шарошки выполнены многоконусными. Такая конструкция обеспечивает не только дробление, но и скалывание породы забоя за счет проскальзывания шарошек.

Преимущество шарошечных долот – небольшие величины момента и мощности, необходимые для вращения на забое. Существенный недостаток их – преждевременный выход из строя опор шарошек в результате проникновения в опору долота промывочной жидкости, вызывающей абразивный износ.

В настоящее время созданы и широко применятся шарошечные долота типа ГНУ и ГАУ с герметизированными маслонаполненными опорами, что позволило увеличить их работоспо-

собность на 30 % по сравнению с обычными.

В зависимости от твердости пород применяются трехшарошечные долота 13 типов. Из них основными являются долота типов М, С, Т и К, промежуточными долота типов МС, СТ, ТК и ОК. Буквы М, С, Т и К означают, что долота предназначены для бурения мягких, средней твердости, твердых и крепких пород соответственно. Буквы МС, СТ, ТК и ОК присваиваются долотам, предназначенным для бурения перемежающихся по твердости пород (мягких с пропластками пород средней твердости: средней твердости с пропластками твердых; твердых с пропластками крепких и очень крепких).

В шифр долота изготовленных в России входят количество шарошек, диаметр, твердость и другие показатели. Например, шифр долото III190, 5Т-ГНУ-R25 расшифровывается следующим образом: III – трехшарошечное долото; 190,5 – диаметр долота, мм; Т – для твердых пород; Г – с боковой гидромониторной промывкой; Н – в долоте один (или два) подшипника скольжения, остальные – подшипники качения; У – долото с герметизированными опорами; R25 – номер заводской модели.

Существуют международный стандарт IADC шарошечных долот, состоящего из трех цифр: первая цифра обозначает тип вооружения долота (твердосплавные или фрезерованные порода), вторая цифра означает подкатегорию породы (от мягких до твердых), третья цифра характеризует конструкцию долота.

Диаметры выпускаемых шарошечных долот стандартизованы и соответствуют следующему нормальному ряду (в мм): 93, 98, 112, 132, 140, 151, 165, 190, 214, 243, 269, 295, 320, 349, 445, 490.

Алмазные долота предназначены для бурения пород V–XII категорий по буримости на больших глубинах (свыше 2500–3000 м). В таких условиях применение алмазных долот, обладающих высокой износостойкостью (до 200–250 ч работы), обеспечивает высокую рейсовую скорость проходки. Алмазное долото состоит из корпуса с присоединительной резьбой и припаянной к нему алмазосодержащей матрицы. В корпусе имеются каналы для прохода промывочной жидкости.

Украинским институтом сверхтвердых материалов (ИСМ)

создан материал славутич, по твердости не уступающий природным алмазам и обладающий высокой износостойкостью. Разработаны долота типа ИСМ со вставками из славутича, показавшие высокую эффективность.

Снаряды колонкового бурения состоят из следующих основных частей: бурильной головки для разрушения породы вокруг выбуриваемого керна, внутренней колонковой трубы для приема керна и кернодержателя (кернорвателя). Бурильные головки изготовляют шарошечными, алмазными и лопастными.

По принципу работы снаряды колонкового бурения делятся на две группы: с несъемной и съемной колонковой трубой. В снарядах первого типа керн извлекается на поверхность после подъема всего технологического инструмента. При работе снарядами второго типа колонковая труба (грунтоноска) с керном извлекается специальным ловителем на канате внутри бурильной колонны, а бурильная головка поднимается после ее отработки. Наибольшее распространение получили снаряды второго типа, т. к. их применение позволяет значительно уменьшить время на спуско-подъемные операции.

Долота для специальных целей

В эту группу входят пикообразные и фрезерные долота, а также долота-расширители.

Пикообразные долота применяют для плавного перехода ствола скважины с большего диаметра на меньший, для разбуривания цементных пробок и при аварийных работах. Пикообразное долото напоминает по конструкции, двухлопастное, лопасти которого заточены под острым углом к оси инструмента.

Фрезерные долота предназначены для разбуривания цементных мостов и оставленного в скважине металла. Долото представляет собой корпус, к которому приварены спиральные лопасти с пластинами твердого сплава.

Долота-расширители используют для калибрования и расширения ствола скважины с целью исключения затяжек бурового снаряда при его подъеме. При бурении водозаборных скважин расширяют участок ствола в пределах водоносного пласта для создания водоприемной части скважины с гравийной обсыпкой. Шарошечные расширители применяются в породах

средней твердости, твердых и крепких.

Расширитель треста «Союзшахтоосушение» позволяет расширять скважины до диаметра 588–1200 мм. Он состоит из направляющего пилот-долота; и расположенных по периферии четырех шарошек. В качестве пилот-долота используется серийное шарошечное долото, формирующее опережающую скважину малого диаметра, которая затем расширяется периферийными шарошками до требуемого размера. Такой расширитель нельзя использовать для расширения любого интервала ствола, имеющего неизменный диаметр.

Для расширения скважины (например, для создания каверны под гравийную засыпку фильтра) в мягких породах применяют лопастные и гидротурбинные расширители.

Лопастной расширитель конструкции «Промбурвод» состоит из корпуса, внутри которого смонтирован поршень со штоком. В продольных плазмах корпуса расположены складные лопасти, шарнирно связанные со штоком. Под напором подаваемой промывочной жидкости система поршень- шток перемещается вниз. В результате лопасти выходят из пазов, раскрываются и расширяют ствол. Лопастной расширитель позволяет увеличить диаметр скважины до 900 мм.

Гидравлический турбинный расширитель конструкции треста «Востокбурвод» 2 (рис. 4.5) имеет корпус *5* с противоположно направленными по касательной соплами б, образующими гидротурбинку.

Корпус с тормозными пластинками *4* свободно посажен на вал муфты *3*, которая навинчивается на бурильную колонну *1*. При подаче промывочной жидкости за счет реактивных сил, возникающих при истечении струй из сопел, корпус гидротурбинки начинает вращаться относительно неподвижной бурильной колонны *1*. Герметизация жидкости в сопле *6* обеспечивается самоуплотняющейся манжетой *7*, а устойчивое положение сопла 6 сохраняется фиксирующей шайбой *8*.

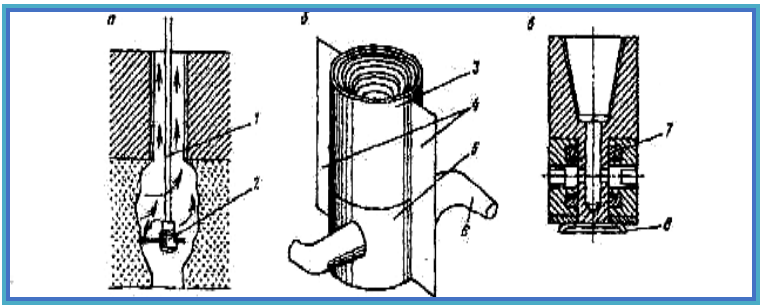


Рис. 4.5. Гидравлический турбинный расширитель:
а – схема установки расширителя; б – схема расширителя;
в – конструкция расширителя

Струи, выбрасываемые из сопел с большой скоростью, при вращении разрушают мягкие породы (песок, глина и т. д.), расширяя ствол скважины. Расширение любого интервала ствола скважины в крепких породах – более трудная задача. Отечественные расширители для такой цели серийно не выпускаются, хотя зарубежный опыт свидетельствует о положительных результатах некоторых разработанных конструкций.

Расширитель фирмы «Локоматик» представляет собой корпус с шарошечным пилот-долотом на конце. Ствол в любом интервале расширяется шарошками, выдвигаемыми из корпуса под действием напора промывочной жидкости. После расширения заданного интервала ствола шарошки складываются внутрь корпуса.

Утяжеленные бурильные трубы (УБТ) являются частью технологического инструмента, расположенного над долотом, и предназначены для повышения жесткости и уменьшения изгибающих напряжений, вызванных реакцией забоя при действии осевой нагрузки на долото. УБТ представляют полый толстостенный цилиндр, имеющий с обоих концов внутреннюю резьбу (наддолотная труба) или внутреннюю на одном конце и наружную – на другом (промежуточные трубы). Длины поставляемых труб – 6,5; 8–12 м, диаметр УБТ принимается на 40–50 мм меньше диаметра долота. УБТ выпускают диаметрами 73, 89, 105, 120, 133, 146, 178, 197, 203, 229, 254, 273 и 290 мм при массе 1 м от 25,6 до 489 кг.

Бурильные трубы, соединяясь между собой, образуют бурильную колонну, предназначенную для передачи крутящего момента и осевой нагрузки на долото, подачи промывочной жидкости, подъема и спуска породоразрушающего инструмента.

Применяются бурильные трубы двух основных типов: с концами, высаженными внутрь и наружу (рис. 4.6, *а*). Внутренняя часть бурильных труб *1* второго типа не имеет сужений в месте высадки *2*, поэтому гидравлические сопротивления прокачиваемой жидкости у этих труб меньше, чем у труб с высаженными внутрь концами.

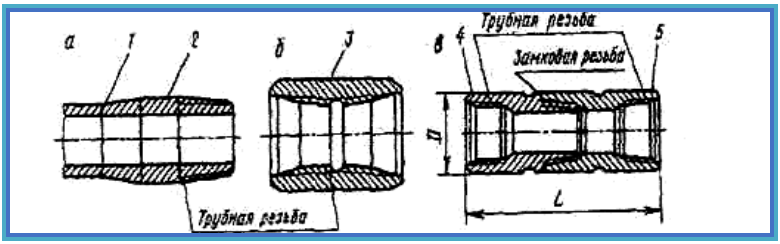


Рис. 4.6. Бурильные трубы и их соединения:
а – труба с высаженными наружу концами; б – муфта для соединения труб в бурильные свечи; в – замок для соединения бурильных свечей

Бурильные трубы изготовляют наружным диаметром 60, 73, 89, 102, 114, 140 мм при толщине стенки 7–12 мм. Масса 1 м бурильных труб в зависимости от диаметра и толщины стенки составляет 9–35 кг. Для труб используют стали групп прочности Д, К, Е, Л, М, Р, Т, имеющие предел текучести не менее 380 МПа. Длина поставляемых бурильных труб – 6, 8 и 11,5 м.

В практике роторного бурения применяются также легкосплавные бурильные трубы (ЛБТ), изготовляемые из алюминиевого сплава Д16Т, который имеет достаточную прочность. ЛБТ вдвое легче стальных труб, поэтому затраты мощности на вращение и подъем бурильной колонны, составленной из ЛБТ, существенно снижаются, рейсовая скорость бурения повышается в 1,2–1,3 раза.

Для удобства спуска и подъема бурильная колонна составляется из отдельных секций, которые не развинчиваются при

спуско-подъемных операциях. Секция, составленная из нескольких бурильных труб и соединяемая муфтами *3* (рис. 4.6, *б*), называется бурильной свечой. Длина свечи определяется высотой буровой вышки и обычно принимается на 25–30 % меньше ее.

Бурильные свечи соединяются между собой замками, которые развинчиваются при снуско-подъемных операциях. Замки для бурильных труб (рис. 4.6, *в*) состоят из двух деталей: ниппеля *4* и муфты *5*, соединяемых между собой крупной конической резьбой. С противоположных концов ниппеля и муфты имеется внутренняя резьба для навинчивания на концы смежных свечей.

Ведущая труба – элемент технологического инструмента – располагается в верхней части бурильной колонны и непосредственно воспринимает крутящий момент от ротора буровой установки. Ведущие трубы выпускают квадратного, шестигранного или крестообразного сечения и только в сборе. Они состоят из собственно трубы, верхнего переводника с левой резьбой для соединения с вертлюгом и нижнего переводника с правой резьбой для соединения с бурильной колонной. Ведущие трубы квадратного сечения выпускают с размерами стороны квадрата 65х65, 80х80, 115х115, 140х140, 155х155 мм. Общая длина труб в сборе составляет 10–14,5 м.

Переводники предназначены для соединения элементов бурового снаряда, имеющих разные резьбы или диаметры. Существуют переводники для присоединения ведущей трубы к вертлюгу и бурильным трубам, для соединения различных элементов, располагающихся навстречу друг другу ниппелями или муфтами.

Вертлюги применяют для подачи промывочной жидкости от нагнетательной линии насоса во вращающуюся бурильную колонну, а также для соединения бурового снаряда с талевой системой установки. Вертлюг-сальник состоит из корпуса, внутри которого на подшипниках размещен полый шпиндель. Последний при бурении соединяется с верхним левым переводником ведущей трубы. Корпус имеет патрубок для присоединения нагнетательной линии и серьгу для соединения с талевой системой.

4.3. Забойные механизмы вращения долота

Забойные механизмы вращения долота по роду применяемой для привода, энергии делятся на гидравлические (турбобуры, винтовые двигатели) и электрические (электробуры).

Приоритет в создании забойного турбинного двигателя принадлежит отечественной науке. Еще в 1923–1924 гг. М. А. Капелюшников разработал одноступенчатый турбобур с многоступенчатым понижающим редуктором, однако вследствие ряда конструктивных недостатков эта машина не нашла применения. В 1934–1935 гг. Т. П. Шумилов, Р. А. Иоанесян, Э. И. Тагиев и М. Т. Гусман разработали многоступенчатый турбобур, который после ряда усовершенствований был широко внедрен в практику глубокого бурения и обеспечил высокие темпы сооружения скважин.

Турбобур – это забойный двигатель, преобразующий гидравлическую энергию промывочной жидкости в механическую энергию вращающего вала, соединенного с долотом. Основной узел турбобура турбина, состоящая из большого числа одинаковых ступеней. Каждая ступень (рис. 4.7) состоит из двух деталей: неподвижного статора, закрепленного в корпусе турбобура, и вращающегося ротора, соединенного с валом турбобура.

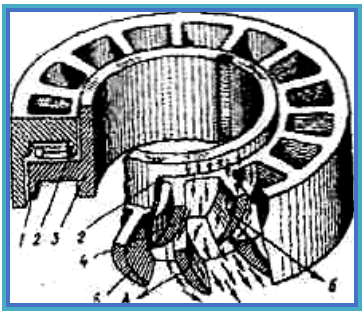


Рис. 4.7. Схема турбины

Статор представляет собой стальное кольцо, на внутренней поверхности которого имеются изогнутые лопатки *4*. Концы лопаток статора соединены с внутренним ободом *2*. Ротор пред-

ставляет собой кольцевой наружный обод *1* с лопатками *5*, профиль которых является зеркальным отображением лопаток статора. Внутренние концы лопаток ротора, соединены ободом *3*.

Промывочная жидкость, нагнетаемая мощным насосом в бурильные трубы, попадает сначала в статор первой ступени и создает усилие Б. Обтекая лопатки статора, жидкость изменяет направление движения и с большой скоростью поступает на вогнутые лопатки ротора (усилие А), создавая на валу турбобура крутящий момент. Вытекающая из ротора первой ступени жидкость поступает в статор второй ступени, и весь процесс повторяется. Крутящий момент на роторах всех ступеней суммируется, обеспечивая большую мощность на валу турбобура.

Многоступенчатый турбобур имеет корпус, в котором размещены статоры, зажатые специальным ниппелем. Статоры удерживаются от проворачивания силами трения на торцах. Роторы посажены на вал и затянуты роторной гайкой. Вал имеет четыре опоры, воспринимающие осевые усилия и уменьшающие деформации изгиба. Нижняя часть вала турбобура, называемая шпинделем, имеет резьбу для присоединения долота.

На базе описанного турбобура созданы многосекционные турбобуры, состоящие из нескольких одинаковых секций. При свинчивании корпусов секций их валы соединяются с помощью конусно-шлицевых муфт. Секционные турбобуры обладают повышенной мощностью. Разработаны секционные турбобуры ТС4А-104,5 и ТС4А-127, имеющие диаметры соответственно 104,5 и 127 мм и развивающие мощность на валу соответственно 14,7 и 25,7 кВт. Они используются для бурения геологоразведочных скважин.

Для бурения направленно-искривленных скважин применяют укороченные турбобуры, турбина которых имеет 40–60 ступеней. Небольшая длина корпуса этих турбобуров, которые устанавливают на кривых переводниках, обеспечивает темп изменения угла наклона скважины до 1,5–2° на 10 м проходки.

Для бурения скважин большого диаметра от 400 мм до 2–2,5 м применяют реактивно-турбинные агрегаты, у которых два или несколько турбобуров размещены параллельно и жестко со-

единены между собой. Жесткое соединение обеспечивается с помощью специального узла – траверсы, которая в свою очередь соединяется с бурильной колонной и имеет каналы для подачи промывочной жидкости каждому турбобуру. Шарошечные долота, присоединенные к валам турбобуров, вращаются вокруг их осей, а турбобуры в результате реактивного момента, возникающего на долотах, вращаются вокруг оси скважины. В результате такого сложного движения долота разрушают забой по всей площади.

Другой тип гидравлической забойной машины, широко внедряющейся в практику глубокого бурения, – **винтовой двигатель**, который представляет собой обращенный винтовой насос (рис. 4.8).

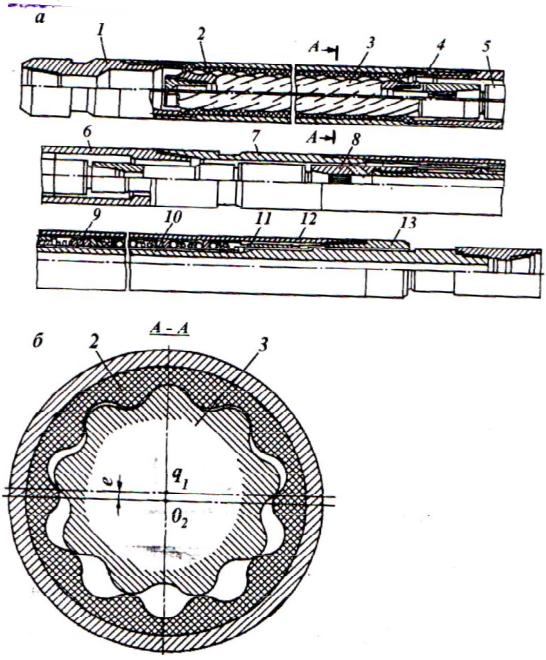


Рис. 4.8. Забойный винтовой двигатель типа Д2-172М в продольном (*а*) и поперечном (*б*) разрезах:
1, 6, 7 – верхний, средний, нижний переводники; 5 – двухшарнирное соединение; 8 – муфта соединительная; 9 – многорядная упорная шаровая опора; 10 – вал шпинделя; 11 – радиальный подшипник; 12 – корпус шпинделя; 13 – ниппиль

Он состоит из резинового статора *2*, неподвижно закрепленного в корпусе и стального ротора *3*. Ротор и статор представляют собой как бы пару зубчатых колес внутреннего зацепления. Зубья расположены по винтовой линии, поэтому ротор можно рассматривать как многозаходный 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 эксцентрично 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. С помощью шарниров последнее преобразуется во вращательное движение шпинделя, который по назначению и устройству аналогичен шпинделю трубобура.

Винтовые двигатели обеспечивают передачу большой мощности долоту и, имея небольшую длину, эффективно применяются при бурении наклонно-направленных скважин.

Электробуры были разработаны в 1937–1940 гг. советскими учеными А. П. Островским и Л. В. Александровым. Электробур представляет собой герметизированный маслонаполненный электродвигатель, к валу которого присоединяется долото. Питание двигателя электрическим током осуществляется по двухжильному кабелю, проложенному внутри бурильной колонны. Отрезки кабеля, концы которых заделаны в замковые соединения, при свинчивании бурильных труб автоматически соединяются, образуя электрическую цепь. Ток подается по кабелю от токоприемника, расположенного на поверхности между ведущей бурильной трубой и вертлюгом.

Электробуры выпускают диаметрами от 164 до 290 мм, они имеют мощность от 45 до 240 кВт. При номинальном напряжении 1000–1750 В и силе тока 60–165 А электробуры обеспечивают частоту вращения долота в пределах 150–700 об/мин.

При бурении электробуром нужен значительно меньший расход жидкости, легко осуществляется автоматизация контроля технологических параметров процесса непосредственно на забое. Особенно эффективно применение электробура при про-

ходке скважин с продувкой. Недостатками этого забойного двигателя являются повышенные требования к технике безопасности при его обслуживании и сложность конструкции бурильной колонны с токопроводом.

4.4. Вспомогательный инструмент для роторного бурения

Для выполнения операций по спуску и подъему бурильных и обсадных труб буровая установка оснащается инструментами для захвата и подвешивания колонн труб, а также их свинчивания и развинчивания. Для захватывания и подвешивания колонны труб применяют корпусные элеваторы, клиновые захваты и спайдеры.

Корпусной элеватор (рис. 4.9) состоит из корпуса *1*, дверцы *2* с рукояткой и защелки *3* с пружиной *4*. Элеватор захватывает бурильную трубу, а замковое соединение опирается о его корпус, на котором имеются приливы для штропов.

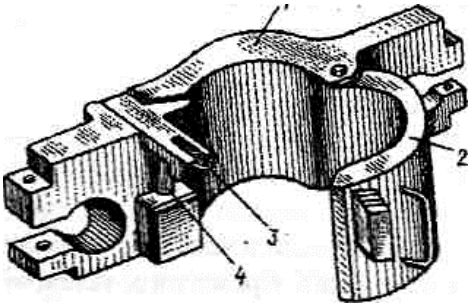


Рис. 4.9. Корпусной элеватор

Спайдер (плашечный элеватор) применяется для захвата подвешивания тяжелых обсадных колонн. Он состоит из корпуса, в который вставлены сменные плашки. Элеватор надевается на трубу через муфту при раздвинутых плашках.

Клиновые захваты служат для подвешивания колонн в роторе и удержания их на весу.

Для свинчивания и развинчивания обсадных и бурильных колонн применяются круговые и шарнирные ключи.

Круговой ключ (рис. 4.10, *а*) состоит из двух створок *1*, соединенных шарниром *2*. Створки при закрывании смыкаются затвором *4*. Для закрепления ключа на трубах имеется эксцентричный сектор *3* с насечкой и рукояткой. При спуске колонны ключ надевают на подвешенную трубу. Предварительно на створки ключа наматывают пять-шесть витков каната, один конец которого соединяется с крючком ключа, а второй – с канатом, намотанным на катушку лебедки. Очередная труба, вставляется в муфту, ключ закрепляется эксцентричным сектором на трубе. При наматывании каната на катушку лебедки труба свинчивается с муфтой.

Одношарнирные ручные ключи (рис. 4.10, *б*) применяют для раскрепления и закрепления резьбовых соединений бурильных труб бурильных труб диаметрами 73 и 89 мм. Эти ключи состоят из откидной щеки *1*, пальца *2*, рукояти *3* и сухаря *4*. Соединения бурильных и обсадных труб докрепляют и раскрепляют шарнирными машинными ключами типа УМК1. Для механизации и автоматизации свинчивания и развинчивания резьбовых соединений при глубоком бурении применяют ключи ПБК, АКБ и комплекс механизмов МСП-2.

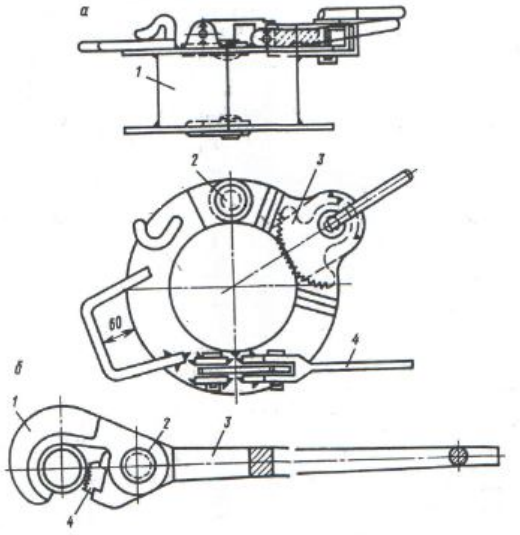


Рис. 4.10. Ключи для свинчивания и развинчивания обсадных и бурильных труб

4.5. Установки роторного бурения

Технологические операции, осуществляемые при роторном бурении, определяют конструкцию буровой установки, которая включает следующие узлы: ротор, подъемный механизм, насосы и компрессоры, систему приготовления и очистки промывочной жидкости, силовой привод перечисленных выше узлов и основание. Кроме того, установка оснащается приборами и оборудованием для контроля и управления процессом бурения.

Основным параметром, определяющим пригодность установки для бурения скважин, принято считать ее номинальную грузоподъемность, которая определяет максимальную глубину бурения скважины. В зависимости от величины этого параметра, буровые установки делятся на две основные группы: установки грузоподъемностью 50–500 т для глубокого разведочного и эксплуатационного бурения; установки грузоподъемностью 1–50 т, предназначенные для бурения структурно-поисковых и водозаборных скважин. Существуют также специализированные установки для освоения и ремонта нефтяных и газовых скважин.

Установки роторного бурения грузоподъемностью 50–500 т.

Буровые установки этой группы отличаются большой массой, мощным приводом, они в наибольшей степени оснащены приборами и приспособлениями, позволяющими контролировать и регулировать параметры режима бурения, механизировать и автоматизировать вспомогательные работы.

ОСТ 26-02-807-73 утвердил параметрический ряд установок этого класса. В основу классификации положена условная глубина бурения при использовании бурильной колонны, масса 1 м которой составляет 30 кг. По этому принципу выделено восемь классов установок, обеспечивающих бурение скважин глубиной от 2000 до 10 000 м. Для каждого класса установлены требования к величинам основных параметров установки: допустимая нагрузка на крюке и наибольшая скорость его подъема, мощность на приводном валу лебедки, подача и давление насосов и т. д.

Ниже рассмотрены устройство и назначение основных узлов, входящих в состав установок этой группы.

Ротор – это угловой редуктор, передающий вращение вертикально подвешенной бурильной колонне от горизонтального вала трансмиссии установки. Ротор (рис. 4.11) имеет неподвижный корпус *1*, в котором на подшипниках *2* установлен стол *6*, вращаемый горизонтальным валом *10* через пару конических шестерен *3* и *9*.

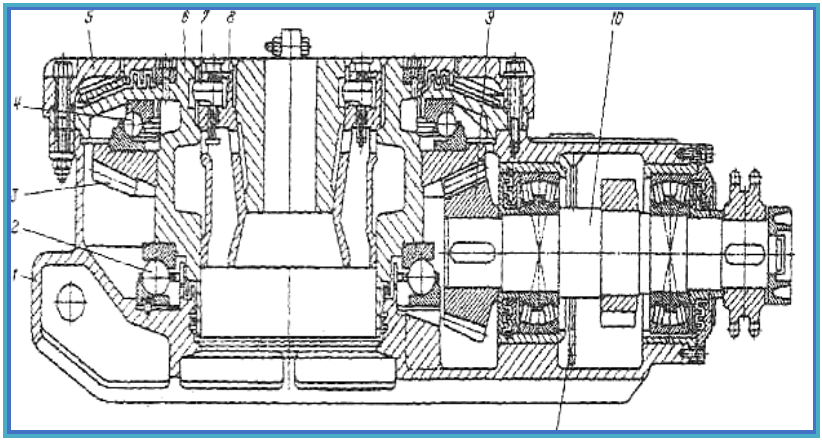


Рис. 4.11. Ротор установки глубокого бурения

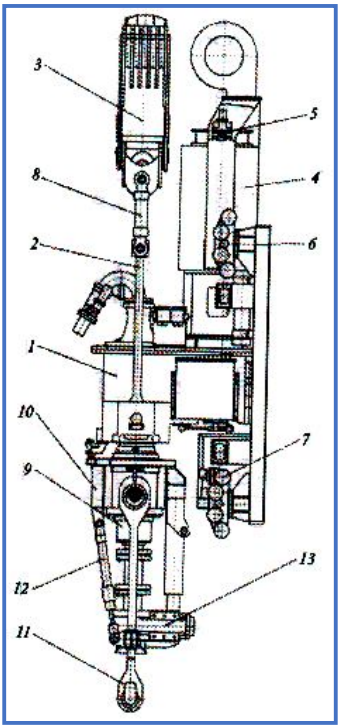
Ведомое зубчатое колесо *3* жестко связано со столом ротора, который имеет вспомогательную опору *4* и ограждение *5*. Уплотнения предохраняют от загрязнения внутреннюю полость ротора, заполненную маслом; полость имеет указатель уровня масла *11*. Вращение от стола ротора ведущей бурильной трубе передается через вкладыши *8*. При отвинчивании долота и для предупреждения вращения бурильной колонны от действия реактивного момента при использовании забойных двигателей стол ротора застопоривают защелкой *7* или стопорным механизмом.

Ведущий вал *10* ротора получает вращение от двигателя через лебедку и может изменять частоту вращения с помощью ее передаточных механизмов. В некоторых случаях, чтобы не

связывать работу ротора с работой лебедки, применяется индивидуальный привод ротора.

В последние годы все более широкое распространение получает верхний привод (ВСП). Его особенностью является совмещение в одном конструктивном узле функции ротора и вертлюга с комплектом устройств по работе с бурильными трубами при выполнении СПО.

Один из вариантов ВСП приведен на рис. 4.12. По мере углубления скважины ВСП перемещается по направляющим. И имеет возможности бурить наклонные скважины с поверхности.



Система ВСП позволяет экономить время при СПО и наращивание бурильных труб, увеличить срок службы последних, а также значительно снизить аварийность буровых работ.

Рис. 4.12. Вариант компоновки ВСП: *1 – ветлюг-редуктор; 2 – штропы вертлюга-редуктора; 3 – талевая система; 4 –электродвигатель постоянного тока; 5 – диско-колодочный тормоз; 6 – рама с роликами (каретка); 7 – блок роликов; 8 – система разгрузки резьбы; 9 – трубный манипулятор; 10 –вертлюжная головка; 11 – штропы элеватора; 12 – гидроцилиндры отвода штропов элеватора; 13 – трубный зажим*

Подъемный механизм установки предназначен для спуска и подъема бурового снаряда, поддержания его на весу с целью регулирования осевой нагрузки на забой, а также для спуска обсадных колонн. В состав его входят буровая лебедка, вышка и талевая система.

Лебедка воспринимает передачу усилия при спуске и подъеме бурильных и обсадных колонн. Наиболее часто применяется трехвальная лебедка, состоящая из трансмиссионного, промежуточного и подъемного валов. Трансмиссионный вал получает вращение от двигателя с помощью цепной передачи. Через звездочки с помощью кулачковых муфт промежуточный вал может получать поочередно несколько частот вращения, которые передаются на подъемный вал с помощью пневматической муфты. Последняя позволяет плавно включать и выключать барабан лебедки, на котором закреплен конец талевого каната. Полное торможение подъемного барабана осуществляется ленточным тормозом, а стабилизация скорости спуска инструмента и уменьшение тормозного усилия – с помощью вспомогательных гидравлических и электромагнитных тормозов.

Буровые вышки (мачты) предназначены для монтажа талевой системы, спуска и подъема бурильных и обсадных труб, удержания бурового снаряда на весу в процессе бурения, а также размещения бурильных свечей при подъеме. Основное отличие вышек от мачт заключается в том, что в вышке талевая система размещена внутри контура конструкций, образующих вышку, а в мачте она полностью или частично вынесена за контуры этих конструкций.

При бурении глубоких скважин в основном используют А-образные мачты и вышки башенного типа. А-образные мачты (рис. 4.13) представляют собой металлическую конструкцию, состоящую из двух ног и двух подкосов *12*. Каждая нога представляет собой пространственную ферму, собранную из стального проката. В нижней части ноги крепятся в опорах *13* вышечного основания, а вверху соединяются между собой стяжками *5* и подкронблочной рамой *4*, на которой устанавливается кронблок *3* (неподвижный блок) талевой системы. Устойчивость мачты обеспечивается подкосами и четырьмя канатными растяжками *11*.

Для предохранения случайного падения свечей мачта оборудуется предохранительными поясами *9* и *10*, для работы верхового рабочего – балконом *7* с люлькой *8*. Верховой рабочий устанавливает в подсвечник *1* бурильные свечи при подъеме и подает их при спуске. Мачты оснащены лестницами *2* и *6*.

А-образные мачты имеют ряд преимуществ: лучшая транспортабельность, быстрый монтаж и демонтаж, удобство при работе на полу буровой.

Вышка башенного типа, нижняя часть которой показана на рис. 4.1, имеет форму четырехгранной усеченной пирамиды. Четыре ноги (опоры), образуемые гранями вышки, часто выполняются из бурильных труб с толщиной стенок 10–11 мм. Грани вышки разделены горизонтальными поясами на панели.

Для жесткости конструкции панели оборудуются раскосами и диагоналями. Вышка имеет балкон и маршевые лестницы с перилами. На верхнем основании вышки устанавливаются козлы для монтажа кронблока талевой системы. Высота вышек зависит от глубины скважины и достигает 60 м.

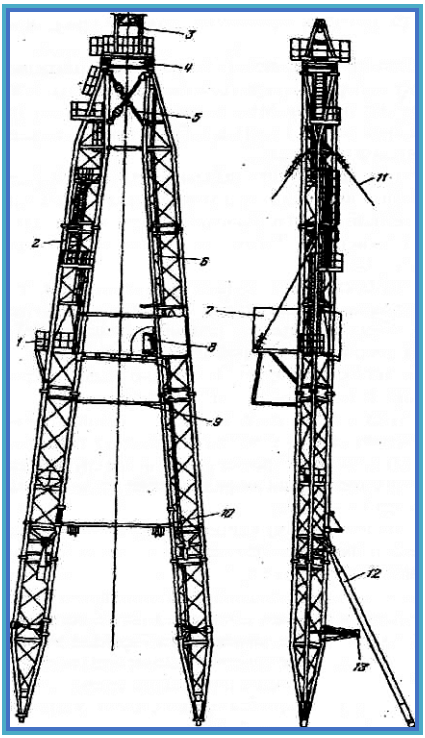


Рис. 4.13. А-образная секционная мачта

Монтаж башенных вышек осуществляется методом сверху вниз при помощи подъемника Кершенбаума. Этот метод заключается в последовательной сборке и подъеме с помощью специального оборудования и монтажа секций вышки, начиная с верхней ее части.

А-образные мачты монтируют в горизонтальном положении на земле и поднимают с помощью стрелы и буровой лебедки.

В соответствии с правилами техники безопасности для предотвращения разрушения вышки и мачты необходимо тщательно осматривать каждый раз до начала буровых работ, после спуска тяжелых обсадных колонн, при ликвидации аварий, а также после сильных ветров (при скорости ветра 15–20 м/с).

Талевая (полиспастовая) система буровых установок предназначена для преобразования вращательного движения барабана лебедки в вертикальное перемещение крюка с подвешенным на нем буровым снарядом, а также для уменьшения нагрузки на ветви каната. Основной элемент талевой системы – талевый канат, один конец которого закреплен на барабане лебедки, а второй, огибая шкивы неподвижного кронблока и подвижного талевого блока, закрепляется чаще всего за основание вышки (рис. 4.14).

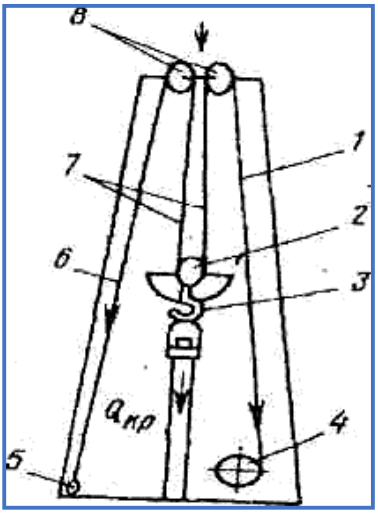


Рис. 4.14. Талевая система с закреплением конца каната за основание буровой вышки:
1 – ходовая ветвь каната; 2 – талевый блок; 3 – крюк; 4 – барабан лебедки; 5 – индикатор веса; 6 – неподвижный конец каната; 7– рабочие ветви каната; 5 – шкивы кронблока

В обозначение талевой системы входят числа подвижных шкивов талевого блока, и неподвижных шкивов кронблока. Например, схема талевой системы, приведенная на рис. 4.14, обозначается 1×2.

Стальные канаты талевой системы должны иметь высокую механическую прочность и гибкость, т. к. они испытывают большие растягивающие и изгибающие напряжения. Обычно, используются шестипрядные канаты (рис. 4.15), изготовляемые при двойном свивании проволок пряди и прядей в канат. Пряди свивают вокруг органического или стального сердечника.

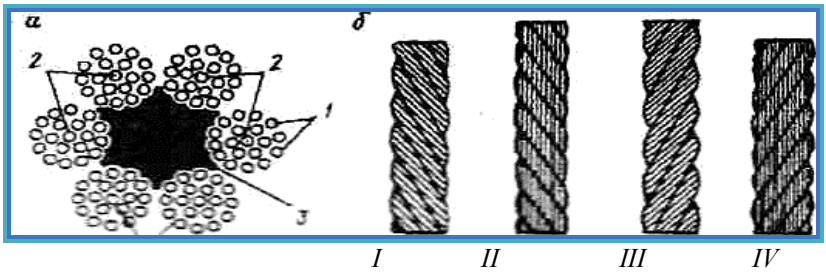


Рис. 4.15. Стальные канаты:
а – поперечное сечение каната; 1 – проволоки; 2 – пряди, 3 – органический сердечник; б – характер и направление каната, I— канат левой свивки, II – канат левой крестовой свивки, III – канат прямой правой свивки, IV – канат крестовой правой свивки

Проволоки в пряди могут иметь одностороннее направление свивки или двустороннее. В первом случае получается канат правой или левой свивки, во втором – крестовой. В талевых системах установок вращательного бурения используются канаты крестовой правой свивки, т. к. они меньше раскручиваются под действием нагрузки.

Для установок вращательного бурения талевые канаты выбирают по разрывному усилию $R_к$, которое должно быть не ниже рассчитанного по формуле

$$R_к \geq \frac{N\lambda\eta_n}{V_{\min}}, \qquad (4.2)$$

где N – номинальная мощность двигателя, Вт;

λ – коэффициент кратковременной перегрузки двигателя;

для электродвигателя λ=1,8÷2,2, для ДВС λ=1,1; η_n=0,8–0,85 – к.п.д. передачи от двигателя до барабана лебедки;

V_{min} – минимальная скорость навивки каната на барабан лебедки (с учетом применяемой талевой системы).

Для нормальной эксплуатации каната необходимы его периодическая смазка, упорядоченная навивка на барабан лебедки, плавность торможения и разгона барабана. Запрещается эксплуатация канатов хотя бы с одной оборванной или вдавленной в результате обрыва сердечника прядью. При числе оборванных проволок более 5 % на длине шага свивки каната диаметром до 20 мм и более 10 % порванных проволок при большем диаметре канаты запрещается эксплуатировать. Замене подлежат также сплющенные и вытянутые канаты, если их минимальный диаметр составляет менее 0,9 первоначального.

В состав талевой системы, кроме каната, входят кронблоки, талевые блоки, буровые крюки, штропы.

Кронблок представляет собой раму, на которой смонтированы оси и подшипниковые опоры со шкивами, закрытые кожухом.

Талевый блок – сварной корпус, внутри которого смонтированы оси и подшипниковые опоры со шкивами. К нижней части боковых щек корпуса прикреплена серьга, к которой подвешивается крюк.

Буровые крюки служат для подвешивания при помощи штропов и элеватора бурильных и обсадных колонн при проведении СПО. В процессе бурения колонна подвешивается на крюке с помощью вертлюга. Штропы соединяют буровой крюк с элеватором. Штроп – это звено цепи, вытянутое вдоль вертикали, грузоподъемность их составляет 25–300 т.

Буровые насосы предназначены для подачи под давлением промывочной жидкости в скважину. При бурении используются поршневые насосы или их разновидность – плунжерные.

Поршневые насосы двойного действия с горизонтальным

расположением осей цилиндров и передачей возвратно-поступательного перемещения поршню через шкив *1*, зубчатые колеса *2, 4* и кривошипно-шатунный механизм *3* (рис. 4.16) применяются наиболее часто. Центрирование штока *6* осуществляется крейцкопфом *5*.

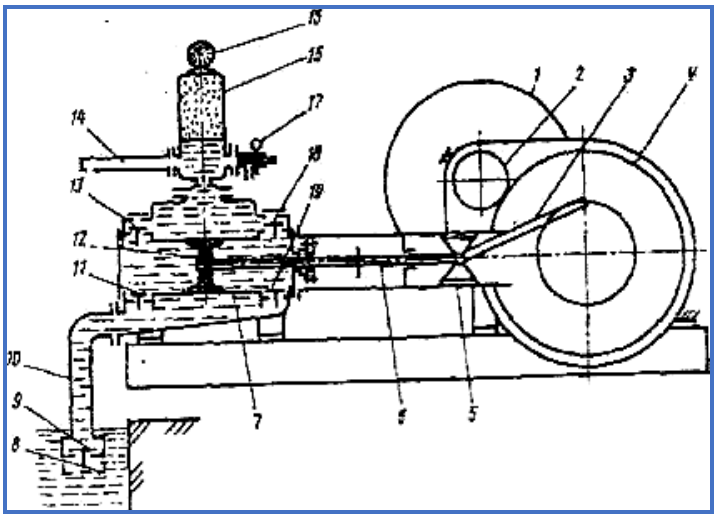


Рис. 4.16. Схема поршневого насоса

При движении поршня *12* со штоком *6* вправо в левой части цилиндра *7* создается разрежение. В результате буровой раствор, находящийся в приемном зумпфе, через фильтр *8*, клапан *9* по всасывающему шлангу *10*, открывая клапаны *11* и *18*, поступает в левую часть цилиндра, клапаны *13* и *19* закрываются. При движении поршня от правой мертвой точки влево в результате повышения давления на жидкость всасывающий клапан *11* закрывается, а нагнетательный *13* открывается, и раствор выталкивается в нагнетательный шланг *14*. В это же время в правой части цилиндра происходит всасывание раствора через клапан *19*, а клапан *18* закрывается. Таким образом, за один оборот кривошипа раствор всасывается и нагнетается дважды. Для уменьшения пульсаций жидкости служит воздушный колпак *16*,

представляющий собой резервуар, в котором воздушная подушка выполняет роль амортизатора. Давление в нагнетательной линии *14* определяют по манометру *15*. При чрезмерном повышении давления в нагнетательной линии срабатывает клапан *17*.

Плунжерные насосы являются разновидностью поршневых и применяются в основном при колонковом бурении. Их конструктивное отличие – выполнение поршня в виде плунжера (поршень, у которого длина больше диаметра), имеющего внешнее сальниковое уплотнение. Плунжерные насосы за один оборот кривошипа всасывают и нагнетают жидкость один раз, являясь насосами простого действия.

Для сглаживания неравномерности подачи промывочной жидкости наиболее часто применяют двухцилиндровые насосы двойного действия и трехплунжерные насосы с горизонтальным расположением цилиндров.

Подача поршневого насоса двойного действия:

$$Q_{ж} = (2F–f)\ S_{ж}nZ\eta_{о}/60; \qquad (4.3)$$

подача плунжерного насоса:

$$Q_{ж} = FSnz\eta_{о}/60, \qquad (4.4)$$

здесь $Q_{ж}$ – подача насоса, л/с; F – площадь, определяемая по внутреннему диаметру цилиндровой втулки, дм^2; $S=2R$ – ход поршня или плунжера, дм; R – радиус вращения кривошипа, дм; n – частота вращения кривошипа, об/мин; Z – число цилиндров; f – площадь поперечного сечения штока, дм^2; $\eta_{о}$= 0,85÷0,95 – объемный к.п.д. насоса.

Для регулирования расхода жидкости, нагнетаемой в бурильную колонну, широко применяется метод изменения частоты вращения кривошипа (коренной вал насоса) при помощи коробки передач или путем замены цилиндровых втулок, имеющих разные внутренние диаметры. Расход жидкости часто регулируется путем сброса части ее на слив в приемный зумпф.

В установках глубокого бурения применяются поршневые насосы марок У8-4, У8-5М, Б 14-200, БРН-1 и другие, имеющие

подачу 15–50 л/с при давлении нагнетания 10–32 МПа. В установках неглубокого роторного бурения используются поршневые насосы с меньшими параметрами: подача 7–15 л/с при давлении 6–12 МПа.

От буровых насосов промывочная жидкость по нагнетательной линии поступает в буровой шланг и далее через вертлюг в бурильную колонну. В состав нагнетательной линии входят компенсатор (воздушный колпак насоса), нагнетательный трубопровод и задвижки. Нагнетательный трубопровод состоит из горизонтального и вертикального участков. На горизонтальном участке монтируют патрубки для присоединения к насосам, магистральную и пусковую задвижки, патрубки для манометра и расходомера и обвязки противовыбросового оборудования.

Вертикальный участок трубопровода, называемый стояком, в верхней части имеет фланец для соединения с буровым шлангом, а в нижней – патрубок с задвижкой для соединения с горизонтальным участком нагнетательной линии. Задвижка представляет собой дроссельно-запорное устройство для регулирования расхода промывочной жидкости. Для предотвращения разрыва напорной линии при превышении величины допустимого давления каждый насос оборудуется предохранительным клапаном.

Компрессоры предназначены для производства сжатого воздуха, для системы пневматического управления лебедкой, расходом промывочной жидкости и средствами механизации спускоподъемных операций. Обычно установки комплектуются стационарными компрессорными станциями производительностью 5–15 $м^3$/мин, имеющими рабочее давление 0,7– 0,8 МПа. При бурении скважин с продувкой требуемое количество сжатого воздуха возрастает, что вызывает соответствующее усиление компрессорной группы.

Система приготовления и очистки промывочных жидкостей входит в комплект установки. Система состоит из желоба, гидроциклонных установок, вибросита, дегазаторов, блоков для приготовления растворов, хранения глинопорошка и химических реагентов.

Привод буровых установок в зависимости от вида применяемой энергии делится на дизельный и электрический. Уста-

новки глубокого бурения имеют главный привод для лебедки, ротора и насосов и дополнительный для компрессоров, оборудования для приготовления и очистки промывочных жидкостей и других вспомогательных работ. Основное преимущество дизельного привода – автономность, т. е. независимость от внешних источников энергии. Поэтому он применяется в установках разведочного бурения, а электрический – на установках эксплуатационного бурения.

Основания буровых установок представляют собой стальные металлоконструкции, под которые сооружают фундамент из брусьев или железобетонных плит. В некоторых случаях фундаментом являются сани, выполненные из отработанных бурильных труб. При блочном методе монтажа, буровая установка перевозится крупными или мелкими блоками автомобильным, железнодорожным или воздушным транспортом.

При бурении скважин на море применяют крупноблочные морские основания с постоянной опорой на морское дно, плавучие погружные и полупогружные платформы с опорой на дно в период бурения, заякоренные буровые суда, плавучие буровые основания с динамической стабилизацией относительно оси скважины.

Устройство установки БУ-80БрД можно рассмотреть в качестве примера. Установка состоит из А-образной вышки, лебедки с гидродинамическим тормозом, коробки передач, ротора с клиновыми захватами для подвешивания труб, талевой системы, вертлюга, силовых агрегатов СА-450 с турботрансформаторами, цепного редуктора, позволяющего использовать мощность для суммарной или раздельной работы приводных механизмов, буровых насосов БРН-1, комплекса машин и механизмов для приготовления и очистки промывочной жидкости, пневматической системы управления, которая включает два компрессора и установку для осушения воздуха. Все оборудование смонтировано на сборных блочных основаниях.

Комплект оборудования включает котельную установку ПКН-1, топливную или масляную емкости и две дизель-генераторные установки мощностью 100 кВт. Для механизации спускоподъемных и вспомогательных операций установка

снабжена автоматическим буровым ключом АКБ-3М, пневматическим клиновым захватом, пневматическим раскрепителем бурильных труб, вспомогательной лебедкой и консольно-поворотным краном для подтаскивания тяжестей.

Техническая характеристика БУ-80брД

Номинальная грузоподъемность, т……80
Рекомендуемая глубина бурения с применением бурильных 114-мм труб……..……2800
Тип мачты…….А-образная
Высота мачты, м…….……42
Проходное отверстие стола ротора, мм…….……..……...560
Частота вращения стола ротора, об/мин……...…….....20–100
Максимальное натяжение талевого каната, кН..……200
Оснастка талевой системы……...……4х5
Подача (суммарная) двух буровых насосов БРН-1, л/с…..…...68,4
Максимальное давление, развиваемое буровыми насосами БРН-1 МПа……...…20

Установки роторного бурения грузоподъемностью до 50 т

В эту группу входят установки, применяющиеся для поискового бурения на нефть и газ и сооружения скважин на воду. Меньшие грузоподъемность и глубина бурения позволяют создавать более транспортабельные установки с размещением бурового оборудования на автомобилях, тракторах, прицепах, тележках.

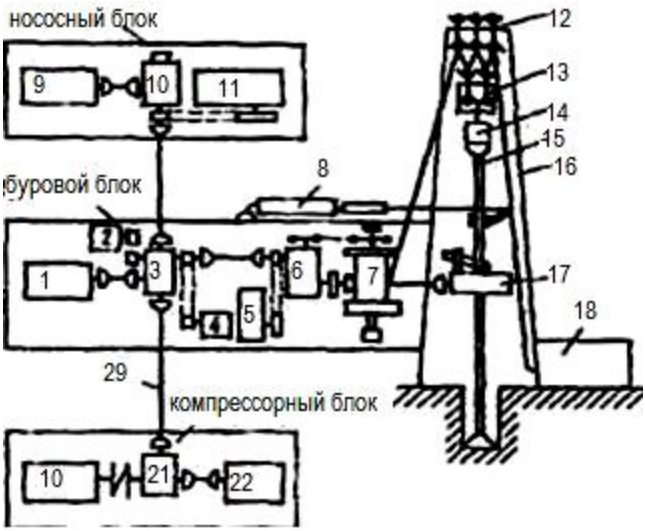


Рис. 4.17. Состав и схема размещения установки 1БА-15В

В качестве примера рассмотрим устройство установки 1БА-15В (рис. 4.17), широко применяемой для бурения скважин на воду. Установка состоит из бурового и компрессорно-силового блоков, двухосного прицепа для перевозки бурового инструмента, а также может комплектоваться насосно-силовым блоком.

Буровой блок состоит из коробки отбора мощности *3*, коробки передач *6*, лебедки *7*, ротора *17*, бурового насоса *5*, мачты *16* с кронблоком *12*, талевым блоком *13* и вертлюгом *14*, а также с гидравлическими домкратами для ее опускания и подъема, компрессора *2* и воздухосборника пневматической системы, пультов управления и мостков *18*. Перечисленное оборудование смонтировано на шасси автомашины МАЗ-500.

В комплект бурового блока входит глиномешалка вместимостью 0,75 м^3. Передача мощности от ходового двигателя *1* автомобиля с коробкой передач осуществляется через карданный вал на коробку отбора мощности *3*, а от нее всем механизмам бурового блока: компрессору пневмосистемы *2*, генератору *4*, а через карданные валы и коробку передач *6* – лебедке *7*, ро-

тору *17* и насосу *5*. Привод механизмов бурового блока может осуществляться также от двигателя *20* компрессорно-силового блока через угловой редуктор *21* и карданный вал *19*. Управление ротором, лебедкой, буровым насосом – пневматическое.

Надежность управления обеспечивается дублированием пневмоуправления соответствующими рычагами, расположенными на посту бурильщика.

Установка 1БА-15В оснащена рядом устройств и механизмов, повышающих безопасность и культуру труда: механизмом для развенчивания ротором бурильных труб; гидрораскрепителем *8* для сильно затянутых бурильных замков, утяжеленных бурильных и обсадных труб; приспособлением для выноса ведущей трубы *15* и для продувки воздухом нагнетательной линии насоса; противозатаскивателем талевого блока *13*. На мачте смонтирована стрела, с талью грузоподъемностью 1,2 т. Для работы в ночное время предусмотрена система освещения, работающая от генератора или аккумуляторных батарей автомобиля.

Для бурения шурфа под направляющую трубу и отстойники установка оснащается шнековым забурником с лопастным долотом. Осевая нагрузка на забурник создается с помощью специального гидродомкрата, приводимого в действие от гидросистемы, а крутящий момент передается от ротора. Устройство позволяет проходить шурфы диаметром до 1200 мм на глубину 2,5 м. Для регулирования осевой нагрузки на забой предусмотрена регистрация натяжения неподвижного конца, талевого каната с помощью гидравлического датчика давления. Последний трубопроводами соединяется с указателем давления и самопишущим манометром.

Мачта установки 1БА-15В трехсекционная сварная, оснащена съемным трехроликовым кронблоком *12*. Поднимается и опускается она с помощью двух гидродомкратов. Для устойчивости во время работы и предотвращения опрокидывания ветром мачта раскрепляется растяжными канатами.

Компрессорно-силовой блок (рис. 4.17) служит для проведения откачек воды при сооружении скважин для водоснабжения. Двигатель *20* блока может быть использован также для привода механизмов бурового блока в случае выхода, из строя

ходового двигателя автомобиля. Блок содержит приводной двигатель (дизель Д-108), угловой редуктор *21*, компрессор *22* марки К-9М производительностью 9 м^3/мин воздуха при рабочем давлении 0,6 МПа. Угловой редуктор служит для передачи вращения от двигателя компрессора механизмам бурового блока.

Насосно-силовой блок (рис. 4.17) предназначен для промывки скважин. Он применяется в случае, когда насос бурового блока не обеспечивает подачу необходимого расхода промывочной жидкости в скважину. Такая ситуация часто возникает при бурении скважины большого диаметра или проходке пород с высокой скоростью. Насосно-силовой блок состоит из приводного двигателя (дизель ЯМЗ-236) *9*, углового редуктора *10* и бурового насоса 9МГр11, смонтированных на автоприцепе.

Таблица 4.1

Техническая характеристика установок роторного бурения грузоподъемностью до 50 т

Тип установки	УРБ-ЗАМ	1БА-15В	1БА-15Н	УРБ-ЗА2	УБВ-600
Глубина бурения в м трубами диаметром, мм: 73 и 89	300	500	-	- -	-
60,3.....	500		1000	800	-
114.....	-	-	-	-	600
Диаметр скважины, мм: начальный	346	а94	243	243	490
Конечный	146	190	93	93	214
Диаметр проходного отверстия ротора, мм	250	410	250	250	410
Частота вращения стола ротора, об/мин	314,110, 190	65, 130, 245	80,160, 300	80, 160, 300	105, 183
Номинальная грузоподъемность, т.	8	12,5	12,5	12,5	50
Высота мачты, м…	16	18,4	18,4	18,4	22,4

Продолжение таблицы 4.1.

Натяжение каната при максимальной нагрузке, кН……	30	52	52	52	73
Скорость подъема крюка, м/с.....	0,54; 0,94; 1,56	0,2–1,4	0,2–1,4	0,4–1; 1,48 или 0,2–1,4	0,18–1,2
Максимальная подача насоса, л/с	5	6; 5 или 14,4	14,4	6,5	32 (два насоса 9МГр)
Максимальное давление насоса, Мпа	6,3	6,3 или 13	13	6,3	4,5–10
Силовой привод: бурового блока……	Дизель Д-54А (40 кВт)	Ходовой двигатель автомобиля ЯМЗ-236 (77 кВт)			ЯМЗ-238 (110 кВт)
насосного блока…	Дизель ЯМЗ-236 (77 кВт)				ЯМЗ-238 (110 кВт) (110кВт)
компрессорно-силового блока…...	Дизель Д-108 (79,4 кВт)				

Установка 1БА-15В входит составной частью в комплекс самоходного оборудования БА-15. Помимо установки 1БА-15В, в его состав входят еще две установки: 1БА-15Н и УРБ-3А2. В зависимости от целевого назначения скважины и особенностей технологии бурения буровой блок дополняется насосным или компрессорно-силовыми блоками и соответствующими приспособлениями. Техническая характеристика установок приведена в табл. 4.1.

4.6. Технология роторного бурения с прямой промывкой и продувкой

Подготовительные работы перед бурением заключаются в разработке соответствующей документации и монтаже бурового оборудования. Забуривание скважины начинается с установки в предварительно пройденный шурф направляющей трубы длиной 2–3 м с последующим бетонированием затрубного пространства. При проходке шурфа в мягких породах целесообразно использовать шнековые забурники, в твердых породах – буровзрывные работы.

Типоразмер долота выбирают в соответствии со свойствами разбуриваемых пород и диаметром скважины. При бурении мягких пород I–III категорий по буримости наиболее целесообразно применять трехлопастные долота. Эффект разрушения забоя возрастает в 2–3 раза, а проходка на долото на 50 % при оснащении долота гидромониторными насадками. Однако при использовании последних предъявляются повышенные требования к буровым насосам. Для бурения пород средней твердости успешно применяют многолопастные долота истирающе-режущего действия ИР и ИРГ. Шарошечными долотами бурят в любых породах, однако наиболее эффективны они в твердых и крепких породах. Алмазные долота обладают высокой стойкостью, поэтому их рекомендуется применять при бурении глубоких скважин в монолитных и слаботрещиноватых породах средней и высокой крепости и малой абразивности.

При выборе наиболее рационального типа долота определяющими критериями являются технико-экономические показатели: проходка на долото, рейсовая и техническая скорости бурения, стоимость 1 м скважины. Предварительный выбор осуществляется по материалам анализа физико-механических свойств пород, а также опыта отработки долот в аналогичных условиях. Затем предварительный выбор корректируется с учетом анализа результатов бурения на проектируемой площади.

Осевая нагрузка P (в кН) на долото при бурении пород с недостаточно изученными свойствами ориентировочно определяется по формуле

$$P = p_o \cdot D_д, \tag{4.5}$$

где p_0 – удельная нагрузка на 1 см диаметра долота, зависящая от его типа, и твердости пород (табл. 4.1);

$D_д$ – диаметр долота, см.

С целью обеспечения прочности долота осевая нагрузка P не должна превышать допустимой. Нагрузка P создается колонной УБТ, длина которой определяется из выражения:

$$L_{убт} = \frac{kP}{gq\left(1 - p_ж / p_{ст}\right)}, \tag{4.6}$$

где k=1,3÷1,4 – коэффициент увеличения длины УБТ для дополнительного растяжения бурильных труб;

g – ускорение свободного падения, м/с^2;

q – масса 1 м УБТ, кг; $p_ж$ и $p_{ст}$ – плотность соответственно промывочной жидкости и материала бурильных труб, кг/м^3 (для стали $p_{от}$ = 7850 кг/м^3).

Таблица 4.2

Рекомендуемая удельная нагрузка p_0 в кн/см в зависимости от типа долота

Тип долота	Группа пород по твердости				
	Мягкие	средние	Твердые	крепкие	очень крепкие
	Категория пород по буримости				
	I – II	III – IV	V–VI	VII –VIII	IX – XП
Истирающе-режущее Лопастное	1–4	-	-	-	-
Алмазное	-	2–4	4–6	-	-
Шарошечное	2–5	3–8	7–10	8–15	9–20

Мягкие и средней твердости породы бурят при постоянной в течение рейса осевой нагрузке, твердые и крепкие породы – при постепенном повышении нагрузки до максимально допустимого значения. Увеличение нагрузки связано с затуплением

вооружения долота и необходимостью обеспечить объемный характер разрушения породы. В начале рейса долото приработывается на забое в течение 10–15 мин при пониженной нагрузке, затем ее величина постепенно повышается до расчетной. В трещиноватых породах осевая нагрузка снижается, т. к. возникающие ударные нагрузки могут вызвать поломку долота.

Частоту вращения долота (в об/мин) ориентировочно можно найти по формуле:

$$n=60V_{окр}/(\pi D_д), \qquad (4.7)$$

где $V_{ОКР} = 0{,}4 \div 0{,}8$ – рекомендуемая окружная скорость вращения долота, м/с. Расход промывочной жидкости (в л/с):

$$Q = v_{вп}\frac{\pi}{4}(D^2_Д - d^2), \qquad (4.8)$$

где $v_{вп}$ – скорость восходящего потока промывочной жидкости, дм/с;

$D_д$, d – диаметры соответственно долота и бурильных труб, дм.

Скорость $v_{вп}$ принимается в пределах 4–12 дм/с и тем больше, чем выше скорость бурения и меньше диаметр скважины. При бурении скважин больших диаметров для уменьшения расчетной величины Q допускается снижение $V_{вп}$ до 2–3 дм/с, однако в этом случае для увеличения несущей способности раствора следует повысить его плотность и вязкость.

Параметры промывочной жидкости должны также обеспечивать создание необходимого гидростатического противодавления на вскрываемые пласты с высоким пластовым давлением с целью исключения выбросов из скважины. При вскрытии водоносных пластов превышение гидростатического противодавления $p_г$ по отношению к пластовому $p_{пл}$ должно составлять 0,02–0,03 МПа.

При бурении в нормальных, неосложненных условиях параметры глинистого раствора принимаются следующими: плотность 1,15–1,35 г/см^3, водоотдача 5–10 см^3 за 30 мин, вязкость 18–22 с, содержание песка 3–4 %, стабильность 0,06 г/см^3, напряжение сдвига: статическое 6 Па, динамическое 3–5 Па.

При бурении рыхлых, пористых и сильнотрещиноватых пород для уменьшения поглощения промывочной жидкости следует увеличивать ее вязкость и снижать водоотдачу. При вскрытии пластов, имеющих низкие пластовые давления и достаточную устойчивость стенок скважин, для уменьшения поглощений целесообразно использовать аэрированные растворы, пену или продувку воздухом.

Частота вращения долота при бурении начальных интервалов ствола скважины принимается максимально возможной для данной буровой установки. С увеличением глубины скважины частоту вращения долота снижают для того, чтобы растущие затраты мощности на вращение бурового снаряда не превысили мощности, подводимой к ротору установки. Уменьшение частоты вращения осуществляется одновременно с некоторым снижением осевой нагрузки. Однако в целом снижение параметров режима приводит к росту проходки на долото, несмотря на понижение механической скорости бурения. Объясняется это уменьшением абразивного износа вооружения долота.

Важной особенностью параметров режима роторного бурения является их взаимная независимость. Это дает возможность, назначив предварительно и зафиксировав любые два параметра, изменять третий с целью достижения максимальных величин рейсовой скорости бурения и проходки на долото. Установив оптимальное значение изменяемого параметра, и не меняя одного из ранее зафиксированных, изменяют другой с той же целью и т. д. Таким образом, используя принцип независимости параметров, можно определить их оптимальные сочетания при бурении в конкретных геологических условиях.

Параметры технологического режима бурения разрабатываются для каждой разновидности пород разреза и типа применяемого долота и заносятся в геолого-технический наряд (ГТН), являющийся основным документом, которым руководствуется буровая бригада при сооружении скважины (табл. 4.3).

Таблица 4.3

Форма геолого-технического наряда
при роторном бурении скважины на воду

Буровое подразделение_____ Тип буровой установки _____
Проектная глубина скважины _____ Тип и подача бурового насоса_____
Тип скважины _____ Тип и вместимость глиномешалки _____
Размеры бурильных труб_____
Размеры УБТ_____
Тип водоподъемника и его размеры_____

Геолого-технический наряд

Гидрогеологическая часть							Техническая часть													
Геологический разрез и описание пород	Категория пород по буримости	Эксплуатируемый водоносный горизонт	Интервалы отбора керна, м	Глубина статического уровня воды, м	Проектный дебит скважины, л/с	Ожидаемый удельный дебит, л/с·м	Конструкция скважины	Интервалы каротажа и замера кривизны, м	Интервалы отбора шлама, м	Вид и параметры промывочной жидкости	Реагенты для регулирования свойств жидкости	Тип и диаметры долот, мм	Осевая нагрузка на долото, кН	Частота вращения ротора, об/мин	Расход промывочной жидкости, л/с	Способ и интервалы цементирования, v	Конструкция фильтра	Способ вскрытия водоносного пласта	Метод освоения водоносного пласта	Способ откачки, глубина загрузки насоса или смесителя эрлифта

Роторное бурение с продувкой забоя сжатым воздухом применяется при проходке сухих устойчивых пород или при небольших водопритоках в скважину. Использование продувки позволяет повысить скорость бурения в 1,5–3 раза. Это объясняется тем, что при продувке происходит разгрузка забоя от действия силы, обусловленной гидростатическим давлением столба промывочной жидкости, в результате чего прочность породы снижается, а процесс разрушения забоя интенсифицируется.

Сжатый воздух лучше очищает забой от шлама, не происходит его переизмельчения, шлам с высокой скоростью выносится на поверхность; повышается эффективность опробования по шламу, т. к. он не загрязнен промывочной жидкостью, а вследствие высокой скорости выноса легко определить интервал опробования. При бурении с продувкой отсутствует размыв, разбухание и растворение пород. При проходке многолетнемерзлых пород стенки скважины не растопляются, что предот-

вращает их обвалы. Упрощается организация работ, особенно в зимнее время, снижается их стоимость за счет уменьшения осложнений и аварий, связанных с поглощениями промывочной жидкости.

Недостаток бурения с продувкой – невозможность его применения при проходке неустойчивых пород (гравийно-галечниковые отложения, пески, пластичные глинистые породы) и при больших водопритоках в скважину.

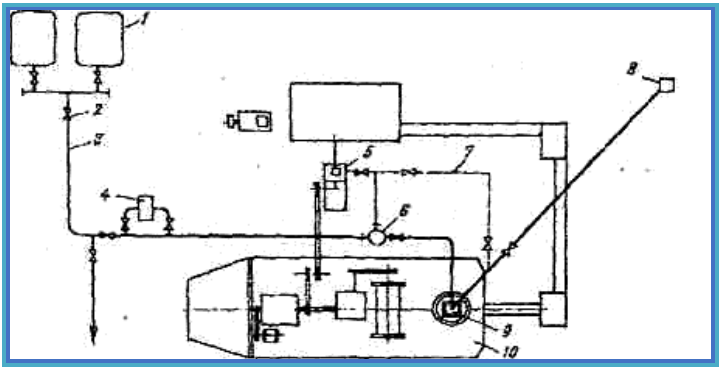


Рис. 4.18. Схема расположения оборудования при бурении с продувкой

Схема бурения с продувкой показана на рис. 4.18. От компрессоров *1* сжатый воздух через запорный вентиль *2* поступает в трубопровод *3*. Далее воздух через расходомер *4* и компенсатор *6* попадает в стояк, от которого через буровой шланг, вертлюг-сальник, ведущую бурильную трубу с герметизирующим устройством *9* и бурильную колонну поступает на забой и очищает его. Затем воздух со шламом поднимается к устью скважины и через выкидную линию выходит в шламоуловитель *8*.

При необходимости перехода на бурение с промывкой глинистым или аэрированным раствором предусмотрена установка бурового насоса 5, напорная линия которого *7* соединена с нагнетательной воздушной магистралью. Последняя при бурении с продувкой должна быть испытана на полуторное рабочее давление. Компрессор устанавливается на расстояниях не менее 20 м от буровой установки *10* для уменьшения шума на месте

работ. Температура нагнетаемого воздуха должна быть не более 5 °С при бурении многолетнемерзлых пород во избежание их оттаивания, в остальных случаях – не выше 90 °С, чтобы исключить разрушение нагнетательных шлангов.

Основное осложнение при бурении с продувкой – сальникообразование (налипание шлама на снаряд и стенки скважины) в результате попадания влаги с нагнетаемым воздухом. Это приводит к затяжкам и прихватам бурового снаряда. Для борьбы с этим осложнением применяются поверхностно-активные вещества (ПАВ) и скважинные влагоотделители. В нагнетаемый воздух добавляют 10–15 л однопроцентного водного раствора ПАВ (ОП-10, сульфонол, ОП-7 и др.) для образования пены. Принцип скважинных влагоотделителей основан на закручивании потока воздуха. В результате возникающих центробежных сил влага отделяется и собирается в нижней части корпуса влагоотделителя, а затем удаляется.

Основной параметр технологического режима бурения с продувкой – расход нагнетаемого воздуха при соответствующем давлении. Расход воздуха определяется по формуле (4.8) с учетом того, что рациональная скорость восходящего потока составляет 20–25 м/с. При малых (до 5 л/мин) и средних (до 10 л/мин) водопритоках расход воздуха должен быть увеличен в 1,3–1,5 раза. Другие параметры режима бурения зависят от физико-механических свойств пород и конструкции породоразрушающего инструмента и определяются так же, как при бурении с промывкой.

В настоящее время широко распространены передвижные компрессоры производительностью 5–10 $м^3$/мин воздуха при рабочем давлении 0,7–0,8 МПа, что ограничивает глубину скважин до 200–300 м. Широкое внедрение в практику буровых работ многоступенчатых компрессоров (например, российского компрессора СД 15/25), обеспечивающих производительность воздуха 15 $м^3$/мин при давлении 2,5 МПа, позволит значительно увеличить глубину бурения этим способом.

4.7. Роторное бурение с обратной промывкой

В последние годы широкое распространение получило роторное бурение на воду скважин большого диаметра, (до 1000 мм и более) с обратной (всасывающей) промывкой. Схема бурения с обратной промывкой центробежным насосом приведена на рис. 4.19, *а.* Промывочная жидкость (вода, иногда глинистый раствор) из отстойника 3 самотеком поступает по кольцевому зазору между стенками скважины и бурильными трубами *2* на забой к долоту *1*.

Смешиваясь с буровым шламом, она образует пульпу, которая отсасывается через бурильную колонну *2,* ротор *4*, вертлюг-сальник *5* и по выкидному шлангу *6* поступает в отстойник *3*, где шлам осаждается. Всасывание пульпы и ее подъем на поверхность осуществляется центробежным насосом *8* через вакуумное устройство *7*.

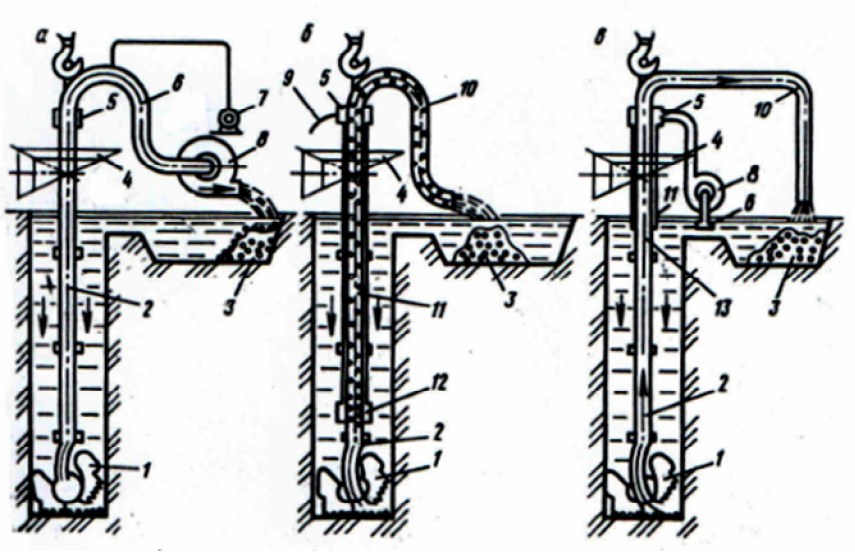


Рис. 4.19. Схема роторного бурения с обратной промывкой

На рис. 4.19, *б* изображена схема бурения с обратной промывкой, осуществляемой эрлифтом *12*. Принцип его действия заклю-

чается в нагнетании по шлангу *9* в кольцевой зазор двойных труб *11* сжатого воздуха, который, смешиваясь с водой и шламом, образует пульпу. Вследствие аэрации плотность пульпы уменьшается и в соответствии с законом сообщающихся сосудов она поднимается внутри бурильных труб вплоть до излива вместе с разрушенной породой через выкидной шланг *10* на поверхность.

При вскрытии водоносных пластов с промывкой водой ее уровень в скважине должен превышать статический уровень не менее чем на 3–4 м для создания необходимого противодавления на стенки скважины. Так как часть воды поглощается породами водоносного горизонта, для поддержания ее уровня в скважине отстойник непрерывно пополняется жидкостью.

Схема бурения с обратной промывкой эжекторным (водоструйным) насосом *13* (рис. 4.19, *в*) аналогична схеме с обратной промывкой центробежным насосом.

Роторное бурение скважин большого диаметра с обратной промывкой применяется только при проходке мягких пород I–IV категорий по буримости с включением отдельных валунов размером до 0,4 м и при глубине скважины до 200 м. Внедрение способа при бурении более твердых пород сдерживается из-за отсутствия специальных породоразрушающих инструментов. Другим ограничением применения способа является положение статического уровня подземных вод, который должен составлять не менее 3 м от поверхности.

Вместе с тем роторное бурение с обратной (всасывающей) промывкой в указанной области его использования обладает рядом существенных преимуществ по сравнению с традиционным роторным бурением с прямой промывкой: 1) возможно бурение долотом одного диаметра без крепления стенок скважины; 2) использование воды в качестве промывочной жидкости при вскрытии водоносных пластов предотвращает их глинизацию, что увеличивает дебит в 4–8 раз по сравнению с вскрытием водоносных горизонтов с промывкой глинистым раствором; 3) увеличивается скорость бурения вследствие улучшения условий очистки забоя; 4) улучшается документация по шламу, т. к. он не загрязнен глинистым раствором и выносится на поверхность с большой скоростью.

Технологический инструмент при бурении с обратной промывкой состоит из долота, бурильных труб, ведущей трубы и вертлюга-сальника. В качестве породоразрушающего инструмента наиболее часто применяются двух-, трех- и четырехлопастные долота с опережающим забурником. Режущие кромки лопастей армируются литыми или сменными твердосплавными пластинками. Долото сопрягается с бурильной колонной с помощью фланцевого соединения.

Бурильная колонна состоит из бурильных труб диаметром 168–219 мм резьбового или фланцевого соединения. Для удобства работы применяются трубы длиной 3–4 м. При использовании для обратной промывки эрлифта внутри бурильной колонны размещаются воздухопроводные трубы, оканчивающиеся смесителем. Последний представляет собой перфорированный конец воздухопроводных труб.

Ведущая труба имеет квадратное сечение, образуемое привариванием к круглой трубе четырех уголков. Соединение ведущей и бурильных труб – фланцевое или резьбовое. При работе эрлифта сжатый воздух подается по трубопроводу, размещенному внутри ведущей трубы, или по внутреннему пространству приваренных уголков.

Вертлюг-сальник (рис. 4.20) имеет полый шпиндель *2*, соединяемый фланцем *1* с вращающейся бурильной колонной и фланцем *5* с выкидным шлангом, и коленообразную головку *4*, к которой присоединяется выкидной шланг. Внутри шпинделя размещается трубка *3* для подачи воздуха (при использовании эрлифта).

Вспомогательный инструмент (элеваторы, ключи и т. д.) и технология спуско-подъемных операций такие же, как при роторном бурении с прямой промывкой.

Для сооружения скважин большого диаметра, с обратной промывкой используют модернизированные установки: УРБ-ЗАМ-ОП, 1БА15В-ОП (роторное бурение) и УГБ-ЗУК-ОП, УГБ-4УК-ОП (ударно-канатное бурение). Модернизация установок роторного бурения заключается в снижении минимальной частоты сооружения скважин большого диаметра, с обратной промывкой используют модернизированные установки: УРБ-

ЗАМ-ОП, 1БА15В-ОП (роторное бурение) и УГБ-ЗУК-ОП, УГБ-4УК-ОП (ударно-канатное бурение).

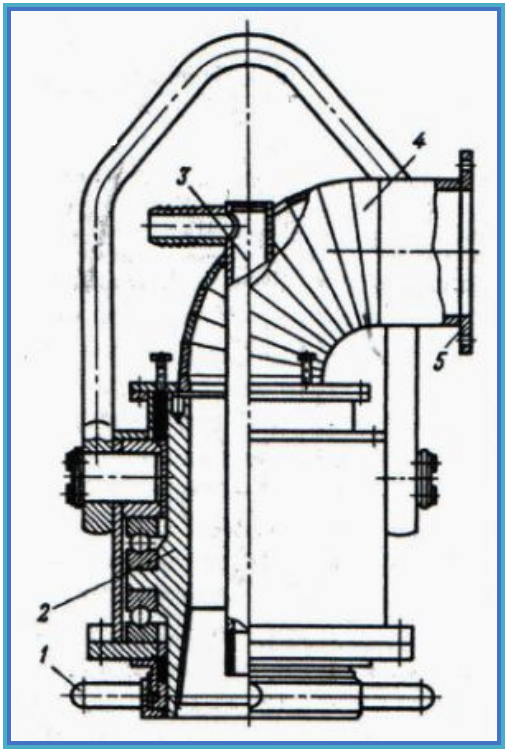


Рис. 4.20. Вертлюг-сальник для бурения с обратной промывкой эрлифтом

Модернизация установок роторного бурения заключается в снижении минимальной частоты вращения ротора до 40–50 об/мин путем установки понижающего редуктора перед коробкой передач. Модернизация установок ударно-канатного бурения заключается в их оснащении роторной приставкой, позволяющей передавать крутящий момент буровому снаряду.

Кроме того, установки обоих типов оснащаются оборудованием для отсоса пульпы из скважин.

Применяется также специализированная установка 1БА-106

15К, предназначенная для проходки скважин глубиной до 200 м при диаметре 1270 мм роторным способом с обратной промывкой (с помощью эрлифта или водоструйного насоса) и с промывкой по прямой схеме. Установка укомплектована компрессорно-силовым блоком и понижающим редуктором.

Перед началом бурения установку монтируют. На расстоянии 5–7 м от нее роют отстойник, объем которого в 3–4 раза превышает объем скважины. Над точкой забуривания роют шурф глубиной 1–1,5 м. Устье скважины соединяют с отстойником деревянным коробом или трубой. При откачке пульпы центробежным насосом бурение с обратной промывкой начинается сразу после проходки шурфа.

Эффективное использование эрлифта начинается при глубине скважины 7–8 м. Указанное углубление осуществляется шнековым забурником при условии, если у поверхности залегают глины, суглинки или необводненные пески. В обводненных песках, валунно-галечниковых отложениях забуривание ведется долотом с промывкой глинистым раствором. После установки направляющей трубы и ее бетонирования переходят на бурение с обратной элифтной промывкой.

Осевую нагрузку на долото рассчитывают, исходя из нагрузки P_0=0,5÷1 кН/см. В начальный период углубления скважины вследствие небольшого веса бурового снаряда реальная осевая нагрузка не достигает расчетной величины. С углублением забоя ее доводят до требуемого значения. Бурят при небольшой частоте вращения бурового снаряда. При проходке песчано-глинистых отложений частота вращения принимается 35–40 об/мин, при бурении валунно-галечниковых отложений и глин большой мощности она снижается до 10–15 об/мин.

Расход промывочной жидкости составляет 15–55 л/с, причем верхний предел рекомендуется для бурильных труб диаметром 200 мм, нижний – для труб диаметром 100 мм. При таких расходах скорость движения пульпы достигает 2 м/с, что обеспечивает вынос из скважины кусков породы размером до 10 см.

Концентрация шлама в откачиваемой пульпе зависит от скорости бурения, диаметра бурильных труб, расхода промывочной жидкости и изменяется в пределах 2–40 %. Самые высо-

кие концентрации разрушенных частиц в пульпе допускаются при ее откачке эрлифтом. Поэтому его применение наиболее эффективно, т. к. обеспечивает высокую скорость бурения (до 25–30 м/ч), особенно при проходке гравелистых песков.

Дальнейшее совершенствование роторного бурения с обратной промывкой должно идти по пути создания специализированных буровых установок для проходки глубоких скважин (более 200 м), разработки долот для бурения скважин большого диаметра в породах выше IV категории по буримости.

Контрольные вопросы к главе IV:

1. Сущность и область применения роторного бурения.
2. Какие существуют типы породоразрушающих инструментов для бескернового бурения? Укажите область их рационального применения.
3. Наиболее рациональный тип долота для бурения скважины диаметром 190 мм в породах III категории по буримости.
4. Назначение и принцип действия лопастных и гидротурбинных расширителей.
5. Состав бурового снаряда при роторном бурении, назначение его отдельных элементов.
6. Схема и область применения роторного бурения с обратной (всасывающей) промывкой.

Глава V. КОЛОНКОВОЕ БУРЕНИЕ

5.1. Область применения колонкового бурения

Вращательное колонковое бурение широко используется при поисках и разведке твердых полезных ископаемых, гидрогеологических и инженерно-геологических исследованиях. Основное преимущество колонкового бурения перед другими разновидностями вращательного способа заключается в возможности получения керна по всей глубине скважины, что позволяет определять геологический разрез проходимых пород, их физико-механические свойства, минеральный состав, содержание полезного компонента и др.

Для колонкового способа характерны небольшие диаметры (наиболее часто 46, 59, 76 и 93 мм). Это дает возможность применять относительно легкое буровое оборудование, которое обеспечивает проходку скважин на большую глубину. Колонковый способ эффективен также при бурении инженерно-геологических и гидрогеологических скважин большого диаметра (до 1000–1500 мм).

Схема вращательного колонкового бурения принципиально не отличается от схемы роторного бурения. В состав установки колонкового бурения входят следующие узлы (рис. 5.1); буровой станок *19* с двигателем *18*, насос *12* с двигателем *14*, вышка (мачта) *7* с талевым блоком *9* и кронблоком *6,* циркуляционная система (всасывающий шланг *15*, приемная емкость *16*, отстойник *17*). Малые диаметры буримых скважин позволили также объединить в одном узле установки – буровом станке – лебедку *11* и вращатель *3*.

Основное отличие установки колонкового бурения заключается в конструкции вращателя, который передает буровому снаряду не только крутящий момент, но и принудительную осевую нагрузку.

Буровой снаряд колонкового бурения (рис. 5.1) состоит из коронки *24*, колонковой (керноприемной) трубы *22*, переходника *22*, колонны бурильных труб *20* и вертлюга *5*. В качестве ведущей трубы используется обычная бурильная труба кольцевого

сечения, которая закрепляется в зажимных патронах *4* вращателя *3*. Коронка, колонковая труба и переходник образуют колонковый набор, служащий для выбуривания кольцевого забоя, приема и хранения керна *23* в процессе бурения и удержания его при подъеме на поверхность.

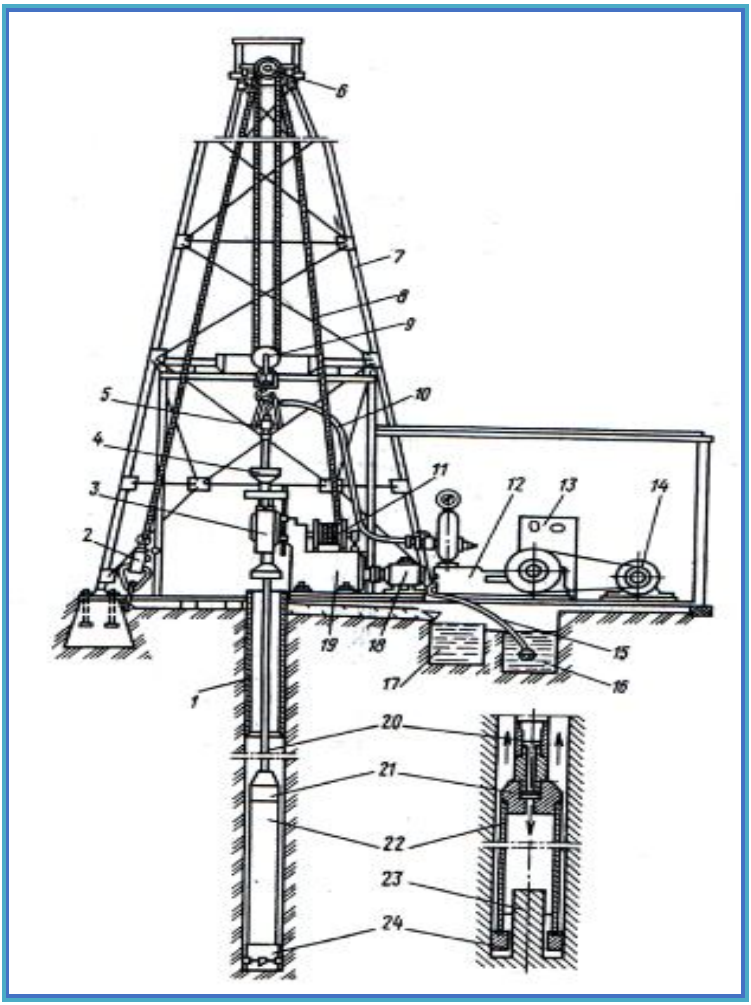


Рис. 5.1. Схема установки колонкового бурения

Собранный буровой снаряд с помощью лебедки *11* и талевой системы опускается в скважину *1*. Ведущая труба зажимается в патронах вращателя. Буровой насос *12* через нагнетательный шланг *10*, вертлюг-сальник *5*, бурильные трубы *20* подает на забой промывочную жидкость. С помощью вращателя и механизма подачи станка буровому снаряду передаются крутящий момент и осевая нагрузка. В результате коронка выбуривает кольцевой забой, а керн входит в колонковую трубу, В процессе бурения параметры технологического режима регулируются с помощью контрольно-измерительной аппаратуры *13*.Изменение осевой нагрузки контролируется с помощью прибора, установленного на станке, или индикатором веса *2*, встроенным в неподвижный конец талевого каната *8*. Изменение частоты вращения снаряда, осуществляется с помощью коробки передач станка, а регулирование расхода промывочной жидкости – трехходовым краном, установленным на нагнетательной линии насоса.

При наполнении колонковой трубы керном или износе коронки буровой снаряд поднимают на поверхность, предварительно керн заклинивается в колонковом наборе. Снаряд поднимают так же, как при роторном бурении (с помощью лебедки станка и талевой системы выписи). Колонна бурильных труб подвешивается над устьем скважины и развинчивается на свечи шарнирными ключами (при бурении мелких скважин) или механическим труборазворотом. Отвинченные свечи располагаются в определенном порядке в буровой вышке. После подъема снаряда и извлечения керна при необходимости заменяют коронку. Спускают инструмент в порядке, обратном подъему.

5.2. Технологический инструмент колонкового бурения

Технологический инструмент состоит из колонкового набора и бурильных труб с соединениями.

Буровые коронки – породоразрушающие инструменты кольцевой формы, предназначенные для выбуривания керна. Торец коронки оснащен рабочими элементами, непосредственно разрушающими забой. В зависимости от материала рабочих элементов различают твердосплавные и алмазные коронки.

Твердосплавные коронки наиболее распространены и применяются при бурении мягких и средней твердости пород I–VII и частично VIII категорий по буримости. Коронка (рис. 5.2) представляет собой стальной трубчатый корпус *3* с присоединительной резьбой *1* к колонковой трубе. Торец корпуса оснащен твердосплавными резцами2 марки ВК, расположенными в определенном порядке. Внутри корпус имеет конусную расточку для размещения кернорвателя. Для прохода промывочной жидкости на торце коронки имеются вырезы.

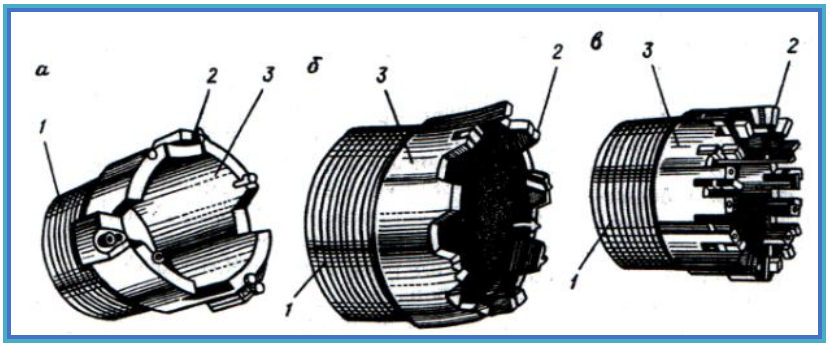


Рис. 5.2. Твердосплавные коронки

По назначению резцы коронок делятся на основные и подрезные. Основные резцы, установленные по торцу коронки, выполняют большую работу разрушения при формировании кольцевого забоя. Подрезные резцы, дополнительно устанавливаемые на наружной и внутренней поверхности корпуса, обеспечивают калибровку скважины и керна, в особенности при бурении абразивных пород. Твердосплавные коронки по назначению, форме, размерам и расположению резцов делятся на три типа: ребристые (тип М), резцовые (тип СМ) и самозатачивающиеся (тип СА).

Ребристые коронки типа М (рис. 5.2, *а*) применяются для бурения мягких пород I–IV категорий по буримости. Основная их конструктивная особенность – наличие ребер, приваренных к корпусу и выступающих относительно него на 10–12 мм. Уве-

личенный зазор между корпусом коронки и скважиной необходим для транспортирования потоком промывочной жидкости большого количества шлама, образующегося при бурении мягких пород. Коронки типа М выпускают диаметрами 93, 112, 132 и 151 мм.

Резцовые коронки типа СМ (рис. 5,2, *б*) предназначены для бурения малоабразивных пород средней твердости IV–VI и частично VII категорий по буримости. Они имеют гладкий корпус, торец которого вооружен призматическими резцами квадратного сечения. Выступы резцов из-под торца коронки составляют 2,5–4 мм, а в сторону скважины и керна – 1,5–3 мм. Резцовые коронки выпускают диаметрами 36, 46, 59, 76, 93, 112; 132 и 151 мм.

Самозатачивающиеся коронки типа СА (рис. 5.2, *в*) применяют при бурении абразивных пород VI–VIII категорий. Коронки этого типа армируют игольчатыми или тонкопластинчатыми резцами, закрепленными в опорных пластинах из мягкой стали в свою очередь припаянными к корпусу коронки. При контакте с забоем опорные пластины изнашиваются быстрее, непрерывно обнажая резцы. Неизменность суммарной площади контакта резцов о забой обеспечивает постоянную скорость бурения в течение рейса. Коронки типа СА выпускают диаметрами от 36 до 132 мм.

Алмазные коронки применяют для бурения пород VI–XII категорий по буримости. Коронка представляет собой трубчатый корпус, к торну которого припаяна кольцевая алмазосодержащая матрица с каналами для прохода промывочной жидкости.

Алмаз характеризуется исключительно высокой химической стойкостью. Температура сгорания алмаза на воздухе составляет 850–1000 °С. При нагревании до 1000–1500 °С без доступа воздуха графитизируются ребра и вершины алмазных кристаллов, а при температуре 2000–3000 °С алмаз превращается в графит.

Теплопроводность алмаза в 2–3 раза выше теплопроводности твердых сплавов. Поэтому образующееся при разрушении забоя скважины тепло отводится от рабочих элементов алмазных инструментов быстрее, чем от резцов твердосплавных ин-

струментов.

В то же время при работе в режиме прерывистого нагрева (чередование нагрева и охлаждения) алмазные зерна растрескиваются и быстро разрушаются. Такой процесс наблюдается, когда осуществляется бурение алмазными коронками с чрезмерно высокой осевой нагрузкой при недостаточной подаче охлаждающей промывочной жидкости.

Для повышения буровых свойств алмазов разработан ряд технологических процессов: избирательное дробление, овализация, полирование, термообработка.

Рабочими элементами, непосредственно разрушающими горную породу, являются алмазные зерна. По своему назначению и расположению в матрице алмазы подразделяются на объемные (торцевые) и боковые (подрезные).

По химическому составу алмаз представляет собой разновидность углерода. Важнейшим свойством алмаза является его исключительно высокая твердость и износостойкость, превосходящая аналогичные свойства всех известных природных минералов. Эти свойства делают алмаз незаменимым в различных отраслях промышленности.

Масса алмазов измеряется в каратах (1 карат равен 0,2 г), плотность составляет 3,5 г/см^3. В буровой технике наибольшее применение находят сравнительно мелкие технические алмазы. Их крупность (зернистость) обычно оценивается количеством штук на один карат, т. е. числом близких по размеру камней, составляющих навеску 1 карат, Для вооружения алмазных коронок используются алмазы зернистостью от 5 до 800–1000 штук на карат.

Для вооружения буровых коронок используются также синтетические алмазы и сверхтвердые материалы. Синтетические алмазы созданы фирмой "Дженерал электрик" (США), а в бывшем СССР – совместными усилиями Института физики высоких давлений Академии наук России и Института сверхтвердых материалов (ИСМ) Академии наук Украины.

Синтетические и природные алмазы дополняют друг друга и имеют свои рациональные области применения. В результате совершенствования технологии производятся синтетические алма-

зы с заранее заданными физико-механическими и эксплуатационными свойствами. Диапазон их прочности весьма широк. По отношению к природным прочность синтетических алмазов изменяется в зависимости от марки и зернистости от 1 : 5 до 3 : 1.

Синтетические алмазы марок АСК и АСС применяются для вооружения бурового инструмента и дисковых пил для резки особо твердых материалов.

Помимо синтетических алмазов, в ряде стран (США, Россия, Украина) созданы неизвестные в природе новые сверхтвердые материалы.

КНБ – кубический нитрид бора (BN), который, подобно углероду, может существовать в двух модификациях: мягкой гексагональной (как графит) и твердой кубической (подобно алмазу). КНБ, приближаясь по твердости к алмазу, намного превосходит его по теплостойкости; если алмаз окисляется при температуре выше 850 °С, то КНБ не теряет своих режущих свойств при нагреве до температуры плавления железа (1540 °С).

Славутич – новый сверхтвердый материал, разработанный в ИСМ (Украина). Он отличается тем, что, не уступая природным алмазам по износостойкости, значительно превосходит их по прочности и может быть изготовлен в виде штабиков или пластин любой заданной формы и размеров. Долотами, армированными славутичем, бурились скважины глубиной 2000–4000 м. Одно долото, армированное славутичем, заменяет 30–40 шарошечных долот при увеличении рейсовой скорости бурения на 25 %. В настоящее время разработаны также буровые коронки, армированные славутичем.

Конструктивные особенности алмазных буровых коронок. По размещению алмазов в матрице коронки разделяются на три типа (рис. 5.3): однослойные, многослойные, импрегнированные.

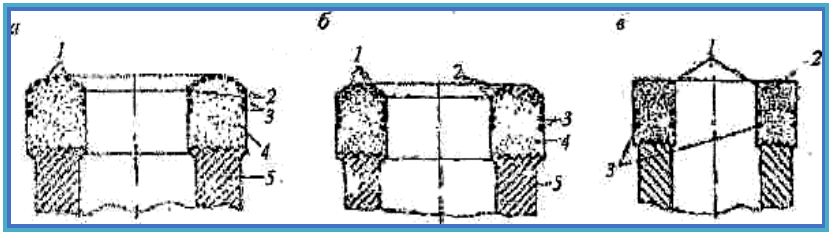


Рис. 5.3. Основные типы алмазных коронок:
а – однослойная; б – многослойная; в – импрегнированная.
1 – торец алмазонесущей матрицы; 2 – объемные алмазы; 3 – подрезные алмазы; 4 – алмазонесущая матрица;5 – короночное кольцо

Однослойные коронки предназначены для бурения малоабразивных плотных монолитных мелкозернистых пород VII–IX категорий по буримости.

В однослойных коронках (рис. 5.3, *а*) алмазы располагаются по определенной схеме в один слой с выпуском зерен из-под торца матрицы, составляющим 10– 25 % от линейного размера алмазов. Для армирования однослойных коронок обычно применяются объемные алмазы зернистостью от 20–30 до 60–90 шт/карат и подрезные зернистостью от 10–20 до 50–60 шт/карат. Твердость матрицы коронок по Роквеллу колеблется от HRC=20–25 до HRC=30–35. Однослойные коронки имеют в зависимости от диаметра 4–6 радиальных промывочных каналов.

Многослойные коронки (рис. 5.3, *б*) предназначены для бурения малоабразивных, плотных, монолитных и слаботрещиноватых пород преимущественно IX–XI, реже VIII категорий по буримости. По высоте матрицы параллельно её торцу располагаются чаще всего три слоя объемных алмазных зерен зернистостью от 60–80 до 90–120 шт/карат. Подрезные алмазы имеют зернистость от 30–40 до 40–60 шт/карат. Твердость матрицы изменяется от HRC=20–25 до HRC=30–35. В зависимости от диаметра коронки имеют от двух до восьми промывочных каналов. Работа многослойных коронок заключается в том, что по мере абразивного износа первого, торцевого слоя в работу вступает второй и т. д.

Импрегнированные алмазные коронки (рис. 5.3, *в*) предназначены для бурения малообразивных и абразивных плотных монолитных и трещиноватых тонко- и мелкозернистых пород X–XII категорий по буримости. Отличительной особенностью импрегнированных коронок является распределение объемных алмазных зерен по всему объему матрицы. Подрезные алмазы при изготовлении коронок укладываются вручную по определенной схеме. Для армирования коронок используются объемные алмазы зернистостью 120–400 шт/карат, подрезные – зернистостью 30–60 шт/карат. Твердость матрицы в зависимости от абразивности буримых пород составляет HRC=20–55. В зависимости от диаметра коронки имеют от двух до восьми промывочных каналов.

В настоящее время существует достаточно большое количество конфигураций алмазосодержащих торцов буровых коронок, выпускаемых известными фирмами (рис. 5.4).

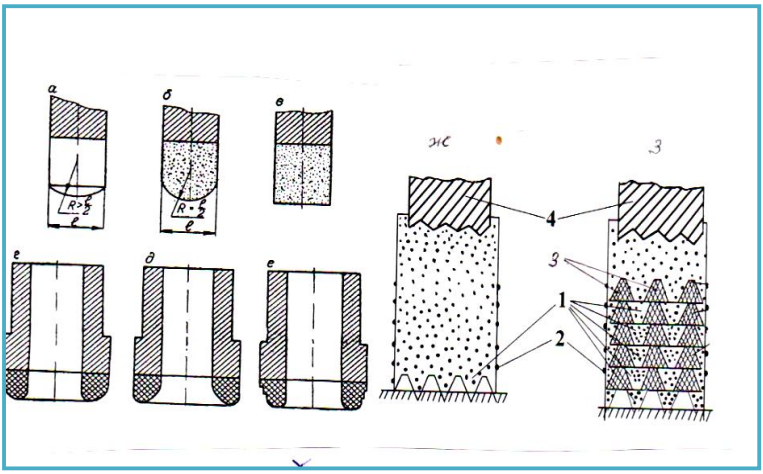


Рис. 5.4. Форма торца алмазных коронок:
а – усеченная полусфера (полузакругленный профиль); б – полусфера (круглый профиль); в – плоский профиль; г – прямой полукупол; д – обратный полукупол; е – ступенчатый профиль; ж – пилообразной профиль; 3 – многослойный пилообразный профиль; 1 – кольцевые конусные алмазосодержащие слои; 2 – подрезные алмазы; 3 – безалмазные слои меньшей твердости

Особое место среди выпускаемых профилей занимает «пилообразный» профиль торца, представляющий кольцевые конусные выступы, чередующиеся с впадинами (рис. 5.4). Преимущество такого профиля заключается в большой суммарной площади баковых поверхностей клинообразных выступов, на которых можно располагать большое количество алмазов, и в реализации больших усилий со стороны упомянутых выступов на горную породу.

Для сохранения преимуществ клинообразного профиля до полной отработки алмазосодержащей матрицы сотрудниками КазНИТУ имени К. И. Сатпаева разработана коронка, у которой матрица содержат пять алмазосодержащих клинообразных слоев, разделенных безалмазными слоями меньшей твердости. По мере износа одного алмазного слоя в работу вступает следующий слой и т. д. до полной отработки матрицы.

Каждая серийно выпускаемая алмазная коронка имеет свой индекс, который наносится на её корпус при маркировке. Полная индексация коронки включает следующие данные: номер конструкции (от 01 до 99), тип коронки (А – однослойная, М – многослойная, И – импрегнированная), твердость матрицы HRC (3 – нормальная, HRC=25–35; 4 – твердая, HRC=30–40; 5 – очень твердая, HRC=50–60), сорт объемных алмазов и их крупность, сорт подрезных алмазов и их крупность, номер коронки и товарный знак завода-изготовителя, квартал, в котором выпущена коронка. Сокращенная индексация включает три первых параметра из перечисленных. Например, индекс 04А3 означает: конструкция 04, однослойная (А), с матрицей нормальной твердости (HRC=25–35).

Расширители. При алмазном бурении в состав колонкового набора включаются алмазные расширители, которые калибруют стенки скважины, предотвращают преждевременный износ алмазных коронок по наружному диаметру и стабилизируют работу снаряда. Расширитель расположен между коронкой и колонковой трубой и армирован по боковой поверхности истирающим материалом (алмазными зернами, твердым сплавом).

Колонковые трубы служат для приема и хранения в течение рейса выбуренного керна. Они изготовляются из стальных

бесшовных трубных заготовок и имеют с обоих торцов внутреннюю резьбу для соединения с коронкой и переходником. Длина поставляемых труб 1,5; 3; 4,5 и 6 м, наружные диаметры их 25, 33,5, 44, 57, 73, 89, 108, 127 и 146 мм при толщине стенки 4,5–6 мм.

Переходники изготовляют нескольких типов. Переходник 21 (рис. 5.1), предназначенный для соединения колонковой трубы с бурильной колонной, представляет собой цилиндрическую заготовку, имеющую наружную резьбу для свинчивания с колонковой трубой и внутреннюю – под ниппель замкового соединения бурильной колонны. При использовании шламосборников применяется переходник, имеющий, кроме указанных резьб, наружную левую резьбу для соединения со шламовой трубой.

Кернорватель используют при бурении монолитных и малотрещиноватых пород. Он выполняется в виде разрезного кольца, которое помещается в конусной расточке коронки. В процессе бурения кернорватель расположен в верхней части расточки коронки, а при подъеме снаряда, смещается вниз, заклинивая и отрывая от забоя керн.

При бурении раздробленных пород используются устройства, керноудерживающие элементы которых выполнены в виде плашек или лепестков, полностью или частично перекрывающие внутреннее пространство коронки при подъеме инструмента.

Бурильные трубы применяют двух типов: муфтово-замковые и ниппельные. Бурильные трубы первого типа по конструкции в основном такие же, как при роторном бурении (рис. 4.5), и отличаются меньшими диаметрами и наличием в замковом соединении профрезерованных вырезов для подвешивания и захвата колонны специальными инструментами (подкладными и ведущими вилками) при спуско-подъемных операциях. Бурильные трубы муфтово-замкового соединения выпускают диаметрами 42, 50, 63,5 и 73 мм (соответствующий наружный диаметр замков и муфт – 57, 65, 83 и 95 мм).

Бурильная колонна ниппельного соединения имеет высаженные внутрь концы, на каждом из которых нарезана внутренняя резьба, для соединения труб ниппелями.

Отличительная особенность бурильной колонны ниппельного соединения – одинаковые наружные диаметры бурильных труб и соединений. Это дает возможность приблизить диаметр бурильной колонны к диаметру бурения. Поэтому такая бурильная колонна, применяется при высокооборотном алмазном бурении. Бурильные трубы ниппельного соединения выпускаются диаметрами 33,5; 42, 50, 54 и 68 мм. Соответствующий диаметр ниппелей превышает диаметр бурильных труб на 0,5–1 мм.

В России разработан новый стандарт гладкоствольных стальных универсальных бурильных колонн ТБСУ диаметрами 43, 55, 63,5, 70, 85 мм с муфто-замковыми соединениями [28]. Последние привариваются к концам труб, что позволило избежать уменьшения внутренних диаметров ниппелей и муфт.

Для колонкового бурения также выпускаются легкосплавные бурильные трубы (ЛБТ) с муфто-замковыми (ЛБТМ) и ниппельными (ЛБТН) соединениями. Соединительные элементы (замки, муфты, ниппели) в легкосплавной бурильной колонне – стальные. ЛБТ изготовляют одного внутреннего диаметра по всей длине с толщиной стенки 7–9 мм, что обеспечивает достаточную износостойкость колонны. ЛБТ ниппельного соединения выпускаются диаметрами 42, 54, 68 мм, ЛБТ муфто-замкового соединения – диаметром 54 мм (диаметр замка – 65 мм).

ЛБТ обеспечивает возможность бурения на большие глубины с высокими частотами вращения снаряда и меньшими затратами мощности на вращение бурильной колонны. Применение ЛБТ обеспечивает рост производительности колонкового бурения на 20–25 %. Не рекомендуется применять ЛБТ в зонах интенсивного искривления скважин (более 1 град/м), т. к. это может привести к обрывам бурильной колонны.

5.3. Вспомогательный инструмент и механизмы для спускоподъемных операций

Для проведения вспомогательных работ и спускоподъемных операций служат шарнирные ключи, подкладные вилки, труборазвороты, подъемные муфты, простые и полуавтоматические элеваторы (рис. 5.5).

Подкладная вилка (рис. 5.5, *а*) используется для подвешивания бурильной колонны над устьем скважины.

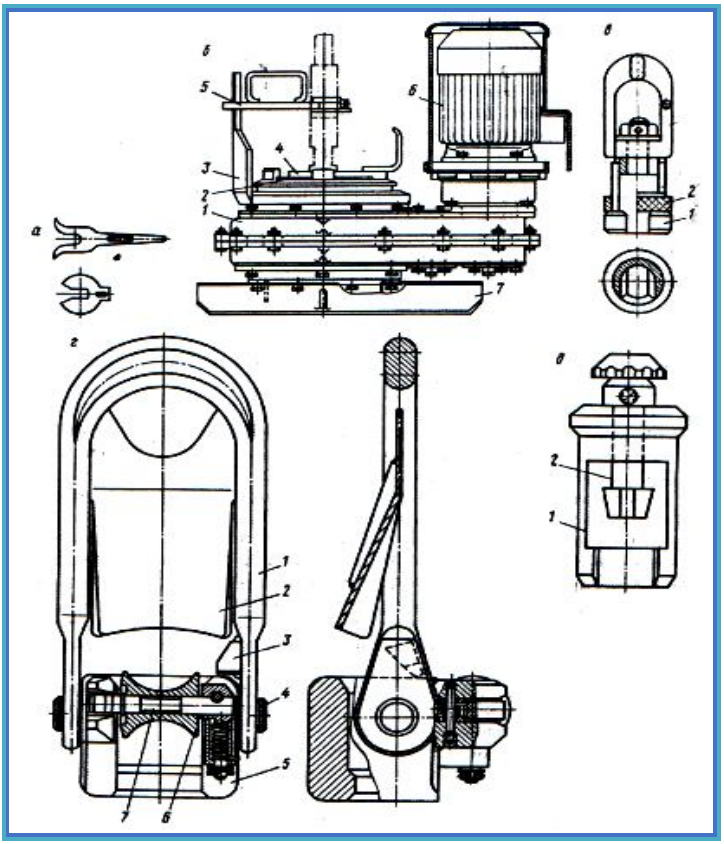


Рис. 5.5. Инструмент для проведения спускоподъемных операций при колонковом бурении:
а – подкладные вилки; б – труборазворот: 1– вращатель; 2— центратор; 3 – водило; 4 – подкладная вилка; 5 – ведущая вита; 6 – электродвигатель; 7 – рама; в – простой элеватор: 1 – корпус; 2 – подвижное кольцо; 3 – серьга; г – полуавтоматический элеватор: 1 – серьга; 2 – отражатель; 3 – бобышка; 4 – палец;5 – корпус; б – ролик; 7 – затвор; д – подъемная муфта: 1 – корпус; 2 – фиксатор

Турборазворот (рис. 5.5, *б*) устанавливается над устьем скважины. Он предназначен для механизации свинчивания и развинчивания бурильных труб. При спускоподъемных операциях бурильная колонна проходит через центральное отверстие труборазворота и устанавливается на подкладной вилке. В прорез ниппеля замка вставляется ведущая вилка, которая при вращении водила свинчивает или развинчивает бурильную свечу.

Простой элеватор (рис. 5.5, *в*) надевается на верхний прорез муфты замка. Верховой рабочий должен отсоединить элеватор от верхнего конца свечи, установленной в вышке. Полуавтоматический **элеватор** (рис. 5.5, *г*) используется без участия верхового рабочего. Первоначально на верхний конец подвешенной колонны надевается подъемная муфта (рис. 5.5, *д*), а на нее – полуавтоматический элеватор. После установки свечи в вышке сматыванием каната с барабана лебедки элеватор спускается по свече вниз под действием собственного веса.

5.4. Буровые установки колонкового бурения

В соответствии с действующим стандартом основным параметром установки является глубина бурения, которая определяется с учетом массы бурильных труб и максимальной грузоподъемности установки при проведении спускоподъемных операций. Мощность привода буровых станков устанавливается из условия бурения скважин до проектной глубины с частотой вращения бурового снаряда 600 об/мин. Стандарт допускает использование различных типов привода бурового станка и предусматривает создание установок различной транспортабельности: переносных, самоходных, передвижных и стационарных. В него включены требования к оснащению буровых станков приборами контроля и управления процессом бурения, а также средствами механизации вспомогательных операций.

Требованиям указанного стандарта отвечают разработанные восемь классов установок типа УКБ (установки колонкового бурения) разработанных в России и рассчитанных для бурения скважин глубиной от 12 до 3000 м. При разработке этих установок осуществлена широкая унификация узлов и деталей.

Установки со шпиндельным вращателем. Установки типа УКБ рассмотрим на примере УКБ-4П (установка колонкового бурения 4-го класса, передвижная). В состав установки входят мачта БМТ-4А и буровое здание, смонтированное на основании, представляющем металлическую конструкцию на полозьях. Внутри здания размещены буровой станок СКБ-4, насос НБЗ-120/40, труборазворот РТ-1200М, устройство для нанесения антивибрационной смазки на бурильную колонну, оборудование и инструмент для проведения СПО и мелких ремонтных работ. Для перемещения на значительные расстояния установка комплектуется транспортной базой ТБ-15. Основной узел установки – буровой станок СКБ-4, обеспечивающий бурение вертикальных и наклонных скважин твердосплавными и алмазными коронками.

Станок СКБ-4 (рис. 5.6) включает: силовой привод (электродвигатель), фрикционную муфту сцепления, коробку передач, раздаточную коробку, вращатель и лебедку.

Кроме того, станок оснащен гидросистемой и пультом управления. Перечисленные узлы смонтированы на основании, которое может перемещаться относительно неподвижной рамы с помощью горизонтально расположенного гидроцилиндра. Такое перемещение необходимо для освобождения устья скважины при спускоподъемных операциях.

Электродвигатель *1* с помощью трансмиссии, состоящей из коробки передач и раздаточной коробки, передает мощность на лебедку и вращатель. Трансмиссия соединяется с электродвигателем с помощью фрикционной муфты сцепления *2*, которая находится на валу *1*.

Коробка передач представляет собой чугунный литой корпус, в котором на подшипниках установлены валы II, III, IV и V. На первичном валу II неподвижно закреплена шестерня *16*, находящаяся в постоянном зацеплении с зубчатым колесом *3* промежуточного вала IV. На последнем неподвижно закреплены шестерни *4, 5, 6, 8,* которые могут входить в зацепление с подвижными шестернями *15, 14, 7, 13* вторичного вала коробки передач. Сочетание входящих в зацепление указанных шестерен позволяет получить четыре прямые скорости вращения, а

включение передвижной шестерни *12* вторичного вала с шестерней *9* – обратную скорость. В раздаточной коробке размещены валы VI, VII, VIII, IX, X и шестерни *10, 11, 19, 24, 25, 26*, которые позволяют удвоить частоту вращения.

Раздаточная коробка

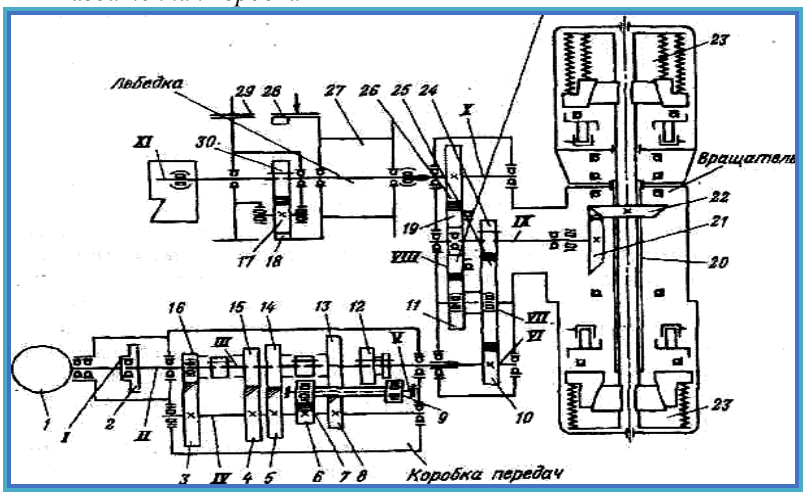


Рис. 5.6. Кинематическая схема бурового станка СКБ-4

Станок имеет лебедку планетарного типа, включающую вал XI, барабан *27*, планетарную передачу, состоящую из шестерен *17, 18, 30,* и тормозную систему *28, 29.* Тормозной момент создается стягиванием тормозных колодок рукоятками, закрепленными на эксцентриковых валиках.

Вращатель станка шпиндельного типа (рис. 5.7) смонтирован в стальном корпусе. Поступательное перемещение шпинделю *9* с двумя гидромеханическими зажимными патронами *6* сообщается траверсой *5* через два упорных шарикоподшипника *7*. Траверса в свою очередь жестко связана со штоками *3*, оканчивающимися поршнями *2*. Последние перемешаются в двух гидроцилиндрах *1*, установленных в приливах корпуса вращателя. К торцам гидроцилиндров приварены штуцеры *4* для соединения с маслопроводами. Масло, поступающее в полости гидро-

цилиндров, заставляет перемещаться поршни со штоками, а через траверсу – шпиндель *20* (рис. 5.6) с ведущей трубой. Вращение шпинделю, имеющему на наружной поверхности шлицы, передается через пару конических шестерен *8* (*21, 22* на рис. 5.6). Станок оснащен усовершенствованной системой автоматического перехвата, ведущей трубы в процессе бурения, указателем осевой нагрузки на забой, вольтметром и киловаттметром.

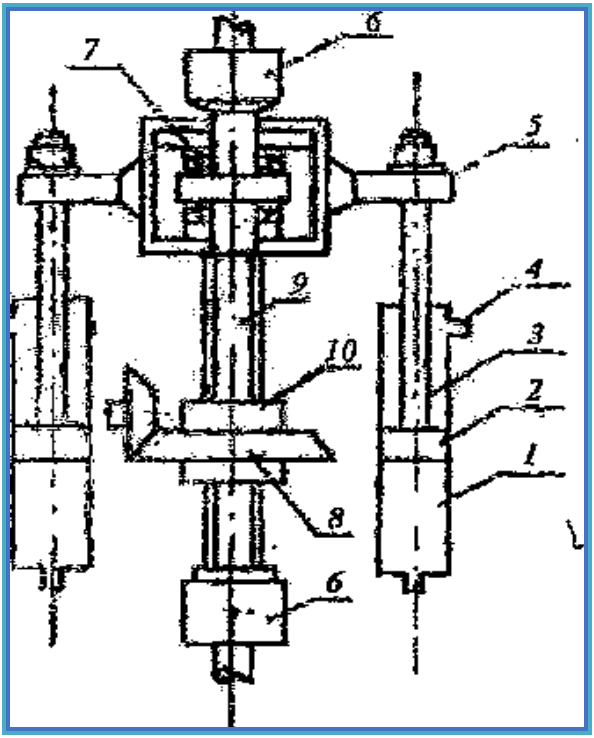


Рис. 5.7. Схема шпиндельного вращателя с гидравлической подачей

Мачта БМТ-4А представляет собой одностержневую трубчатую конструкцию, шарнирно соединенную с порталом. Ствол мачты – телескопический, складывающийся при переводе в транспортное положение. Она поднимается и опускается с по-

мощью гидродомкратов. Мачта оснащена двухроликовым кронблоком, рабочей площадкой для верхового рабочего, свечеприемником и лестницей для подъема на площадку. Насос НБ 3-1 1*20/40 – горизонтальный трехплунжерный оснащен коробкой перемены передач, фрикционной муфтой сцепления и асинхронным электродвигателем.

Буровое здание установки представляет собой объемную металлическую конструкцию, обшитую алюминиевыми щитами с тепловой изоляцией.

Для обогрева здания в зимнее время имеется электрокалорифер. Транспортная база ТБ-1 5 выполнена в виде двух подкатных тележек с пневматическими шинами. При погрузке на транспортную базу установка предварительно поднимается с помощью гидродомкратов и крепится на подкатных тележках. УКБ-4П на транспортной базе буксируется тягачом, на близкие расстояния может перемещаться на полозьях основания.

Техническая характеристика установок колонкового бурения со шпиндельным вращателем приведена в табл. 5.1.

Таблица 5.1

Техническая характеристика установок колонкового бурения

Параметры	УКБ-200/300	УУКБ-4П-300/500	УУКВ-5П-500/800	УУКВ-7П-1200/2000	3 ЗИФ-650 М	ЗЗИФ-1200-МР
Глубина, бурения, м: при конечном диаметре скважины, мм:						
93	200	300	500	1200	650	1500
59	300	500	800	2000	800	2000

Продолжение таблицы 5.1.

Начальный диаметр скважины, мм	132	151	151	151	151	250
Диаметр бурильных труб, мм	42;50;54	42;50; 54	50;54; 63,5; 68	54;68;70	50;54; 63,5; 68	50;54; 63,5; 68;70
Угол бурения к горизонту, градус	90-60 0-360 (в подземн услов.)	90-60	90-60	90-75	90-60	90-80
Частота вращения шпинделя, об/мин	110;200; 355;555; 815	155; 280; 390; 435; 640; 710;	122; 257; 340; 407; 539; 715; 1130; 1500	0-1500, плавн. регулирование	81; 118; 188; 254; 340; 460,	75; 136; 231; 288; 336; 414; 516; 600
Внутренний диаметр шпинделя, мм	53	57	75	72	72	78
Наибольшее усилие подачи, Н: Вверх Вниз	40000 30000	60000 40000	85000 65000	150000 120000	80000 30000	150000 50000
Грузоподъемность лебедки (на прямом канате), кг	20000	25000	35000	55000	35000	55000
Скорость навивки каната на барабан лебедки, м/с	0,69; 1,25; 2,25; 3,5; 5,15	0,98; 1,75; 2,75; 4,0	0,81; 1,73; 2,71; 3,61	0-8	0,7; 0,95; 1,5; 2,04; 2,72; 3,7; 4,6; 6,24	0,7; 1,24; 2,1; 2,61; 3,04; 3,76; 4,7; 5,24

Продолжение таблицы 5.1.

Мощность электродвигателя для привода станка, кВт	13	22	30	52	30	55
Высота мачты, м	14	14,7	18	25	18	24
Длина свечи, м	9,5	9,5	14	18,5	14	18
Тип бурового насоса	НБЗ-120/40	НБЗ-120/40	НБ4320 ЖЗ	НБ4-320/63	НБЗ-120/40	НБ4-320/63
Число бурэвых насосов	1	1	1	2	1	2
Максимальная подача, л/мин	120	120	320	320	250	300
Максимальное давление, МПа	4	4	6,3	6,3	5	6,3
Мощность электропривода насосов, кВт	7,5	7,5	22	22х2	22	30х2
Габариты установки, м						
Длина	8,34	13,2	10,7	13,5	2,275	3,48
Ширина	2,5	4,2	4.56	10,0	1,18	1,43
Высота.	11,0	14,7	19,10	26,70	2,20	1,85
Масса, кг						
Станка	1600	1600	2400	5000	2800	5200
Установки	10000	14000	175000	28000	-	-

Буровые установки с подвижным вращателем, имеющим большой ход подачи инструмента (до 6 м и более), позволяют ускорить и облегчить операции посредством подвижного вращателя и механизма подачи. С максимальной механизацией всех трудоемких операций.

По такому пути идут передовые зарубежные фирмы «Борт лонгир», «Атлас конко» и др. Например, всемирно известная фирма «Борт лоргир» создала целую гамму гидрофицированных буровых установок, обеспечивающих проходку скважин глубиной от 670 до 3350 м (рис. 5.8).

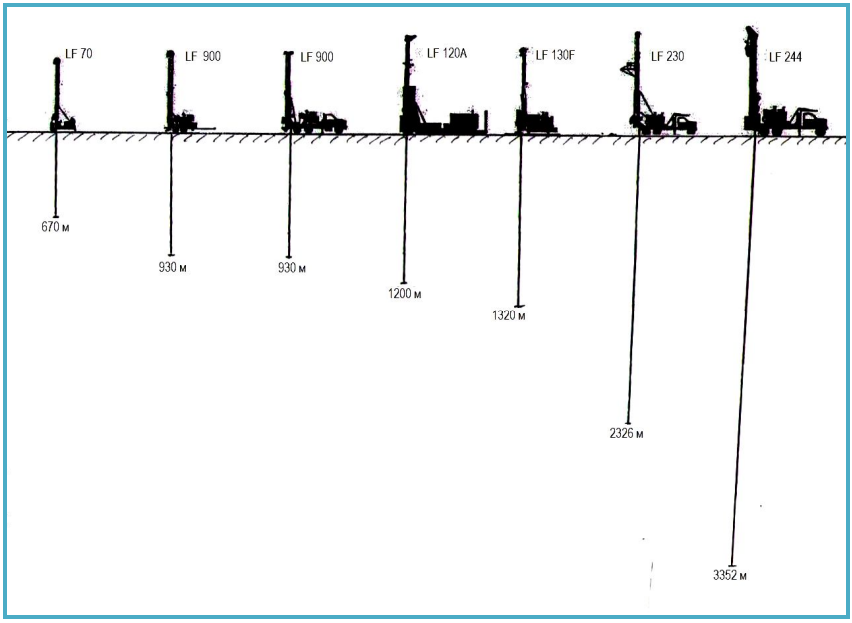


Рис. 5.8. Нормальный ряд буровых установок LF фирмы Boart Longyear

В качестве примера рассмотрим принципиальное устройство буровой установки LF^{TM}90D (рис. 5.9).

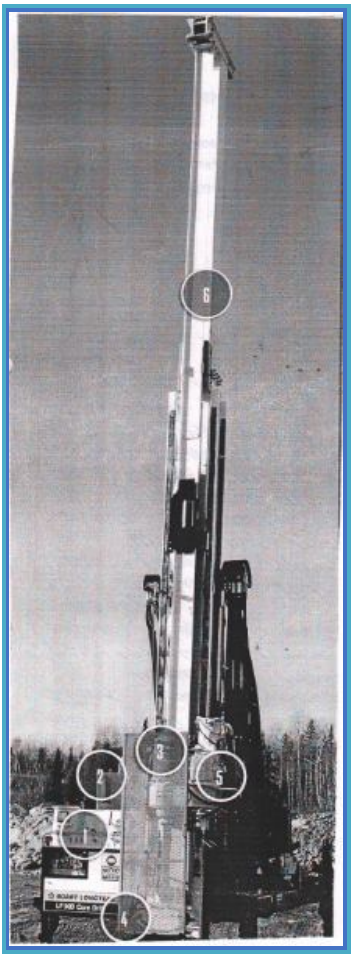


Рис. 5.9. Общий вид буровой установки LF^{TM}90D фирмы «Boart Longyear»:
1 – панель управления; 2 – насосный блок; 3 – вращатель; 4 – зажимный патрон; 5 –трубодержатель

Установка предназначена для бурения скважин глубиной до 1050 м (при конечном диаметре 59 мм) и глубиной 900 м (при диаметре бурения 76 мм).

Установка содержит следующие узлы: подвижный вращатель; главная лебедка; лебедка для снаряда с объемным керноприемником (ССК); дизельный силовой привод; мачта; трубодержатель; панель управления и гидравлический модуль для свинчивания и развинчивания бурильных труб; буровой насос; свечеприемник; миксер (глиномешалка) с гидравлическим приводом.

Вращатель подвижного типа (рис. 5.9), содержит двухскоростной реверсивный гидравлический мотор, четырехскоростную коробку передач, проходной шпиндель (с частотой вращения от 122 об/мин до 1250 об/мин) и зажимной патрон, открываемый гидравликой. Вращатель имеет возможность перемещаться по мачте на 3,35 м.

Главная лебедка имеет гидравлический привод и грузоподъемность 70,257 кН. Тормоз лебедки растормаживается также с помощью гидравлики. Диаметр каната – 15 мм.

Лебедка для ССК работает также от гидравлического мотора. Диаметр каната – 4,8 мм.

В качестве **силового привода** используется дизельный шестицилиндровый двигатель Cummins QSBG.TL с водяным охлаждением, турбонаддувом и предварительным охлаждением воздуха. Максимальная развиваемая мощность двигателя – 148 кВт при 2200 об/мин. Двигатель пригоден для работы на высоте до 3658 м над уровнем моря.

Мачта установки стержневого, телескопического типа, имеет направляющие для перемещения вращателя с помощью гидроцилиндра с ходом 3,35 м и максимальным усилием вниз 230,042 кН. С помощью гидравлики осуществляется подъем мачты, и ее сброс до длины 2,34 м. Конструкция мачты позволяет осуществлять манипулирование с бурильными свечами длиной 6 м и забуривать скважины под углом от 45^0 до 90^0 (вертикально вниз).

Трубодержатель гидравлический позволяет механизировать спуско-подъемные операции с возможностью использовать плашки типоразмеров от BQ до HWT.

Гидравлическая система установки содержит основные маслонасосы с непосредственным приводом от коленчатого вала

дизельного и вспомогательного гидронасоса системы охлаждения с приводом от вала отбора мощности. Служит функции гидросистемы: гидравлического мотора вращателя перемещение последнего, привод тормоза лебедки, подъем и сброс мачты, а также для поддерживания свинчивания и развинчивания бурильных труб, их укладка проведении СПО.

Панель управления содержит все эргономически расположенные органы обслуживания силового привода и станка, приборы для контроля параметров процесса бурения, управления СПО гидравликой, а также рычаги ручного управления гидравлическими клапанами.

Установка дополнительно оснащается свечеприемником с дополнительными опорами и платформой для верхового, промывочным насосом FMCW11 с гидроприводом, миксером (глиномешалкой) с гидроприводом и емкостью для приготовленного раствора.

В целом удачно расположенные в конструкции перечисленные узлы, мезанизация всех основных технологических процессов бурения с помощью гидравлики станка, большой ход вращателя и широкий диапозон вращения бурильной колонны, возможность реализовать большую осевую нагрузку на забой делает установку высокопроизводительной и экономичной в своем классе. Установка LF90D поставляется в двух модификациях (рис. 5.8): самоходной (на автомобиле) или передвижной (буксируемый трактором или автомобилем).

Создание высокоэффективных буровых установок с подвижными вращателями является весьма перспективным направлением в буровом машиностроении.

Установки с подвижными вращателями разрабатываются и производятся ведущими фирмами США, Канады, Великобритании, Австрии и др.

5.5. Технология колонкового бурения

Подготовительные работы заключаются в разработке соответствующей документации и монтаже бурового оборудования. Шпиндель вращателя станка устанавливается в заданном азиму-

тальном направлении и под требуемым углом наклона. Скважину забуривают при пониженной осевой нагрузке и минимальной частоте вращения колонковым набором, состоящим из буровой коронки, короткой (0,5–1 м) колонковой трубы и переходника. После углубления скважины на 3–5 м устанавливают направляющую трубу с бетонированием затрубного пространства. Затем осуществляется непосредственное бурение скважины.

Бурение твердосплавными коронками. При проходке мягких пород определяющими являются расход и качество бурового раствора, тик как в этом случае он дополнительно разрушает забой и не только выносит буровой шлам, но при большом расходе размывает стенки скважины. С повышением прочности и плотности пород основными параметрами становятся осевая нагрузка на коронку и частота ее вращения.

Расход промывочной жидкости вычисляется по формуле (4.8), причем скорость восходящего потока $v_{вп}$ должна быть не менее 3 дм/с при использовании воды и 2 дм/с при применении глинистого раствора. Интервал изменения скорости $v_{вп}$ ориентировочно составляет 3–8 дм/с. При бурении с продувкой $v_{вп}$= 20+25 м/с. Осевая нагрузка, на коронку (в кН):

$$P = qm, \qquad (5.2)$$

где q=0,3+1,5 – нагрузка на один основной резец коронки, кН; m – число основных резцов на торце коронки. Более точно величину q в зависимости от типа коронки можно определить по справочной литературе [13].

Для коронок типов М и СМ в начале рейса устанавливается минимальная осевая нагрузка. По мере затупления резцов нагрузка постепенно увеличивается и к концу рейса доводится до максимальной.

Частота вращения коронки (в об/мин):

$$n=120v_o/\pi(D_н + D_{вн}) \qquad (5.3)$$

где v_0 = 0,6+1,5 – рекомендуемая окружная скорость коронки, м/с; $D_н$ и $D_{вн}$ – наружный и внутренний диаметры коронки, м.

В трещиноватых породах величина v_o берется минимальной для исключения сколов и поломок резцов. Снижение окружной скорости необходимо при бурении абразивных пород, т. к. в этих условиях повышается износ резцов и уменьшается диаметр скважины.

В начале рейса идет приработка новой коронки для исключения скола ее резцов в зауженном призабойном участке ствола или о пенек керна. С этой целью в течение 15–20 мин коронка работает при пониженной осевой нагрузке (2–2,5 кН), минимальной частоте вращения и повышенном расходе промывочной жидкости. Затем устанавливается рабочий режим.

Заклинивание керна в мягких породах осуществляется вращением без промывки. При этом способе забой углубляется на 20–30 см при повышенной осевой нагрузке без промывки. Образующийся в это время керн имеет увеличенный диаметр и является своеобразной пробкой, удерживающей ранее выбуренный керн при подъеме снаряда.

В трещиноватых скальных породах заклинивание керна часто осуществляется кусочками твердых пород, битым стеклом, кусками мягкой проволоки. Заклиненный керн отрывается от забоя кратковременным включением вращения снаряда. В монолитных породах заклинивание и срыв керна осуществляется кернорвателями.

Бурение алмазными коронками. Скважины в мягких и средней твердости породах забуривают твердосплавной, в твердых и крепких – импрегнированной алмазной коронкой. Снаряд в скважину спускают плавно, без рывков для исключения разрушения матрицы алмазной коронки. После постановки новой коронки на забой она должна быть приработана в течение 15–20 мин при минимальных частоте вращения и осевой нагрузке. Основным параметром технологического режима, бурения алмазными коронками является частота вращения, которая достигает 1500 об/мин и более. Частота вращения рассчитывается по формуле (5.3). Рекомендуемые значения окружной скорости коронки в зависимости от ее типа, категории и трещиноватости пород назначаются в пределах v_o=1,5÷3,5 м/с. Частота вращения снижается при проходке сильнотрещиноватых раздробленных

пород, а также пород высокой абразивности, интенсивно изнашивающих инструмент.

Осевая нагрузка P на алмазную коронку (в кН):

$$P=p_o \cdot S, \qquad (5.4)$$

где p_0 – удельная нагрузка на рабочий торец коронки, кН/см^2; для однослойных коронок p_o=0,6÷1,2 кН/см^2, для импрегнированных p_o=0,7÷1,3 кН/см^2;

S – площадь рабочего торца коронки за вычетом площади промывочных каналов, см^2.

Осевая нагрузка, увеличивается с ростом частоты вращения коронки, твердости разбуриваемых пород и крупности объемных алмазных зерен. С увеличением трещиноватости пород осевая нагрузка снижается.

Расход промывочной жидкости вычисляется по формуле (4.8). Скорость восходящего потока промывочной жидкости должна быть не менее 0,6–0,9 м/с. В качестве промывочной жидкости обычно применяют воду, в сложных условиях – эмульсионные, полимерные и мало-глинистые растворы. Использование обычных глинистых растворов нежелательно, т. к. они замазывают алмазные зерна матрицы, что ведет к резкому снижению скорости бурения.

Важной характеристикой является величина выпуска алмазов из тела матрицы коронки. Выпуск зерен должен находиться в соответствии с твердостью разбуриваемых пород и твердостью матрицы коронки. Если бурятся крепкие породы коронкой, твердость матрицы которой минимальна, то в результате быстрого износа последней зерна выпадают из торца матрицы и не производят разрушения забоя. При твердости матрицы, значительно превышающей твердость разбуриваемых пород, зерна в результате абразивного износа могут зашлифоваться в теле матрицы, что приводит к прекращению разрушения забоя. Другими словами, нужно соблюдать определенное соотношение между скоростью абразивного износа алмазных зерен и твердосплавной матрицы с таким расчетом, чтобы величина выпуска зерен из-под торца матрицы в процессе бурения оставалось постоян-

ной и равной 10–15 % от среднего диаметра зерен, которыми вооружена матрица коронки.

Одним из технологических приемов ликвидации зашлифования матрицы коронки является засыпка на забой кусочки твердых пород (например, кварцитов). При включении вращения упомянутые кусочки, перекатываясь под телом матрицы, разрушают в первую очередь более мягкий материал, входящий в состав последней. В результате алмазные зерна обнажаются, а зашлифовка матрицы ликвидируется.

Для срыва керна в монолитных и слаботрещиноватых породах используется кернорвательное устройство, в трещиноватых заклинивание можно проводить дробленым фарфором или стеклом, частицами крепких пород, кусками мягкой проволоки.

Высокие частоты вращения, характерные для алмазного бурения, вызывают вибрации снаряда. При этом бурильные трубы испытывают большие нагрузки, возрастает расход мощности на вращение снаряда, наблюдается повышенный износ коронок, снижается количество керна в результате его дробления и самозаклинивания. Для снижения вибраций используется гладкоствольный буровой снаряд ниппельного соединения, имеющий зазор со стенками скважины не более 1,5–2 мм. Колонковый набор, бурильные трубы и их соединения должны быть прямолинейными и соосными. Снаряд оснащается центраторами и забойными амортизаторами. Действенные средства снижения вибраций – нанесение на поверхность бурильных труб антивибрационных смазок и эмульсионных жидкостей. Производительность бурения алмазными коронками в твердых породах категорий по буримости значительно выше, чем другими способами, и достигает 600– 1000 м/ст.-мес.

Параметры технологического режима колонкового бурения разрабатываются для каждой разновидности пород разреза и заносятся в геолого-технический наряд по форме, данной в табл. 5.2.

Таблица 5.2

Геолого-технический наряд на бурение скважины

Назначение скважины _____, глубина _____

Вышка_____ Бурильные трубы_____Продолжительность бурения_____

Станок_____ ___ УБТ_____ Производительность, м/ст.-мес_____

Двигатель_____ Труборазворот _____

Насос_____

Масштаб	Геологическая часть							Техническая часть						
	Стратиграфический индекс	Литологическая колонка	Описание пород	Мощность	Интервалы возможных осложнений	Категория породы по буримости	Проектируемый выход керна	Конструкция скважины	Тип и размер породоразрушающего инструмента и колонкового снаряда	Параметры режима бурения			Оснастка талевой системы	Исследовательские работы
										Осевая нагрузка, Н	Частота вращения бурового снаряда, об/мин	Расход, л/с, и качество промывочной жидкости		

Бурение снарядами со съемными керноприемниками. Важный резерв повышения производительности проходки скважин – сокращение времени на спускоподъемные операции. При традиционном способе колонкового бурения требуется поднимать буровой снаряд через каждые 2–5 м углубления скважины, несмотря на то, что современные алмазные коронки имеют высокую износостойкость и обеспечивают проходку от 20 до 200 мм. Поэтому с повышением глубины скважины затраты времени на проведение ОТО быстро увеличиваются, а время на углубление забоя снижается. В среднем чистое время колонкового бурения составляет лишь 20–30 % общего времени проходки скважин. Один из перспективных путей повышения рейсовой скорости бурения – проходка скважин снарядами со съемными керно-приемниками (ССК).

Пионером в разработке и промышленном использовании (с начала 50-х годов) наборов со съемными керноприемниками является американская фирма «Лонгир».

На территории СНГ в практику внедрены комплексы ССК-76 (59, 46) конструкции геологической службы бывшего СССР. По конструкции принципиально не отличающиеся от комплекса фирмы Boart Longyear. В комплекс входит высокоскоростная лебедка и специальный проходной сальник.

Снаряд при бурении со съемными керноприемниками состоит из гладкоствольной (по наружному и внутреннему диаметрам) бурильной колонны и колонкового набора.

Колонковый набор (рис. 5.11, *а*) состоит из двух основных частей: наружной – ведущей – и внутренней – керноприемной.

Наружная часть колонкового набора состоит из последовательно соединенных резьбами переходника *1* на бурильные трубы, специализированного переходника *8*, наружной колонковой трубы *15*, расширителя и алмазной коронки *21*.

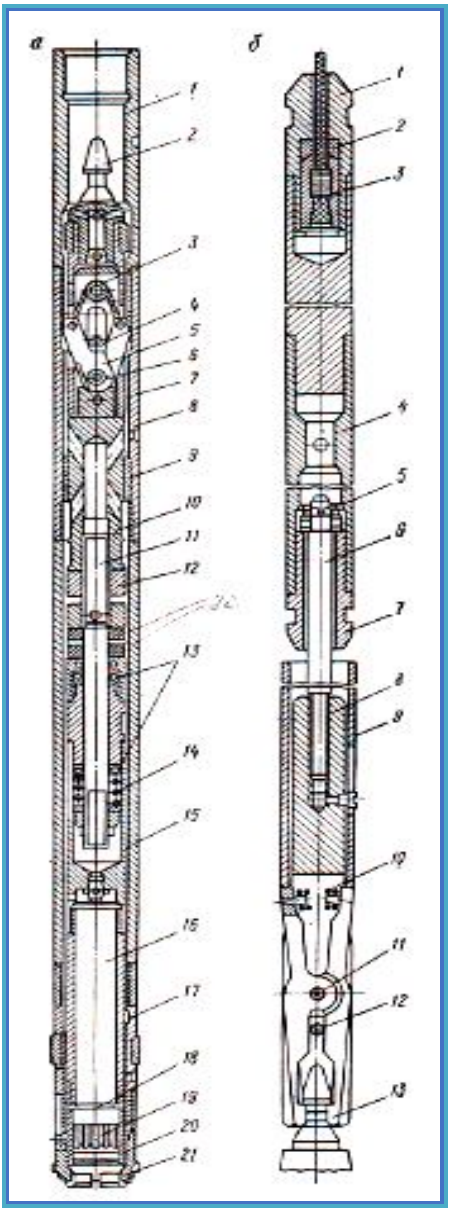


Рис. 5.11. Колонковый набор (*а*) ССК и овершот (*б*)

К внутренней керноприемной трубе *16* съемной части набора снизу присоединяется кернорватель, в корпус *20* которого вложены пружинное кернорвательное кольцо *19* и упорное *18*, ограничивающее его движение вверх. Верхняя часть керноприемной трубы соединена с подшипниковым узлом, исключающим ее вращение и обеспечивающим сохранение керна от разрушения. Два упорных подшипника *13* этого узла расположены на шпинделе *11* и поджаты пружиной *14*. Верхняя резьбовая часть шпинделя соединяется с удлинителем *10*. В продольном пазе удлинителя на оси *6* размещены две защелки *5*, разжимаемые пружиной *3* и фиксирующие положение съемного керноприемника в наружной части колонкового набора. На верхнюю часть удлинителя *10* надета втулка *7*, соединенная с удлинителем пальцем *4* и свободно перемещающаяся по нему в пределах овального паза под палец. Втулка *7* резьбой соединяется с головкой *2*, за которую захватывается и извлекается съемный керноприемник.

В рабочем положении керноприемник опирается на кольцо *9*, установленное в цилиндрической проточке специализированного переходника *8*. Крутящий момент верхней частью керноприемника воспринимается через разведенные защелки *5* от зуба переходника на бурильные трубы *1*. Этот переходник на наружной поверхности имеет релитовые наплавки, центрирующие верхнюю часть колонкового набора в скважине. Нижняя часть невращающейся при бурении керноприемной трубы *16* центрируется с помощью стабилизатора *17*, представляющего собой подшипник скольжения (бронзовая втулка с канавками для прохода промывочной жидкости), установленный в цилиндрической проточке расширителя. Между нижним концом корпуса кернорвателя и алмазной коронкой необходим зазор 2–4 мм, устанавливаемый при сборке колонкового набора ввинчиванием или вывинчиванием шпинделя *11* из удлинителя *10*. Контргайкой *12* фиксируется положение внутренней керноприемной трубы. Между подшипниковым узлом *13* и контргайкой *12* расположен сигнализатор самозаклинивания керна представляющий две резиновые шайбы. Самозаклинивание керна представляет своеобразную пробку, которая препятствует углублению забоя. Дей-

ствующая осевая нагрузка вызывает сжатие резиновых шайб сигнализатора и их расширение в фильтре. В результате перекрывается кольцевой зазор для прохода бурового раствора и скачок давления на манометре бурового раствора.

Керноприемник в собранном колонковом наборе должен иметь люфт 2–3 мм между защелками *5* и торцом переходника на бурильные трубы *1*, необходимый для свободного складывания защелок при извлечении керноприемника.

Для извлечения наполненного керном съемного керноприемника, а также спуска последнего в сухие скважины применяется **овершот** (рис. 5.11, *б*), в пазах корпуса *8* овершота на оси *11* закреплены защелки *13*. Концы защелок разжимаются пружиной *10*, надетой на штифты. Круговое вращение защелок вокруг оси *11* ограничено штифтом *12*, закрепленным концами в корпусе *8*. В нижней части корпуса овершота имеется цилиндрическая проточка, в которую заходит съемная головка керноприемника при захвате ее защелками. В верхнюю часть корпуса ввинчина тяга *6*, по которой перемещается грузовая труба *4*, имеющая нижнюю пробку *7*, ограничивающую перемещение грузовой трубы вверх по тяге за счет гайки *5*, навинченной на верхнюю часть тяги. Овершот спускается в скважину на канате лебедки керноприемника. Конец каната закреплен в замке, корпус *1* которого ввинчен в верхнюю часть грузовой трубы *4*. Наличие в замке бронзовой пяты *2* позволяет избежать скручивания каната за счет проворачивания втулки *3* в корпусе *1*. Для ускорения спуска овершота в наклонные скважины между грузовой трубой и корпусом канатного замка устанавливают утяжелитель.

Алмазные коронки для бурения с ССК должны обладать высокой износостойкостью. Чем выше стойкость коронок, тем выше эффективность бурения ССК.

При использовании ССК применяется гладкая снаружи и внутри бурильная колонна, соединяемая: методом «труба в трубу». В комплексе КССК-76 соединение труб муфтовое, что дает возможность применить стандартное оборудование для СПО. Для бурения комплексом ССК (КССК) разработаны специальные алмазные коронки, обладающие высокой износостойкостью.

Внедрение снарядов со съемными керноприемниками позволило повысить производительность бурения в 1,3–3 раза по сравнению с традиционным бурением алмазными коронками при снижении стоимости 1 м скважины на 20–30 %, а также повысить выход керна до 80–100 % при бурении трещиноватых пород и руд.

Область применения ССК ограничивается породами VII–IX (реже X) категорий по буримости. В этих породах алмазные коронки обладают наибольшей стойкостью. Применение ССК неэффективно при пересечении стволом поглощающих зон и неустойчивых интервалов, в сильно искривленных скважинах и при малой глубине бурения.

Рекомендуемые режимные параметры бурения ССК и КССК приведены в табл. 5.3.

Таблица 5.3

Рекомендуемые параметры режима бурения ССК

Параметры	ССК-46	ССК-59	ССК-76	КССК-76
Максимальная частота вращения снаряда, об/мии	2000	1500	1000	1000
Предельная осевая нагрузка на коронку, даН	1200	1600	1800	2000
Расход промывочной жидкости, л/мин	10-20	15-60	30-70	30-100
Давление жидкости, Мпа	<4-6			
Вид промывочной жидкости	Вода, эмульсионные, полимерные, полимербентонитовые растворы с малым содержанием твердой фазы (< 4–5 %)			

Приработка, коронок при работе ССК и КССК осуществляется при пониженных режимах: частота вращения снаряда – 150–250 об/мин, осевая нагрузка – 300–400 даН; расход промывочной жидкости – 20–30 л/мин. При бурении трещиноватых породах частота вращения снаряда также понижается по отношению к указанной в табл. 5.3.

Бескерновое бурение применяется при детальной разводке твердых полезных ископаемых, когда разрез вмещающих пород

хорошо изучен на предшествующих стадиях работ. В этих условиях отбор керна производится лишь по рудной зоне. Бескерновое бурение используется при поисково-разведочных работах, когда геологическая информация обеспечивается по шламу, опробованием грунтососами и методами скважинной геофизики. Отсутствие керна, тормозящего процесс проходки скважины, высокая прочность породоразрушающих инструментов, дающая возможность прилагать значительные осевые нагрузки, обуславливают большую производительность и меньшую стоимость бескернового бурения. Удельный вес этого способа проходки скважин составляет около 25 % от общего объема разведочного бурения на твердые полезные ископаемые. Для бескернового бурения разведочных скважин применяются те же породоразрушающие инструменты, что и для роторного бурения (лопастные, шарошечные, алмазные долота), но малого диаметра: 59, 76, 93, 112, 132 и 151 мм (см. гл. IV).

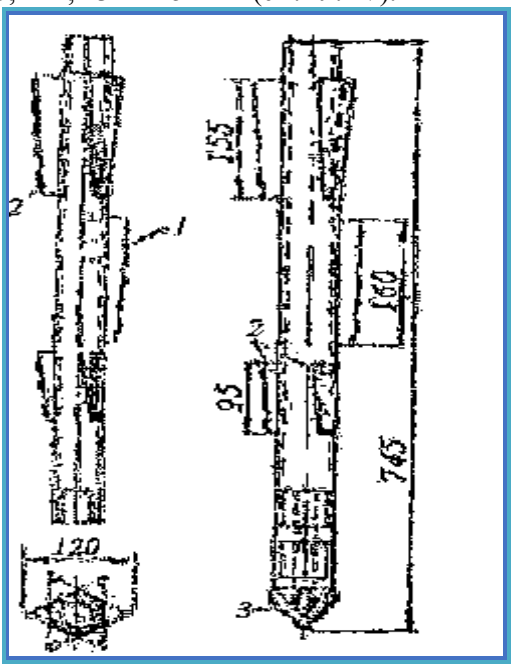


Рис. 5.12. Пикобур конструкции В. П. Новикова

Для бурения в пластичных мягких породах I–IV категорий по буримости широко применяются пикобуры. Наиболее распространен пикобур Новикова (рис. 5.10),представляющий трубчатый корпус *1*, к которому приварены в 3 ряда девять трапецеидальных ребер *2*.

Угол между ребрами каждого яруса составляет 120°. На нижний конец корпуса навинчен пирамидальный пилот 3 с каналом для прохода промывочной жидкости. Ребра корпуса и пилота вооружены твердосплавными штырями. Параметры технологического режима бескернового бурения рассчитываются так же, как при роторном бурении (см. гл. IV § 6). При использовании пикобуров удельная нагрузка на 1 см диаметра долота P_0=0,6–0,7 КН/см, скорость восходящего потока, раствора $v_{вп}$=0,6–0,8 м/с, окружная скорость вращения инструмента $v_{окр}$= 0,8–1,4 м/с.

6.6. Бурение с гидротранспортом керна

Весьма перспективным направлением повышения производительности колонкового бурения и качества опробования является бурение с извлечением керна потоком промывочной жидкости. При этом способе углубление забоя и транспортировка керна совмещены во времени. Время чистого бурения достигает 80 % общего времени проходки при 100 %-ном выносе керна. Этот способ применяется при бурении поисковых и картировочных скважин в породах I–IV категорий по буримости с пропластками пород VI–VII категорий. Принципиальная схема бурения с гидротранспортом керна показана на рис. 5.13. Буровой снаряд представляет собой двойную колонну бурильных труб *3, 4* с твердосплавной коронкой 1 на конце. Промывочная жидкость нагнетается в кольцевой зазор колонны и выбрасывается в центральный канал выше забоя. Коронка охлаждается жидкостью, поступающей под ее торец в результате утечек. Основной поток, поступающий в центральный канал, захватывает выбуренный керн *5*, который ломается на транспортабельные куски керноломом *2* и транспортирует его на поверхность. Пройдя через сальник *6* и керноотводящий рукав *8*, куски керна *5* поступают в лотки керноприемного устройства *7*.

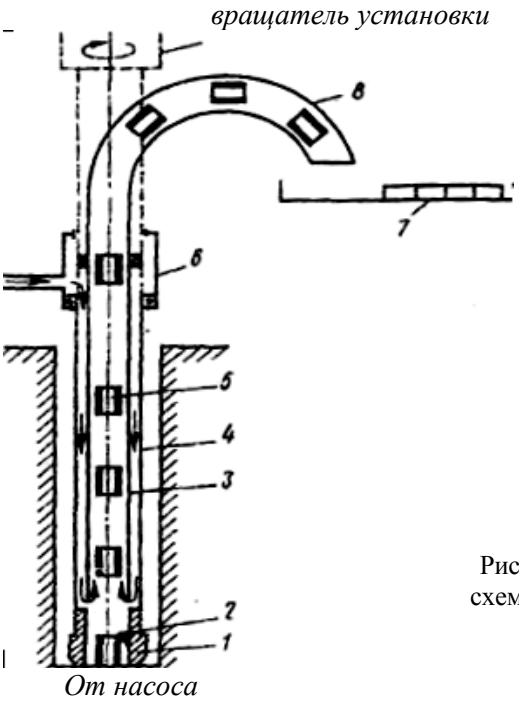


Рис. 5.13. Принципиальная схема бурения с гидротранспортом керна

Для бурения с гидротранспортом керна в бывшем СССР созданы комплексы технических средств КГК-100 и КГК-300 для бурения на глубину соответственно 100 и 300 м, диаметры скважин составляют 76, 84 и 93 мм. В состав обоих комплексов входит буровая установка УРБ-2А-2, на которой смонтирован насос НБ4-320/63 и прицеп с керноприемным устройством, а также входят специальные твердосплавные коронки, двойная бурильная, колонна, состоящая из отдельных секций, буровой сальник, элеватор, стеллажи для укладки бурильных труб.

Комплексы отличаются лишь типом бурильной колонны: в комплексе КГК-100 наружные трубы – стальные, в КГК-300 – легкосплавные. Наружные трубы бурильной колонны соединяются ниппелями и муфтами, внутренние трубы, выполненные из легкого сплава Д16Т, телескопические с резиновыми кольцевы-

ми уплотнениями, обеспечивающими высокую герметичность колонны. Буровой сальник, соединенный со шпинделем подвижного вращателя, обеспечивает подачу промывочной жидкости и отвод ее вместе с керном и шламом в керноприемное устройство.

К параметрам технологического режима бурения с гидротранспортом керна относятся осевая нагрузка, расход промывочной жидкости, частота вращения бурильной колонны, высота и частота ее расхаживания (периодический подъем снаряда на определенную высоту и его постановка на забой). Необходимость расхаживания обусловлена тем, что при углублении снаряда нарастает величина крутящего момента, необходимого для его вращения. В свою очередь, причиной этого является недостаточная проработка ствола скважины, поэтому часть породы выдавливается в затрубное пространство и может вызвать прихват бурильной колонны.

Параметры технологического режима при благоприятных геологических условиях следующие: частота вращения снаряда 200–300 об/мин, осевая нагрузка на забой 5–16 кН, расход промывочной жидкости 180–300 л/мин; параметры расхаживания: после углубления скважины на 0,1–0,8 м – подъем снаряда на 0,1–0,5 м (при бурении плотных пород), после углубления на 1– 2 м – подъем снаряда на 0,5–1 м (при бурении мягких пород).

В сложных геологических условиях, связанных с поглощениями промывочной жидкости и пересечением скважиной неустойчивых пород, необходимо применять растворы с высокой несущей способностью, небольшой водоотдачей, хорошей глинизирующей способностью. Свойства растворов улучшают добавкой полимеров (гипан К-9) в количестве 1,5–2 % от объема раствора.

При бурении с гидротранспортом керна получают высокие технико-экономические показатели: механическая скорость бурения в породах II–III категорий по буримости составляет 25–100 м/ч, а в породах IV–V категорий – 5–10 м/ч; средняя месячная производительность – 4,5 тыс. м при 12-тичасовом рабочем дне, а рекордная – 18 и даже 20 тыс. м. Один комплекс КГК заменяет 4–6 установок колонкового бурения.

Дальнейшее совершенствование этого способа проходки скважин должно идти в направлении расширения диапазона разбуриваемых по род и создания технических средств для бурения скважин глубиной до 500 м диаметром 112–190 мм. Для решения первой задачи необходим буровой снаряд, обеспечивающий интенсивное охлаждение коронки при бурении твердых пород и эффективное разделение поступающего керна на транспортабельные куски. При решении второй задачи можно будет эффективно соорудить и опробовать гидрогеологические скважины.

5.7. Основные положения методики проверочных расчетов бурового оборудования

Выбранный технологический инструмент и основные узлы буровой установки (привод, лебедка, вращатель станка; буровой насос, буровая мачта) проверяются на пригодность для бурения проектируемой скважины.

Бурильная колонна проверяется на прочность в процессе бурения при действии статических и знакопеременных нагрузок.

В первом случае условие прочности выразится так:

$$n_o = \frac{[\sigma_{\text{д}}]}{\sqrt{\sigma_{\text{д}}^2 + 4\tau^2}} \geq 1{,}5 \div 1{,}7, \qquad (5.5)$$

где n_o – коэффициент запаса прочности бурильных труб при статических нагрузках;

$[\sigma_m]$ – допустимый предел текучести материала бурильных труб;

σ_P – наибольшие растягивающие напряжения от веса бурильной колонны;

τ – максимальная величина касательных напряжений, вызванных кручением колонны.

При действии знакопеременных нагрузок бурильная колонна проверяется на выносливость, т. е. на выполнение условия:

$$n_{\Sigma} = \frac{n_{\sigma} n_{\tau}}{\sqrt{n_{\sigma}^2 + n_{\tau}^2}} \geq 1{,}3, \qquad (5.6)$$

где n_{Σ} – суммарный коэффициент запаса на выносливость;

n_{σ}, n_{τ} – соответственно коэффициенты запаса прочности по нормальным и касательным напряжениям.

Методика расчетов величин, входящих в формулы (5.5) и (5.6) изложена в справочной литературе [13]. При выполнении условий (5.5) и (5.6) бурильная колонна выдержит нагрузки при бурении проектируемой скважины.

Буровой насос проверяется на необходимый расход (подачу) и давление промывочной жидкости, а также на мощность привода.

Необходимый расход промывочной жидкости определяется по формуле (4.8) или, более точно, по методике, изложенной в работах [5, 15], с учетом размеров и плотности бурового шлама и свойств бурового раствора.

Потребное давление $P_н$, которое должен развивать насос, рассчитывается по формуле

$$P_н = K(P_1 + P_2 + P_3 + P_4 + P_5), \text{ Мпа}, \qquad (5.7)$$

где K =1,3÷1,5 – коэффициент запаса на преодоление сопротивлений в зашламованной скважине;

P_1 – давление на преодоление гидравлических сопротивлений при движении жидкости в нагнетательном шланге, сальнике, ведущей трубе, бурильных трубах и УБТ (при их наличии);

P_2 – давление на преодоление сопротивлений при движении жидкости в соединениях бурильной колонны;

P_3 – давление на преодоление сопротивлений при движении жидкости в кольцевом пространстве скважины;

P_4 – давление на преодоление сопротивлений в колонковом снаряде, коронке или долоте;

P_5 – давление, равное перепаду давления в гидроударнике (в случае применения гидроударно-вращательного бурения).

Методика вычисления величин, входящих в формулу (5.7), изложена в работах [5, 15].

Особенности расчетов необходимого расхода и давления воздуха при бурении с продувкой изложены в работе [20].

Необходимая мощность N_H для привода насоса рассчитывается по формуле:

$$N_H = QP_H/\eta_H\eta, \quad \text{кВт}, \tag{5.8}$$

где Q – необходимый расход (подача) насоса, м^3/с;

$P_н$ – потребное давление насоса;

где Q и $P_н$ рассчитываются по формулам (4.8) и (5.7);

$\eta_н$, η – соответственно к.п.д. насоса и трансмиссии от двигателя до насоса.

Обычно

$$\eta_H \cdot \eta = 0{,}7 \div 0{,}8.$$

Необходимая мощность двигателя $N_{дв}$ буровой установки рассчитывается на бурение $N_б$ и на подъем снаряда $N_п$ из скважины.

Мощность $N_б$, расходуемая на собственно бурение, складывается из трех составляющих:

$$N_Б = N_З + N_Т + N_{СТ}, \text{ кВт}, \tag{5.9}$$

где $N_З$ – мощность, расходуемая на разрушение забоя скважины;

$N_Т$ – мощность, расходуемая на вращение бурильной колонны;

$N_{ст}$ – мощность, расходуемая в трансмиссии и других узлах бурового станка.

Мощность $N_п$ на подъем снаряда определяется по формуле:

$$N_п = G_{кр}\, v_к /\eta_к\, \lambda, \text{ вт}, \tag{5.10}$$

где $G_{кр}$ – нагрузка на крюке при подъеме снаряда, Н;

$v_к$ – скорость подъема крюка, м/с;

$\eta_к$ – коэффициент полезного действия передач от двигателя до крюка;

λ – коэффициент перегрузки двигателей (электрического или дизельного).

Величины, входящие в (5.9) и (5.10), рассчитываются по формулам, приведенным в работе [13].

Рассчитанные по формулам (5.7), (5.9), (5.10) мощности $N_н$, $N_б$, $N_п$ сравниваются с паспортными данными мощности соответствующих узлов буровой установки. Если паспортные данные больше расчетных, это означает, что мощности приводов достаточно для бурения проектируемых скважин и подъема снаряда.

Выбранная вместе с буровой установкой мачта проверяется на грузоподъемность по условию:

$$KQ_о \leq Q_{ном}, \qquad (5.11)$$

где $K = 3$ – коэффициент запаса;

$Q_о$ – нагрузка на кронблок мачты, рассчитывается по формулам, приведенным в работах [13, 21];

$Q_{ном}$ – номинальная грузоподъемность мачты (берется из технической характеристики буровой установки).

5.8. Бурение по полезному ископаемому и мероприятия по повышению выхода керна

При колонковом бурении важнейшая задача – получение представительного керна, т. е. керна, по которому с высокой достоверностью можно судить о характеристиках пород и полезных ископаемых.

Количество отобранного керна чаще всего характеризуется его линейным выходом (в %):

$$B_{кл}=(l_к/l_р)\cdot 100, \qquad (5.12)$$

где $l_к$ – длина извлеченного керна, м;

$l_р$ – длина рейса, м.

В соответствии с методикой опробования необходимо, чтобы с единицы длины скважины выход керна составлял 100 %. Если этот принцип нарушается, представительность пробы снижается и тем больше, чем неравномернее оруденение в опробу-

емом интервале и чем больше полезного компонента истирается, вымывается и уносится со шламом в процессе формирования керна.

Так как во многих случаях 100 %-ный выход керна получить не удается, вводится понятие минимально допустимого выхода керна. Для подавляющего большинства полезных ископаемых минимально допустимый выход керна, обеспечивающий достаточную представительность, устанавливается не ниже 70–80 %. Однако на практике часто получают неудовлетворительный выход керна (ниже допустимого) или его низкое качество. Это происходит по геологическим, техническим, технологическим и организационным причинам.

К геологическим факторам, снижающим выход керна, относятся различие физико-механических свойств пород, слагающих выбуриваемый керн (прочность, анизотропия, степень и направление трещиноватости, чередование пород по твердости, растворяемость и размываемостъ пород). К техническим факторам относятся конструкция и качественное состояние колонкового набора и бурильной колонны. Технологические факторы обусловлены нарушением режима, бурения (чрезмерные расход промывочной жидкости и осевая нагрузка, большая длина рейса, малый диаметр скважины и т. д.). К группе организационных факторов относятся квалификация буровой бригады, организация и материально-техническое снабжение буровых работ.

В качестве примера, иллюстрирующего влияние факторов первых трех групп (влияние факторов четвертой группы очевидно), рассмотрим процесс формирования керна обычным одинарным колонковым набором (рис. 5.14) [6].

Внешними нагрузками, приложенными к нему, являются осевая нагрузка G и крутящий момент $M_{кр}$. Забой очищается промывочной жидкостью по прямой схеме с расходом Q. Под действием указанных нагрузок углубляется кольцевой забой, а формирующийся керн входит в колонковую трубу. Если керн представлен мягкими породами, то основной фактор снижения его выхода – действие потока промывочной жидкости. Особенно велика суммарная сила лобового сопротивления P, действующая на торец керна. В результате происходит размыв

рыхлых несвязных пород (пески, супеси), их распускание в растворе (глинистые породы) или растворение (каменные соли).

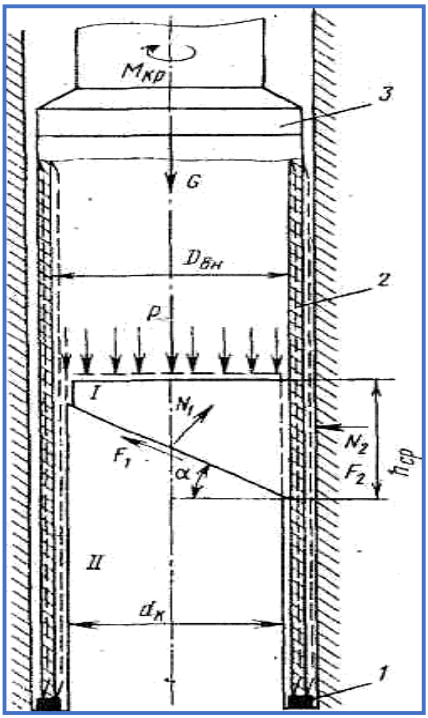


Рис. 5.14. Схема формирования керна одинарным колонковым набором:
1– коронка; 2 – колонковая труба; 3 – переходник

При бурении достаточно прочных пород, не размываемых струёй промывочной жидкости, основными факторами разрушения керна являются трещиноватость и перемежаемость пород по твердости, внешние нагрузки, приложенные к колонковому набору, а также несбалансированность отдельных элементов бурового снаряда.

Допустим, что формирующийся керн пересекает естественная трещина под углом α к горизонтальной плоскости (рис. 5.13). Тогда под влиянием силы P, обусловленной действиями жидкости и веса керна, его верхний кусок I может переместиться при определенной величине угла α вниз по плоскости трещины. В результате заклинивания куска I относительно колонковой трубы и куска II возникают нормальная реакция N_1 и распорная сила N_2. Эти силы вызываются осевой нагрузкой G, которая при заклинивании будет приложена к верхнему куску I. На границах керн–керн и кернколонковая труба возникнут силы трения $F_1=f_1N_1$; $F_2=f_2N_2$ (где f_1 и f_2 – коэффициенты трения на границах керн–керн и керн–колонковая труба). Самозаклинивание керна, наступает в том случае, когда становится невозможным движение верхнего куска в вертикальном направлении относительно

колонковой трубы и вверх по плоскости трещины. Решая уравнения равновесия для куска I, можно найти с учетом указанных двух условий предельный угол наклона трещины α, при котором наступает самозаклинивание керна: $\alpha_1 \geq arctg\ f_1$; $\alpha_2 \geq arctg\ f_2$. Учитывая, что коэффициенты трения на границах порода-порода и порода-сталь равны соответственно f_1=0,3–0,4 и f_2=0,6–0,8, можно сделать вывод о том, что самозаклинивание керна происходит при углах наклона трещин более 30–40°.

Необходимо также учесть, что под влиянием осевой нагрузки и крутящего момента, колонковый набор изгибается, и возникают поперечные колебания его в скважине. В результате появляется поперечная сила N_n, которая, суммируясь с силой N_2, вызывает изгиб пенька керна, а при вращении колонкового набора и углублении скважины – его сжатие и скручивание. В результате происходит отделение керна по основанию или ослабленному сечению (пропласток, прожилка в керне, мягкая порода). Заклиненные куски в колонковой трубе препятствуют продвижению вновь формирующегося керна, вызывая его истирание и снижение выхода.

Прочность керна возрастает с увеличением его диаметра. Это подтверждает практика колонкового бурения, показывающая, что при алмазном бурении 76 мм коронками выход керна на 5–10 % выше, чем при бурении 46 мм коронками. Такое же соотношение остается при твердосплавном бурении коронками диаметрами 93 и 59 мм.

Использование неисправного технологического инструмента (искривленные колонковые и бурильные трубы) приводит к возникновению поперечных вибраций и сил, разрушающих керн. Разрушение керна может наступить даже в начальный период его формирования при несоосности коронки и колонковой трубы. Для повышения выхода керна применяются специальные технические средства и способы бурения: одинарные снаряды с обратной промывкой, бурение без промывки, двойные колонковые снаряды, опробование по шламу и т. д.

Одинарные снаряды с обратной промывкой. Эта группа снарядов защищает керн от самозаклинивания и применяются для повышения его выхода в сильнотрещиноватых и перемежа-

ющихся по твердости породах. В этих снарядах прямая промывка преобразуется в призабойной части в обратный поток, движущийся вверх в кольцевом зазоре между керном и колонковой трубой. В результате при определенном расходе жидкости предотвращается смещение куска керна I (рис. 5.14) по плоскости трещины и исключается его самозаклинивание. Необходимый для этого расход обратного потока (в м^3) определяется по формуле [1].

$$Q = \sqrt{\frac{\pi^3 g\left(D_{вн} - d_k^2\right)\left(\rho_k - \rho_{ж}\right) d_k h_{ср}\left(f_1 \sin 2\alpha - 2\sin^2\alpha\right)}{64 C_k t p_{ж}}},. \qquad (5.13)$$

где g –ускорение свободного падения, м/с^2;

D_m – внутренний диаметр колонковой трубы, м; $d_к$ – диаметр керна, м; $\rho_к$ и $\rho_{ж}$ – плотности соответственно керна и промывочной жидкости, кг/м^3;

$h_{ср}$ – средняя высота куска керна (расстояние между трещинами), м;

$C_к = 0{,}9$ – гидравлический коэффициент сопротивления;

t – зазор между керном и колонковой трубой, м.

Для возбуждения обратного потока созданы две группы средств: пакерные и эжекторные снаряды. В устройствах первого типа прямой поток в бурильных трубах преобразуется в обратный в керноприемной трубе с помощью специальных пакеров, расположенных выше канала выброса прямого потока в затрубное пространство и создающих дополнительные гидравлические сопротивления. Наибольшее распространение получили эжекторные снаряды, в которых обратная призабойная циркуляция создается с помощью струйных насосов (эжекторов). Одинарный эжекторный снаряд (рис. 5.15) состоит из переходника *1*, эжектора (насадка) *2*, камеры смешения с диффузором *3*, колонковой трубы *4* и буровой коронки *6* с кернрвателем *5*. При бурении прямой поток жидкости с большой скоростью выбрасывается из узкой насадки *2* и создает в камере диффузора пониженное давление. В результате основной поток увлекает за собой в эту область жидкость, которая проходит че-

рез диффузор и выбрасывается в затрубное пространство, где разделяется. Один поток идет вверх, вынося мелкие частицы шлама, а второй (эжектируемый) движется к забою за счет пониженного давления в камере диффузора. Этот поток охлаждает коронку, захватывает шлам и по зазору между керном и колонковой трубой вновь засасывается в камеру диффузора. Керн заклинивается осаждающими кусочками шлама при отключении насоса.

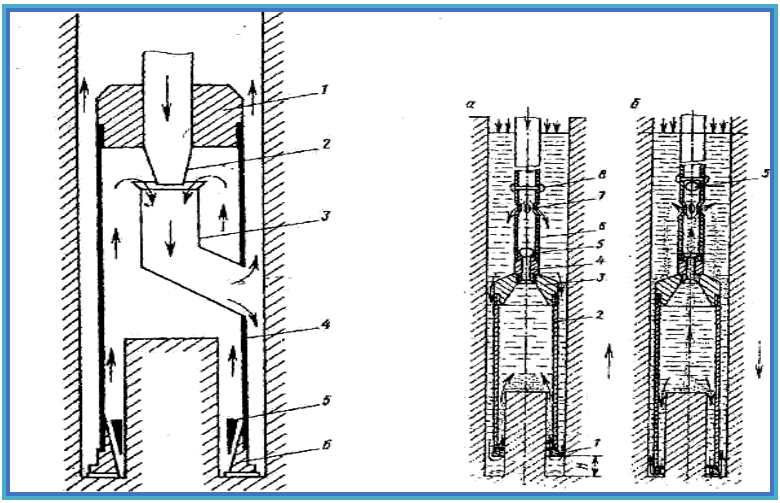


Рис. 5.15. Принципиальная схема при безнасосном бурении

Рис. 5.16. Схема работы снаряда одинарного эжекторного снаряда

Безнасосное бурение. При этом способе бурения обратный поток промывочной жидкости возбуждается за счет расхаживания бурового снаряда при отключенном насосе. Для создания призабойной циркуляции в скважине Должен находиться столб жидкости высотой не менее 10–12 м.

Схема работы снаряда при безнасосном бурении показана на рис. 5.16. При движении колонкового снаряда вверх на высоту *H* (рис. 5.16, *а*) шаровой клапан *5* перекрывает отверстие ниппеля *4*. Внутри колонковой трубы *2*, соединенной переходником *3* с ниппелем *4*, создается разрежение. В результате жид-

кость с забоя устремляется в колонковую трубу, охлаждая коронку *1* и захватывая частицы шлама. Жидкость, находящаяся над клапаном, изливается в скважину через отверстия *7* шламопроводящей трубки *6*.

При движении вниз бурового снаряда *9* (рис. 5.16, *б*) основная масса промывочной жидкости со шламом под действием возрастающего давления открывает клапан *5*, перемещение которого ограничивается штифтом *8*, проходит по шламоотводящей трубке *6* и через отверстия *7* последней изливается в скважину.

К параметрам технологического режима безнасосного бурения относятся осевая нагрузка, частота вращения коронки, частота расхаживания и высота подъема снаряда. Осевая нагрузка при диаметре скважины 93–112 мм изменяется от 1,5–2 кН при бурении мягких пород до 3–4 кН при бурении более твердых при частоте вращения 100–150 об/мин. Частота расхаживания составляет 10–30 в 1 мин, причем верхний предел назначается для более плотных пород. Высота подъема снаряда при расхаживании связана обратной зависимостью с частотой и находится в пределах 5–10 см при бурении скважин глубиной до 200 м. При этом виде бурения применяют твердосплавные коронки с минимальным выходом подрезных резцов. Заклинивание керна производится при вращении без расхаживания и промывки (бурение «всухую»).

Безнасосное бурение применяется для повышения выхода керна в мягких сыпучих породах и рудах, размываемых промывочной жидкостью (бокситы, бурые угли, мягкие железные руды и т. д.). Этот способ используется также при бурении инженерно-геологических и гидрогеологических скважин для получения керна с естественной влажностью и сохранения химического состава подземных вод. Целесообразная глубина скважин при безнасосном бурении – 150–200 м. Недостатки способа – ограниченность его применения твердостью разбуриваемых пород (V–VI категорий по буримости) и необходимость расхаживания, утомительного для бурильщика.

Двойные колонковые снаряды (ДКС). Эта группа технических средств является основной для получения кондиционного керна. В зависимости от способа соединения керноприемной

трубы с колонковым снарядом и схемы промывки выделяются следующие пять классов ДКС:

- с прямой промывкой и вращающейся при бурении керноприемной трубой (предотвращается размывание керна);
- с обратной промывкой и вращающейся при бурении керноприемной трубой (предотвращается вымывание и самозаклинивание керна);
- с прямой промывкой и невращающейся при бурении керноприемной трубой (предотвращается разрушение керна от поперечных вибраций колонковой трубы);
- с обратной промывкой и невращающейся при бурении керноприемной трубой (предотвращается самозаклинивание керна и его разрушение от поперечной вибрации колонковой трубы);
- с прямой промывкой и комбинированным соединением керноприемной трубы (предотвращается избирательное истирание и самозаклинивание керна).

Схема ДКС первого класса показана на рис. 5.18. Снаряд состоит из переходника *1*, соединенного резьбами с наружной *4* и внутренней керноприемной *3* трубами, буровой коронки *6* и кернорвателя *5*. При передаче крутящего момента вращаются обе трубы *3* и *4*. Промывочная жидкость через канал *а* переходника *1* проходит по кольцевому зазору между трубами и выбрасывается в призабойной части скважины. Часть жидкости, омывая керн и коронку, выходит в затрубное пространство. Оставшаяся во внутренней трубе *3* жидкость под действием возрастающего давления со стороны формирующегося керна открывает клапан *2* и по каналу *6* переходника изливается в затрубное пространство.

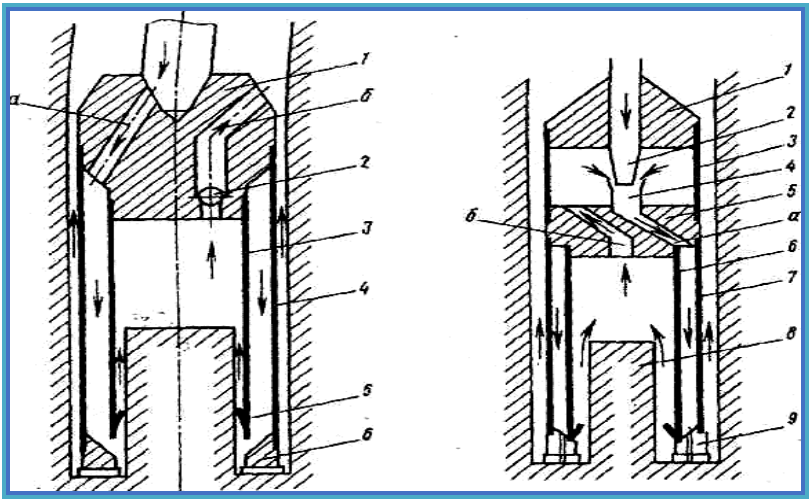


Рис. 5.17. Схема ДКС с прямой промывкой и вращающейся при бурении керноприемной трубой

Рис. 5.18. Схема ДКС с обратной промывкой и вращающейся при бурении керноприемной трубой

Устройство ДКС второго класса рассмотрим на примере двойного эжекторного снаряда (рис. 5.18). Переходники *1* и *5* при свинчивании с патрубком *3* образуют полость, в которой размещен эжектор, состоящий из насадки *2* и диффузора с камерой смещения *4*. На переходник *5* навинчены керноприемная *6* и наружная *7* трубы. К последней присоединена коронка *9*. Основной поток жидкости по каналу *а* переходника проходит в кольцевой зазор между трубами *6, 7*. В призабойной части поток разделяется: один поднимается по затрубному пространству, а второй по кольцевому зазору между керном *8* и керноприемной трубой, каналу *б* переходника 5 вновь вовлекается в камеру смешения.

Примером ДКС с невращающейся керноприемной трубой и прямой промывкой могут служить снаряды со съемным керноприемником (рис. 5.11, *а*). Последний не вращается в процессе бурения, т. к. подвешен на узле шарикоподшипников. Движение жидкости происходит так же, как в ДКС первого класса.

Примером двойных колонковых снарядов с невращающейся керноприемной трубой и обратным потоком промывочной жидкости могут служить эжекторные ДКС, у которых для остановки вращения керноприемная труба сопрягается с переходником при помощи подшипникового узла.

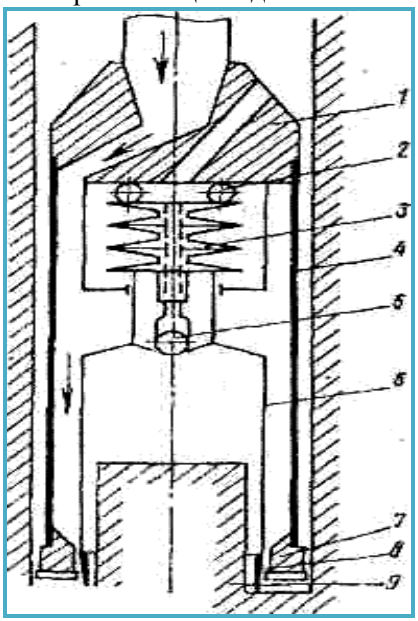


Рис. 5.19. Схема ДКС с комбинированным соединением керноприемной трубы

К ДКС пятого класса относятся снаряды с комбинированным соединением керноприемной трубы, вращающейся при бурении более твердых пород и не вращающейся при проходке мягких. Наиболее совершенными конструкциями этого типа являются ДКС "Донбасс НИЛ-П и "Донбасс "НИЛ-Ш" (рис. 5.19), предназначенные для бурения угольных пластов различной прочности. В обоих конструкциях ДКС внутренняя труба с коронкой подвешена на. подшипниковом узле *2*. ДКС «Донбасс НИЛ-П» работает следующим образом. Если уголь мягкий, то под действием тарельчатых пружин *3* внутренняя коронка *8* несколько опережает коронку *7*, навинчиваемую на наружную трубу *4*, и врезается в породу подобно штампу. В обоих конструкциях ДКС внутренняя труба с коронкой подвешена на. подшипниковом узле *2*. ДКС «Донбасс НИЛ-П» работает следующим образом. Если уголь мягкий, то под действием тарельчатых пружин 3 внутренняя коронка *8* несколько опережает коронку *7*, навинчиваемую на наружную трубу *4*, и врезается в породу подобно штампу. Вращение керноприемной трубы б прекращается, и обеспечивается полная изо-

ляция керна 9 от размыва промывочной жидкостью, поступающей через канал в переходнике 1. При бурении крепких прослоев тарельчатые пружины *3* сжимаются, и диски фрикциона начинают передавать вращение керноприемной трубе *6* и коронке *8*. Жидкость, поступающая в трубу *6*, выходит через обратный клапан *5* в затрубное пространство.

Отличительной особенностью ДКС «Донбасс НИЛ-Ш» является наличие вибрационного узла, позволяющего успешно бурить твердые пропластки пород путем передачи коронке ударных нагрузок высохши частоты.

При бурении по полезному ископаемому важно своевременно определить его границу с вмещающими породами. Чаще всего контакт с полезным ископаемым определяют по изменению механической скорости бурения или цвета промывочной жидкости. Изменение скорости бурения можно фиксировать на аппаратуре, измеряющей крутящий момент, мощность на вращение бурильной колонны, давление промывочной жидкости.

Метод определения границы полезного ископаемого по цвету жидкости имеет большой недостаток: значительная погрешность при залегании полезного ископаемого на большой глубине в связи с длительным временем, необходимым для выноса шлама с забоя. Проблема точной и своевременной оценки встречи полезного ископаемого ждет своего решения, несмотря на существование специальных приборов-сигнализаторов. Последние из-за несовершенства конструкции не получили распространения.

При встрече кровли полезного ископаемого бурение прекращают, скважину промывают, надежно заклинивают керн и извлекают его на поверхность. Делают контрольный замер глубины скважины. При необходимости заменяют промывочную жидкость. Циркуляционная система должна быть тщательно очищена, если полезное ископаемое опробуется также по шламу.

Колонковый снаряд и бурильную колонну тщательно собирают и регулируют. Бурение необходимо начинать при минимальной частоте вращения снаряда и небольшой осевой нагрузке (1,5–2 кН). После углубления забоя на 20–25 см переходят на рациональный режим. В необходимых случаях для повышения

выхода керна длина рейса сокращается до 0,5–1 м.

В двойных колонковых снарядах для отрыва и удержания керна, как правило, применяют кернорватели, поэтому недопустимо отрывать снаряд от забоя в процессе бурения во избежание заклинивания керна в кернорвателе.

Режимы бурения ДКС различных типов зависят в основном от диаметров скважины и выбуриваемого керна, твердости пород. Диапазоны изменения параметров технологического режима следующие: осевая нагрузка 5–20 кН, частота вращения снаряда 100–800 об/мин, расход промывочной жидкости 40–120 л/мин. Более конкретные рекомендации для различных ДКС даны в работе [13].

После подъема колонкового набора из скважины ее устье закрывают пробкой. Для извлечения керна колонковый набор укладывают в горизонтальное положение и отвинчивают коронку. Керн, сорванный с забоя, рекомендуется выдавливать водой, нагнетаемой в набор насосом. Во избежание травмирования при извлечении керна из подвешенной колонковой трубы нельзя поддерживать ее нижний торец руками, определять наличие в ней керна.

Извлеченный керн обмывают (керн мягких пород очищают скребком) и укладывают в керновые ящики в той же последовательности, в которой он располагался в колонковом наборе. Керновые ящики изготовляют длиной 1 м и шириной 0,5–0,6 м. Ящик параллельно длинной стороне разделен ячейками, поперечный размер которых зависит от диаметра керна. Керн в ячейки укладывают параллельными рядами с таким расчетом, чтобы конец предыдущего интервала стыковался с началом последующего. Керн нужно укладывать плотно, без промежутков, куски разбитого керна совмещают по плоскости раскола. Мелкие куски керна, местоположение которых по интервалу бурения установить не удалось, заворачивают в полиэтиленовую пленку и укладывают в верхней части интервала.

Образцы разрушенного и сыпучего керна помещают в плотные мешочки и укладывают в той же последовательности, что и монолитный керн. В конце каждого интервала, соответствующего одному рейсу, ставят деревянную этикетку, разде-

ляющую керн соседних интервалов; на этикетке указывают участок разведки, номер скважины, дату и смену, интервал бурения, длины рейса и поднятого керна, подпись бурильщика. Аналогичные этикетки выписывают при опробовании по шламу, но только вместо длины керна указывают массу шлама.

Если керн поднять не удалось, на этикетке указывают отсутствие керна по пробуренному интервалу и укладывают ее вместе с этикеткой предыдущего рейса. На перегородках ячеек стрелками указывают направление укладки керна. Каждый ящик на боковой стороне должен иметь порядковый номер, наименование участка, номер скважины и интервал бурения.

Ящики, заполненные керном, вывозят в кернохранилище с оформлением передачи в регистрационном журнале. Ответственность за правильную документацию и хранение керна несут буровой мастер и геологический персонал.

Опробование по шламу. Шлам отбирают при низком (менее 60 %) выходе керна, при его избирательном истирании и при бескерновом бурении. Представительность шламовой пробы зависит от точности привязки ее к пробуренному интервалу, чистоты и полноты выхода. Точность привязки и полнота пробы значительно повышается при улавливании шлама в призабойной части скважины. Наиболее эффективно применение эжекторных снарядов с закрытыми шламовыми трубами. Применяются также одинарные колонковые снаряды с открытой шламовой трубой и прямой промывкой. Чистота пробы повышается при переходе на бурение с продувкой или промывкой чистой водой. При поверхностном шламоулавливании используются лотки-ловушки, помещаемые в желобе циркуляционной системы. Задняя стенка и дно лотка перфорированы.

Используется также поверхностный фильтрационный способ улавливания шлама, заключающийся в том, что на отводящий патрубок, по которому выходит промывочная жидкость из скважины, надевается джутовый мешок. Эффективное средство, обеспечивающее полноту сбора шлама и механизацию процесса, – использование гидроциклонных установок для очистки промывочных жидкостей.

Средством, компенсирующим низкий выход керна, является опробование стенок скважины. В настоящее время применяются следующие способы отбора проб: точечный, бороздовый, задирковый.

Для отбора проб точечным способом в породах I–V категории по буримости широко применяют боковые стреляющие грунтоносы. В цилиндрическом корпусе размещены стволы, в которые входят бойки, прикрепленные к грунтоносу. Против каждой пары стволов размещены пороховые камеры, разделенные перегородкой на две части. Собранный грунтонос опускают на кабеле, имеющем одну токонесущую жилу, соединенную с запальным устройством. При пропускании тока нихромовая спираль запального устройства накаляется и воспламеняет порох. Полые бойки под давлением газов внедряются в стенки скважин и заполняются породой.

Бороздовое опробование осуществляется путем вырезания борозды прямоугольного или треугольного сечения с определенного интервала ствола скважины и сбором отбитого материала в шламосборники. Для отбора бороздовых проб в мягких породах используются гидравлические пробоотборники скребкового типа, при опробовании более твердых пород – резцовые вибрационные пробоотборники.

Задирковое опробование осуществляется путем расширения ствола, скважины с последующим отбором продуктов разрушения пород в шламосборники.

В настоящее время все шире применяются методы визуального исследования стенок скважин, позволяющие не только контролировать состояние и устойчивость ствола, но и получать ценную геологическую информацию о пространственном положении пересекаемых геологических структур, интенсивности и направления трещиноватости, зонах тектонических нарушений и т. д. К указанным методам относятся: круговое фотографирование в непрозрачной и осветленной среде, скважинное телевидение, передача изображения с помощью оптических световодов и т. д. [11].

Контрольные вопросы к главе V

1. Для какой цели осуществляется колонковое бурение скважин?
2. Какие существуют типы буровых коронок, область их применения?
3. Общее устройство и назначение узлов установки УКБ-4П.
4. Общее устройство и назначение узлов установки LF90Д.
5. Что такое выход керна? Какие факторы влияют на получение кондиционного керна?
6. Технические и технологические средства для повышения керна
7. Принцип работы и область применения ССК.
8. Сущность бурения с гидротранспортом керна.

Глава VI. НАПРАВЛЕННОЕ БУРЕНИЕ

Эффективность буровых работ во многом определяется сооружением скважин по наиболее рациональной траектории с допустимым отклонением от заданного направления. Успешное решение этой задачи в значительной степени связано с явлением искривления скважин.

Самопроизвольное (неуправляемое) искривление скважин может привести к большим ошибкам в оценке месторождений при отсутствии учета отклонения скважин от заданного направления.

Неуправляемое искривление создает дополнительные трудности в процессе бурения: интенсивный износ бурильных и обсадных труб в недопустимо искривленных участках ствола; дополнительное разрушение и снижение выхода керна; снижение производительности труда из-за увеличения числа аварий, вызванных обрывами бурового снаряда.

Искривление увеличивает длину ствола, что повышает стоимость бурения скважины. С другой стороны, изучая и используя закономерности искривления, искусственно изменяя интенсивность последнего, можно управлять трассой скважины, проводя её по проектной траектории, т. е. осуществлять направленное бурение.

Направленное бурение позволяет с меньшими затратами осуществлять геолого-разведочные работы и дает возможность пересекать толщу полезного ископаемого в наиболее благоприятном направлении (под углом встречи, близким к 90°), бурить вертикально направленные скважины по рациональной траектории, пересекать залежь полезного ископаемого в нескольких точках из основного ствола, т. е. бурить многоствольные скважины.

6.1. Причины искривления скважины

Самопроизвольное отклонение траектории скважины от проектного направления вызывается геологическими, техническими и технологическими причинами.

Геологические причины искривлений многообразны: частая перемежаемость слоев пород различной твердости, анизотропность пород, наличие в разрезе слабосцементированных и разрушенных, рыхлых с твердыми включениями или закарстованных пород и др. Ниже приводятся примеры влияния наиболее часто встречающихся геологических факторов на искривление скважин.

Пересечение скважиной под острым углом контактов между слоями пород с различной твердостью приводит к неравномерному разрушению забоя и отклонению снаряда от оси скважины. При этом может происходить как зенитное, так и азимутальное искривление.

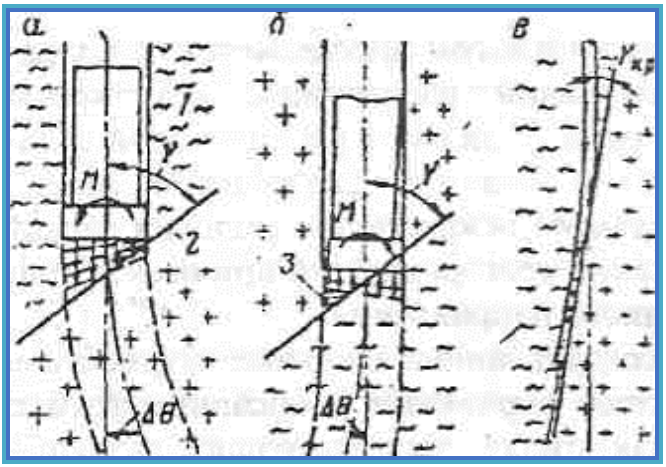


Рис. 6.1. Влияние перемежаемости
и угла напластования пород на зенитное искривление скважины

При переходе из мягких слоев пород в твердые (рис. 6.1, *а*) более интенсивно разбуривается часть забоя, представленного мягкими породами, что приводит к зенитному искривлению оси скважины в сторону, противоположную падению плоскости контактов слоев. При переходе забоя из слоя твердых пород в мягкие (рис, 6.1, *б*), напротив, наблюдается зенитное искривление ствола в сторону падения плоскости контакта слоев. При малых углах встречи у оси скважины с плоскостью контак-

та слоев (γ <10–15°) дальнейшее углубление забоя может пойти вдоль указанного контакта (рис. 6,1, *в*).

Вышеуказанные геологические факторы, а также технические факторы действуют и на азимутальное искривление (рис. 6.2). При пересечении контакта между породами различной твердости под острым углом изменение азимута скважины происходит вправо (рис. 6.2, *а*) или влево (рис. 6,2, *б*).

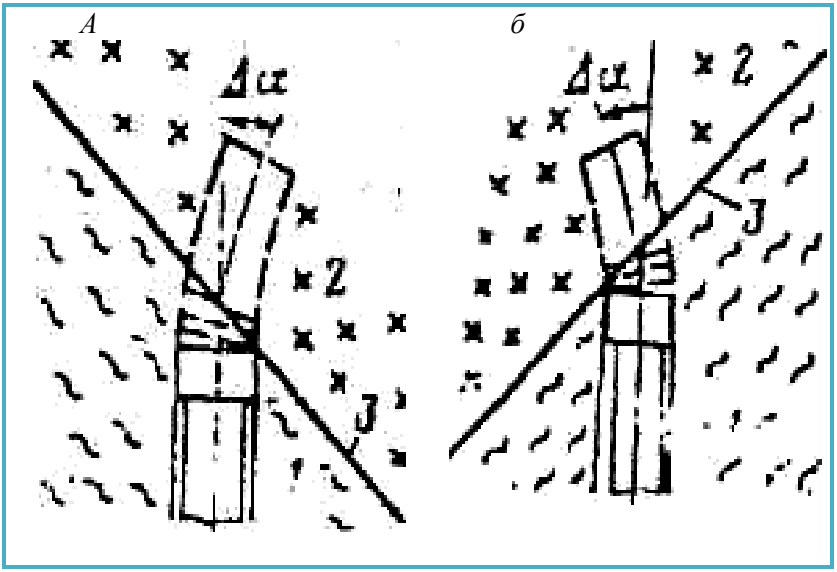


Рис. 6.2. Азимутальное искривление скважины при пересечении пород различной твердости под острым углом

Азимутальное искривление скважины возможно и при большом угле встречи оси скважины с плоскостью контакта слоев вследствие неравномерности сопротивления пород разрушению в различных частях забоя.

Пересечение скважиной толщ, сложенных анизотропными породами, вызывает искривление траектории скважины, которое возникает вследствие различных условий разрушения пород на забое и стенках скважины. Анизотропные породы обладают способностью раскалываться или делиться в направлении, па-

раллельном плоскостям или слоям, с ориентированным расположением минералов. Сопротивляемость таких пород разрушению при бурении в направлении, перпендикулярном этим плоскостям, меньше, чем в других направлениях. Поэтому ось скважины искривляется, стремясь занять направление, перпендикулярное слоистости пород.

Бурение в толще мягких, слабосцементированных или сильно разрушенных пород вызывает интенсивное разрушение стенок скважины с образованием больших зазоров между стволом и буровым снарядом. Последнее ведет к искривлению как вертикальных, так и наклонных скважин. При бурении анизотропных пород или пород с твердыми включениями скважины отклоняются в сторону наименьшего сопротивления породы, В наклонных скважинах, сооружаемых в очень мягких породах, возможна подработка лежачей стенки ствола буровым снарядом за счет его веса и отклонения траектории в сторону уменьшения зенитного угла (выкручивание скважины).

При пересечении крупных пустот (карстовые образования, крупные каверны, горные выработки) наклонные скважины могут резко менять свое направление вследствие провисания бурового снаряда или сильного бокового перекоса последнего.

Технические причины искривления скважин могут вызывать начальное отклонение траектории или искривление ствола в процессе бурения. Отклонение траектории на начальном этапе сооружения скважины может возникнуть по следующим причинам: негоризонтальная установка рамы бурового станка; несовпадение оси вращателя (шпинделя) с проектной осью скважины; неправильная (неточная пространственная ориентировка) установка направляющей трубы или: непрочное закрепление последней; несоосное закрепление ведущей бурильной трубы в зажимных патронах вращателя. Технические причины искривления скважин в процессе бурения обуславливаются изгибом или перекосом бурового снаряда в скважине. К ним относятся, например, соотношение диаметров бурильной колонны, колонковой трубы и породоразрушающего инструмента, жесткость бурового снаряда, особенно его призабойной части, наличие эксцентричности резьбовых соединений и т. д.

Одной из основных технико-технологических причин искривления скважин является всегда присутствующий при бурении боковой перекос снаряда (рис. 6.3). Последний обусловлен действием осевой нагрузки *Go* и центробежной силы $F_ц$, вызванный крутящим моментом, а также имеющимся зазором между стенками скважины и колонковым набором. В результате призабойная часть снаряда теряет устойчивость, появляется его боковой перекос, усиливающийся с уменьшением длины колонкового набора и увеличением указанного зазора. Переходник колонкового набора действует на стенку скважины с силой *P*, а буровая коронка с силой *N*. Это является причиной отклонения траектории от проектного направления, причем искривление усиливается при неравномерном разрушении породы на забое.

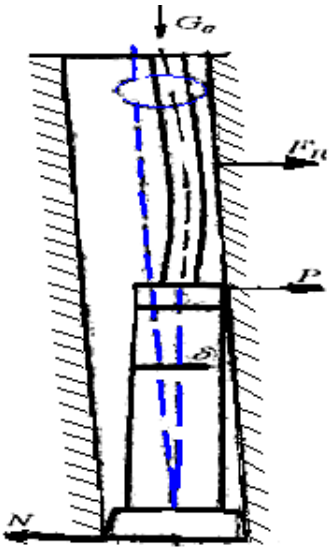


Рис. 6.3. Влияние бокового перекоса снаряда на искривление скважины

Снижение жесткости потерявшего устойчивость снаряда вызывает уменьшение длины полуволны в его сжатой призабойной части, что, при наличии всегда имеющихся зазоров между скважиной и снарядом, вызовет более интенсивное искривление. Эксцентричность соединений элементов снаряда способствует разбуриванию стенок скважины, а увеличение зазоров между стенками и снарядом, приводит к большему перекосу последнего и, соответственно, более интенсивному искривлению скважины.

Технологические причины искривления скважин. Эта группа причин обусловлена способом бурения и параметрами его технологического режима.

Каждому способу бурения в разной степени присуща избирательность эффективного разрушения пород в направлении их наименьшего сопротивления. Наибольшая интенсивность искривления характерна для вращательного бурения алмазными коронками, в меньшей степени при использовании твердосплавных коронок. При ударно-вращательном бурении шарошечными и твердосплавными коронками искривление скважин незначительное. Параметры технологического режима бурения влияют в основном на механическую скорость и разработку стенок скважины. С ростом осевой нагрузки увеличивается степень перекоса снаряда. Если для повышения скорости бурения осевую нагрузку доводят до критического значения, может произойти не только изгиб бурильных труб, но и колонкового набора. Это приведет к ещё большему искривлению трассы. Увеличение частоты вращения снаряда, с одной стороны создает благоприятные условия для искривления, с другой – рост скорости бурения приводит к уменьшению времени факторов, вызывающих искривление. Поэтому, как правило, при увеличении частоты вращения снаряда интенсивность искривления снижается. Влияние режима промывки и качества бурового раствора проявляется при бурении мягких пород. Увеличенный расход раствора может привести к размыву стенок скважины, увеличению диаметра последней, а, следовательно, к образованию больших зазоров и большему перекосу бурового снаряда.

Направление вращения бурового снаряда в основном сказывается на изменении азимута скважины. В большинстве случаев (50 %) при вращении снаряда по часовой стрелке трасса скважины отклоняется вправо (в проекции на горизонтальную плоскость), не изменяет направления (25 %), отклоняется влево (25 %).

6.2. Измерение искривления скважин

По мере углубки скважины необходимо периодически контролировать её пространственное положение, чтобы своевременно заметить уход трассы от проектной траектории и принять необходимые меры для его устранения.

Существует оперативный и плановый контроль за искрив-

лением скважин. Оперативный контроль осуществляется силами буровой бригады по окончании одного или нескольких рейсов. Интервалы замеров кривизны составляют 50–100 м, а в сложных геологических условиях – через каждые 20–25 м. Плановый контроль кривизны проводится каротажными отрядами через определенные интервалы бурения (обычно 200–300 м) или по всему стволу скважины после достижения забоя проектной глубины. Для измерения зенитного угла используют приборы, действующие по принципу горизонтального уровня жидкость в цилиндрическом сосуде или по принципу отвеса.

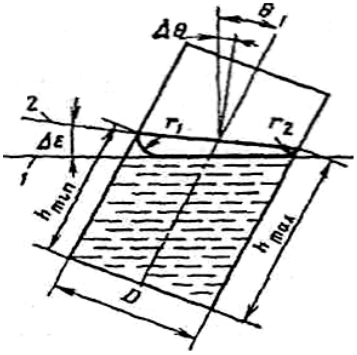


Рис. 6.4. К определению зенитного угла скважины

Наиболее распространены приборы первого типа, к которым относятся приборы с плавиковой кислотой или медным купоросом. Прибор состоит из металлического патрона, внутри которого помещается стеклянная пробирка диаметром 14–24 мм и длиной 150–200 мм. Пробирка наполняется на 1/3 длины раствором плавиковой кислоты и плотно закрывается резиновой пробкой.

На бурильных трубах или тросике герметично закрытый патрон опускают в скважину и выдерживают в месте замера в спокойном состоянии 0,5–1 ч. В результате химической реакции на стенках стеклянной пробирки остается заметный отпечаток уровня кислоты, расположенный в момент замера горизонтально. После подъема патрона пробирку вынимают, ополаскивают и замеряют зенитный угол по формуле (рис. 6.4):

$$tg\theta = \frac{h_{\max} - h_{\min}}{D}, \qquad (6.1)$$

где h_{max}, h_{min} – соответственно наибольшая и наименьшая высота уровня жидкости;

D – внутренний диаметр пробирки.

Однако вследствие капиллярных свойств жидкости радиусы r_1, r_2, по которым кислота контактирует со стенками пробирки, неодинаковы. Поэтому при вычислении угла θ следует вводить поправку $\Delta\theta$ с положительным знаком. Величина поправки зависит от многих факторов и может достигать 8–10°. Основной недостаток прибора – недостаточная точность.

Для одновременного измерения азимутального и зенитного углов используются две группы приборов: приборы для измерения углов в любых средах и приборы для измерения углов в нормальном магнитном поле Земли (при отсутствии возмущающих магнитных масс).

К первой группе относятся приборы, принцип действия которых основан на использовании гравитационного поля Земли или гироскопического эффекта быстровращающегося маховика, имеющего две или три степени свободы. Индикаторами пространственного положения у этих приборов могут быть: горизонтальный уровень жидкости, пузырек воздуха в жидкости или шарик в полусфере, отвес или ось вращения маховика гироскопа. Углы измеряются непосредственно или косвенным способом.

В качестве примера приборов этой группы рассмотрим устройство инклинометра "Зенит IV", разработанного в Казахском научно-исследовательском институте минерального сырья [22]. Инклинометр действует по принципу копирования трассы скважины с фиксированием измерения углов, определяющих её положение в пространстве, с помощью равновесного или балансового моста.

Ко второй группе относятся инклинометры; принцип действия которых основан на использовании магнитного и гравитационного полей Земли. В качестве датчика азимутального угла применяется магнитный компас или буссоль, а датчиком зенитного угла служит отвес (маятник) или уровнемер-шарик, свободно катающийся в полусфере.

Наиболее распространены инклинометры многократного действия (типа ИЩ ИК-2, УМИ, МИР-36), в которых показания вышеуказанных датчиков передаются по кабелю на пульт управления, расположенный на поверхности.

Инклинометры типа ИШ имеют следующие диапазоны измерений: зенитного угла – 0... 50°; азимутального угла – 0...360°. Соответствующие погрешности измерений $\pm$15' и $\pm$5°.

Инклинометр «Зенит IV-40» применяется в комплекте с автоматической электронной каротажной станцией АЭКС-1500 или АЭКС-900 в зависимости от глубин измеряемых скважин (рис. 6.5).

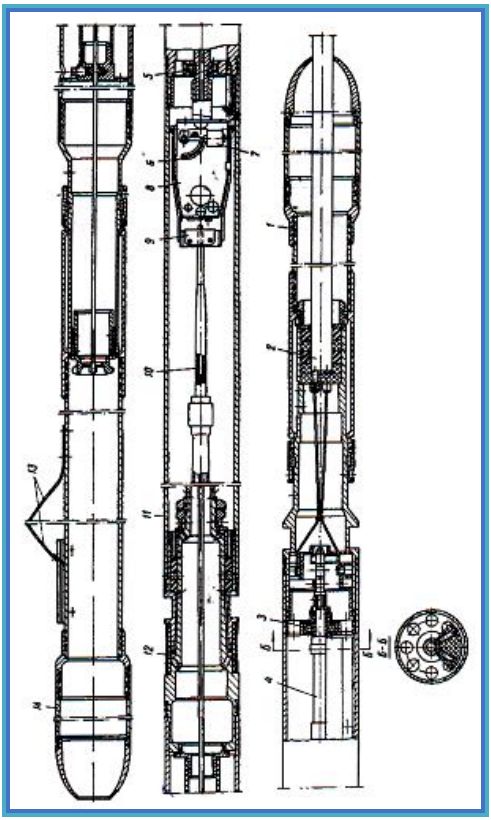


Рис. 6.5 Инклинометр «Зенит-IV (40)»:
1 – верхний удлинитель; 2 – свечной мост; 3 – шарикоподшипник; 4 – груз; 5 – шарикоподшипник; 6 – зенитный реостат; 7 – малый отвес; 8 – реостатный датчик; 9 – апсидальный реостат; 10 – игла; 11 – защитная гильза; 12 – резиновая манжета; 13 – пружины; 14 – нижний удлинитель

Инклинометр, показанный на рис. 6.5, состоит из защитной гильзы *11*, верхнего удлинителя *1* и щупа (нижнего удлинителя) *14*, измерительный прибор состоит из двух частей, гибко сочлененных между собой резиновой манжетой *12*. В нижней части прибора жестко закреплена игла *10*, а в верхней, на шарикоподшипниках *3, 5* установлен тяжелый груз *4*. На выступающей оси груза закреплен реостатный датчик *8*, содержащий два реостата – зенитный *6*, расположенный в вертикальной плоскости, и апсидальный *9*, установленный в горизонтальной плоскости. Зенитный реостат имеет токосъемную щетку, снабженную малым отвесом *7*. Роль токосъемной щетки апсидального реостата выполняет игла, свободный конец которой при изгибе прибора в месте сочленения перемещается в горизонтальной плоскости, скользя на его обмотке. Малый отвес фиксирует токосъемную щетку относительно вертикали, тогда как зенитный реостат при изгибе прибора перемещается в вертикальной плоскости относительно щетки. Сочлененная часть прибора герметизирована резиновыми сальниками и заполнена внутри трансформаторным маслом.

В верхней части прибора расположен свечной мост *2*, предназначенный для крепления прибора к кабелю и служащий электрическим выводом из инклинометра. Верхний удлинитель и щуп имеют плоские пружины *13*, прижимающие инклинометр во время спуска к «лежачей» стенке скважины.

При спуске в искривленную скважину между осями прибора и щупа образуется угол, равный приращению азимута скважины на участке измерения, соответствующем длине инклинометра. При этом свободный конец иглы перемещается по обмотке апсидального реостата на величину, пропорциональную величине приращения азимута. Положение токосъемной щетки на обмотке зенитного реостата соответствует зенитному углу скважины в точке измерения.

Апсидальный и зенитный реостаты являются рабочими плечами двух равновесных мостов Вестона. Основные параметры инклинометра приведены в табл. 6.1.

Таблица 6.1

Техническая характеристика «Зенит-IV(40)»

Диапазон измерения зенитных углов, град.	0-70
Порог чувствительности, град.	3
Величина перемещения нижнего конца щупа, мм	135
Электропитание постоянным током	24В, 0,2а
Габаритные размеры, мм: наружный диаметр длина	 40 6000
Вес, кг	35

6.3. Область применения и основные положения методики проектирования направленного бурения

При разведке месторождений с крутым падением толщи полезного ископаемого возникает необходимость бурить взамен вертикальных наклонные скважины, чтобы обеспечить угол встречи скважины с рудным телом достаточно большой величины.

Однако бурить наклонные скважины значительно труднее, чем вертикальные. Кроме того, наклонные скважины будут иметь значительно большую длину. В этих условиях целесообразно применить направленное бурение, когда закладывают вертикальные скважины, а на глубине их искривляют и пересекают полезное ископаемое вкрест его простирания в намеченном месте.

При детальной разведке глубоко залетающих рудных тел, когда расстояния между скважинами небольшие (30–60 м) наиболее рационально проектировать бурение многоствольных скважин (рис. 6.6), когда вместо одноствольных скважин из основного ствола бурятся: несколько дополнительных стволов. Направленное бурение имеет следующие достоинства:

1. Повышается качество работ за счет получения более точных данных о мощности и глубине залегания рудных тел;

2. Увеличивается производительность труда за счет форсирования режимов бурения в слабо- и плавноискривленных скважинах;

7. Уменьшаются затраты на бурение вследствие сокращения объема пробуренных скважин на единицу разведанных запасов и объема монтажно-демонтажных работ (при сооружении многоствольных скважин;

8. Сокращаются сроки проведения разведки (при использовании многоствольных скважин).

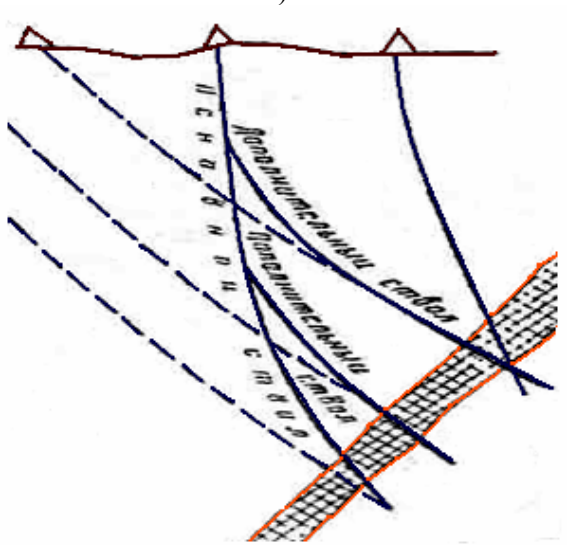


Рис. 6.6. Схема многоствольного бурения взамен одноствольных скважин

Направленное бурение можно реализовать, используя геологические, технические и технологические причины искривления, а также применяя специальные способы разрушения или отклоняющие технические средства (снаряды). Комплекс геологических и технико-технологических средств формирует закономерности естественного искривления скважин. Исходным материалом для установления этой закономерности служат замеры зенитных и азимутальных углов. Замеры должны быть сделаны на одинаковых глубинах и через равные для всех скважин на разведуемой площади интервалы и сгруппированы по геолого-техническим признакам (способ бурения, тип и геометрические размеры колонкового набора, начальные углы заложения сква-

жины, характер и свойства буримых пород, геологические структуры, в особенности углы падения слоев).

Статистическая обработка данных замеров позволяет получить корреляционную связь между интенсивностью искривления и глубиной скважины. По усредненным данным корреляционных таблиц строится график интенсивности приращения зенитного угла от глубины скважины.

Необходимо помнить, что найденные закономерности имеют место только в том случае, когда скважины пройдены в однородных по литологическому составу породах и по однотипному тектоническому строению разреза.

Полученные средние данные о характере интенсивности искривления используют при проектировании типовых профилей скважин для соответствующих геолого-технических условий. При бурении скважин по типовому профилю естественного искривления на борьбу с нежелательным искривлением затрачиваются минимальные средства, а сам проект реально осуществим.

Одноствольные направленные скважины проводятся по следующим типовым профилям (рис. 6.7) [10, 14]:

1. Прямолинейный профиль слабо искривляющихся скважин, ось которых располагается вертикально или наклонно (рис. 6.7, *а, б*).

2. Криволинейный профиль искривляющихся скважин в одном направлении от устья до забоя с постоянным радиусом искривления R (рис. 6.7, *в*) или переменным Ri, R_2, R_3 (рис. 6.7, *г*).

3. Комбинированный профиль, состоящий из прямолинейного и криволинейного участка с постоянным или переменным радиусом искривления (рис. 6.7, *д, е*).

4. Сложноискривленный профиль с меняющимся направлением искривления (рис. 6.7, *ж, з*) с постоянным или переменным радиусом искривления.

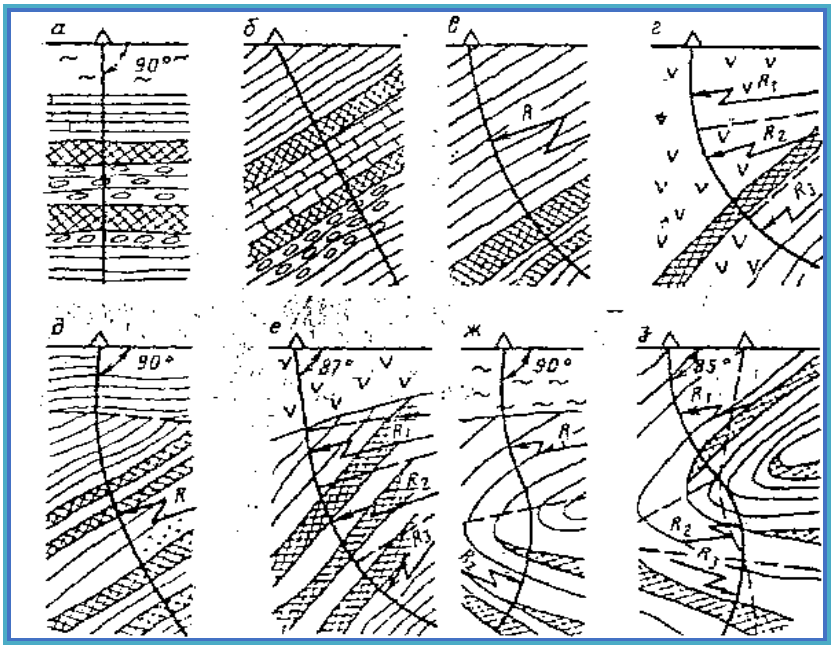


Рис. 6.7. Типовые профили одноствольных скважин

Встречаются и более сложные трассы в случае пространственного искривления скважины.

Многоствольные скважины имеют следующие типы профилей, выделяемые в соответствии с требованиями методики разведки [10, 14]:

1. Веерообразный профиль с одноярусным или многоярусным расположением дополнительных стволов (рис. 6.8, *а, в*) и вертикальным, наклонным или вертикально-наклонным положением основного ствола (рис. 6.8, *б, г*). Такой профиль скважин применяется при разведке горизонтальных или пологопадающих залежей линзообразного или пластового вида.

2. Гребенчатый профиль с вертикальным, наклонным или вертикально-наклонным положением основного ствола и односторонним направлением дополнительных стволов применяется при разведке круто или вертикально залегающих залежей пластового типа или вытянутой формы (рис. 6.8, *д, е, ж, з*).

3. Гребенчатый профиль с вертикальным, наклонным или вертикально-наклонным положением основного ствола и односторонним направлением дополнительных стволов применяется при разведке круто или вертикально залегающих залежей пластового типа или вытянутой формы (рис. 6.8, *д, е, ж, з*).

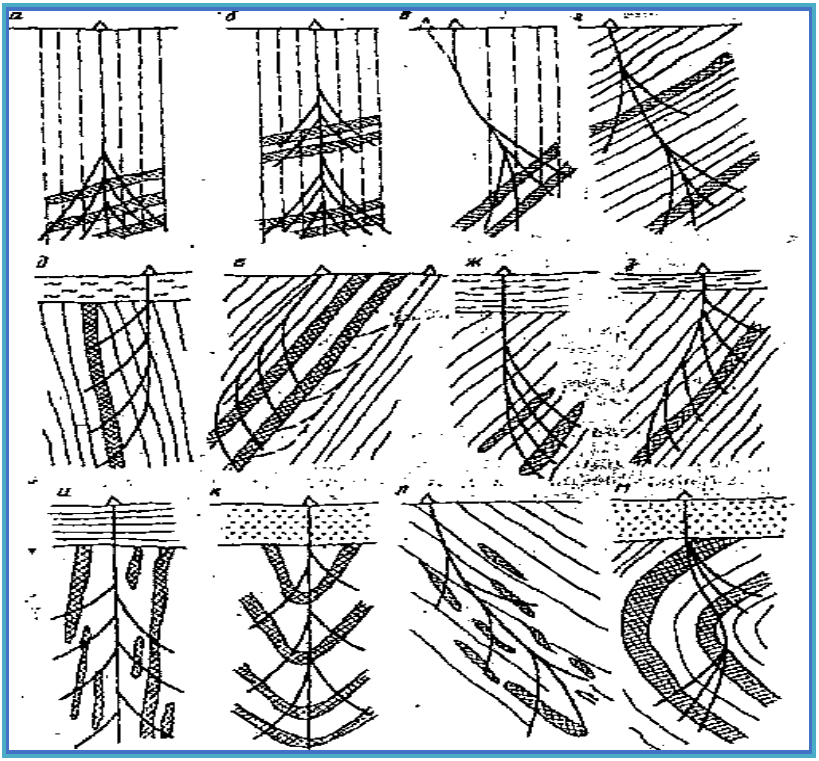


Рис. 6.8. Типовые профили многоствольных скважин

4. Перистый тип профиля с вертикальным, наклонным или вертикально-наклонным положением основного ствола (рис. 6.8, *и, к, л*) применяется при разведке крутопадающих или вертикально расположенных линзообразных и трубообразных залежей, а также залежей, имеющих форму синклинали или антиклинали с крутым падением крыльев.

5. Сложноискривленный или комбинированный профиль с меняющимся на 180° азимутом основного и дополнительных стволов (рис. 6.8, *м*) используется при разведке пластообразных или линзообразных залежей, приуроченных к структурам в виде опрокинутых синклинальных или антиклинальных складок или к складкам второго и третьего порядка.

Многие из приведенных трасс многоствольных скважин можно искривлять не только в одной плоскости разведочной линии, но и в пространстве с вьжодом на соседние разведочные линии (профили). Такой вид скважин называется многоствольными скважинами конусного типа.

Методика проектирования профилей одноствольных скважин

При проектировании скважин по типовому профилю определяются: длина прямолинейного участка скважины и угол наклона последнего к горизонту; кривизна искривляющегося участка или устья; точка заложения устья скважины.

Длина прямолинейного участка профиля обычно соответствует мощности рыхлой толщи или мощности однородных пород, в которых возможно прямолинейное бурение.

Кривизна искривляющегося участка определяется с учетом интенсивности естественного искривления,

где $(\Delta\theta, \Delta L -$ соответственно $i_\theta = \frac{\Delta\theta}{\Delta L}$, изменение зенитного угла и длина интервала, на котором произошло это изменение) путем статистической обработки сведений по искривлению скважин. Иногда используются данные, полученные по другим месторождениям с аналогичными геолого-тектоническими условиями.

Практика показывает, что можно проектировать скважины с интенсивностью искривления до 0,06–0,08 град/м (обычно 0,01–0,04 град/м). Методика проектирования скважин с учетом закономерностей естественного искривления состоит из следующих этапов:

1. Сбор и группировка данных инклинометрических измерений, проведенных по интервалам глубин (обычно 20–50 м) в ранее пробуренных скважинах. Группировка данных происходит по гео-

логическим и техно-технологическим признакам. Такая группировка данных позволяет объединить скважины, причины и закономерности, искривления которых близки или одинаковы.

2. Для каждой группы скважин определяют значения средних арифметических величин зенитных $\theta_{ср}$ и азимутальных $a_{ор}$ углов или их приращений:

$$\bar{y} = \theta_{ñð}\left(\alpha_{ñð}\right) = \sum_{i=1}^{n} y_i / n, \qquad (6.3)$$

где y_i – величина i-го зенитного или азимутального углов (или их приращение) на равных интервалах глубины скважины;

n – число скважин, участвующих в группе на данном интервале глубин. Определяется среднее квадратичное отклонение σ:

$$\sigma = \sqrt{\frac{1}{n-1}\sum_{i=1}^{n}\left(y_i + \bar{y}\right)^2}. \qquad (6.4)$$

3. Отстройка типового профиля для бурения последующих скважин, которая может осуществляться графическим или аналитическим способами.

При использовании графического способа сначала рассчитываются по данным средних арифметических величин зенитных углов приращения горизонтального смещения забоя скважины по интервалам глубин:

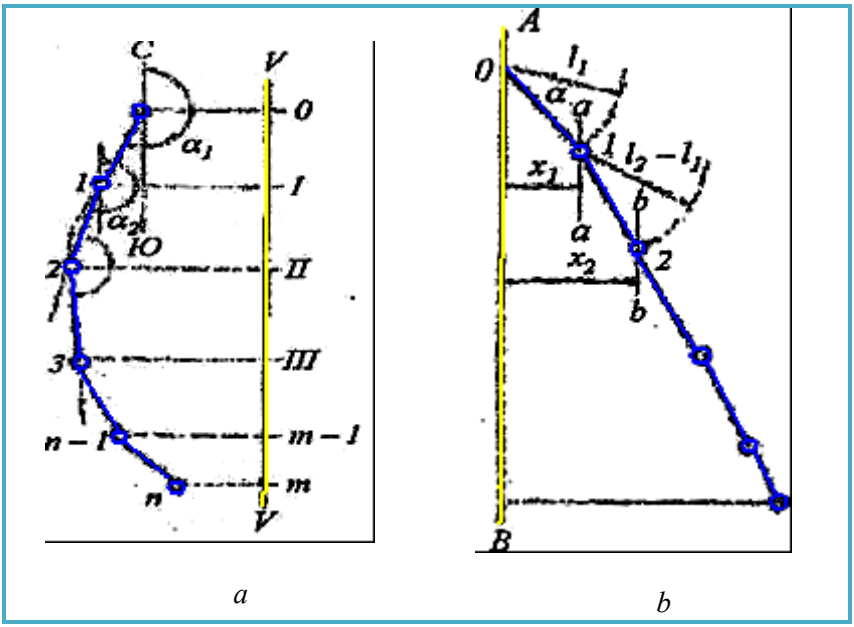
$$\Delta X_n = \left(l_n - l_{n-1}\right) sin\frac{\theta_n - \theta_{n-1}}{2}, \qquad (6.5)$$

где l_n – расстояние между точками измерений n-го интервала скважины;

θ_n – зенитный угол в n-й точке измерений.

Для построения горизонтальной проекции (плана) трассы скважины через точку О, изображающую устье, скважины проводят прямую с азимутом α_1 и откладывают отрезок 0–1, равный в масштабе ΔX_1 (рис. 6.9, *а*). Через точку 1 проводят прямую с азимутом α_2 и откладывают на ней отрезок 1–2 равный ΔX_2. Аналогичное построение производится для всех точек измерений. Соединив точки 0, 1, 2 и так далее прямыми, получаем по-

ложение проектной трассы в плане. Вертикальная проекция строится в любой вертикальной плоскости, например, вкрест простирания слоев. Для этого через точки 0, 1, 2, 3 и так далее опускают перпендикуляры на линию VV, являющуюся следом плоскости профиля скважины. Отрезки O-I, 0-II , O-III , *o-m* представляют собой смещения забоя по профилю *VV*. Затем из точки О (рис. 6.9, *б*) описывают дугу радиусом l_1 в соответствующем масштабе; на расстоянии X_1 параллельно вертикали АВ проводят прямую *a-a*, получая в пересечении ее с дугой точку 1. Из полученной точки *l описывают окружность радиусом* $l_2–l_1$ *и на расстоянии* X_2 *проводят прямую b–b*, параллельную АВ. В результате пересечения окружности и прямой *b–b* получают точку 2. Подобным же образом находят остальные точки, соединив которые, получают вертикальную проекцию трассы на плоскость профиля *VV*.



a *b*

Рис. 6.9. Схемы к построению профиля и плана траектории скважины

Аналитический способ построения пространственного положения трассы скважины основан на статистической обработке результатов измерений зенитных и азимутальных углов по ин-

тервалам глубин в группах ранее пробуренных скважин. В результате устанавливается зависимость между параметрами искривления и совокупностью геологических и технико-технологических факторов в условиях данного месторождения.

Уравнения регрессии, отражающие пространственное положение трассы скважины, в основном имеют следующую структуру: $y=ax+b$; $y=ax^2+bx+c$; $y=ax^3+bx^2+cx+d$; $y=ac^{bx}$; $y=a\ arctg\ bx$. Например, Ю. Т. Морозов [23] предложил зависимость $\theta=\theta_0+aL+(b/2)L^2$, которая хорошо апроксимирует зенитное искривление скважин при алмазном бурении в анизотропных и перемежающихся по твердости породах (θ_0, L – соответственно начальный зенитный угол и глубина скважины).

Коэффициенты a, b, c, d, входящие в уравнение регрессии, рассчитываются методом наименьших квадратов [9].

Затем по полученным значениям зенитного и азимутального углов рассчитываются координаты типовой трассы скважины по следующим формулам:

$$X_i = X_0 + \sum_{i=1}^{n} l_i \sin\frac{\theta_i + \theta_{i-1}}{2} \cos\frac{\alpha_i + \alpha_{i-1}}{2}, \qquad (6.6)$$

$$Y_i = Y_0 + \sum_{i=1}^{n} l_i \sin\frac{\theta_i + \theta_{i-1}}{2} \cos\frac{\alpha_i + \alpha_{i-1}}{2}, \qquad (6.7)$$

$$Z_i = Z_0 + \sum_{i=1}^{n} l_i \sin\frac{\theta_i + \theta_{i-1}}{2} \cos\frac{\alpha_i + \alpha_{i-1}}{2}, \qquad (6.8)$$

где X_0, Y_0, Z_0 – координаты устья скважины;

l_i – интервал инклинометрических измерений;

θ_i, α_i – зенитный и азимутальный углы скважины в i-й точке измерений.

Подробное описание аналитического способа проектирования трасс скважин дано в работах [23, 22].

После построения траектории дается оценка вероятности проведения скважины по проектной трассе – типовому профилю. При этом пользуются интервальными оценками – числами, соответ-

ствующими концам доверительного интервала с заданной доверительной вероятностью. Ширина доверительного интервала определяет пределы, в которые будут попадать траектории вновь буримых скважин с доверительной вероятностью. Методика расчета доверительного интервала изложена в работе [9].

На основании полученных доверительных значений зенитных углов на каждом интервале глубин скважины на графике отстраиваются кривые минимального и максимального отклонения ствола от типового профиля с принятой доверительной вероятностью. Подобным образом отстраиваются и план азимутальных искривлений скважины. Если величины отклонения траектории от типового профиля превышают пределы допустимых отклонений скважины, установленные принятой методикой разведки месторождения, то следует определить глубину, с которой необходимо исправлять положение трассы с помощью искусственных отклонений. Эта предельная глубина определяется точками пересечения кривых минимально и максимально допустимых отклонений скважины с типовыми профилями, построенными с той или иной вероятностью.

Пределы допустимых отклонений изменяются в зависимости от стадии разведки и вида полезного ископаемого и обычно устанавливаются в пределах 20–30 % от принятых размеров разведочной сети [13]. При предварительной разведке в процессе бурения следует проводить исследования с целью установления закономерностей естественного искривления скважин, присущих данному месторождению. На стадии детальной разведки экономически целесообразно бурить по типовым профилям, рассчитанным на основе данных об искривлении скважин, полученных при предварительной разведке.

В случае необходимости использования при бурении искусственных отклонителей определяются следующие параметры: 1) линейные размеры отхода трассы при пересечении плоскости рудного тела и их соответствие допускам; 2) набор кривизны для выведения скважины на проектную точку; 3) угол установки откгонителя; 4) проектные значения зенитных и азимутальных углов после каждого рейса снарядом-отклонителем и после завершения работ по искусственному ис-

кривлению скважины.

Методика расчетов указанных параметров приведена в работе [13].

Методика проектирования многоствольных скважин

При проектировании многоствольных скважин решаются следующие задачи: выбор типа профиля; определение последовательности бурения основного и дополнительных стволов; расчет параметров их профилей, построение профиля многоствольной скважины на геологическом разрезе.

Тип профиля многоствольной скважины выбирают в зависимости от геолого-технических условий бурения. При выборе наиболее рационального типа профиля рекомендуется использовать профили, представленные на рис. 6.8. Форма и пространственное расположение дополнительных стволов характеризуется следующими параметрами: углы отклонения дополнительных стволов от основного; длина, кривизна и глубина заложения дополнительных стволов. Угол $\Delta\theta_Д$ отклонения дополнительного ствола определяется из выражения:

$$\Delta\theta_Д = \theta_{КД} - \theta_{об}, \qquad (6,9)$$

где $\theta_{КД}$ – зенитный угол в конце дополнительного ствола;

$\theta_{об}$ – зенитный угол основного ствола в точке заложения дополнительного ствола.

Сопряжение дополнительного ствола с основным может быть в виде сопряжения двух прямых, двух кривых линий или прямой и кривой. Сопряжение может быть плавным (по касательной) или под углом, который во избежание резкого перегиба должен быть не более 1,5–3°.

В целом влияние пространственного расположения дополнительных стволов может быть охарактеризовано следующим: чем больше глубина заложения дополнительных стволов, меньше их длина и больше угол отклонения, тем выше экономическая эффективность. Кривизна дополнительных стволов имеет оптимальное значение для каждого конкретного случая.

Последовательность бурения стволов многоствольной скважины определяется требованиями методики разведки и тех-

нологическими возможностями направленного бурения. Эта операция реализуется по трем схемам: сверху вниз, снизу вверх и комбинированная схема (рис. 6.10).

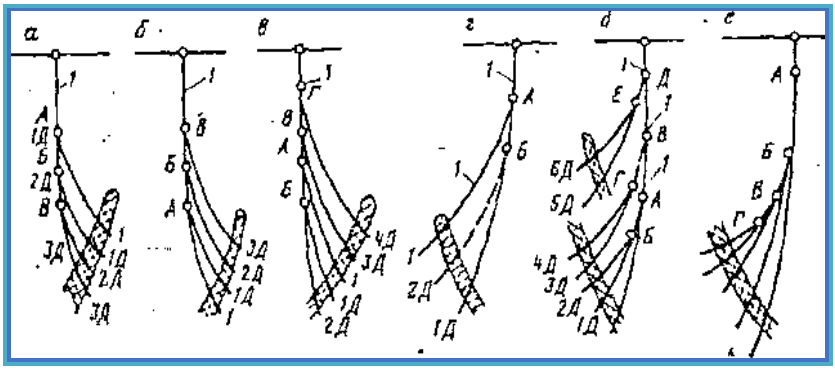


Рис. 6.10. Последовательность бурения стволов многоствольной скважины

По первой схеме (рис. 6.10, *а*) вначале бурится основной ствол *1*. Затем в точке Б закладывается и бурится дополнительный ствол 1Д, далее с точки В бурится второй дополнительный ствол 2Д и т. д. По такой схеме целесообразность бурения последующих дополнительных стволов определяется данными, полученными при бурении предыдущих.

Вторая схема последовательного бурения дополнительных стволов (снизу-вверх) осуществляется в обратном порядке (рис. 6.10, *б*). Эта схема часто используется при детальной разведке.

Комбинированная схема бурения дополнительных стволов может иметь несколько вариантов: бурение дополнительных стволов вверх и вниз от основного (рис. 6.10, *в*); бурение второго дополнительного ствола между основным и первым дополнительным (рис. 6.10, *г*); бурение дополнительных стволов из основного и дополнительных (рис. 6.10, *д*); бурение первого дополнительного ствола из основного, а всех остальных из дополнительных (рис. 6.10, *е*).

Преимущество комбинированных схем заключается в возможности по мере необходимости сгущать сеть скважин, что

повышает эффективность разведки глубоко залегающих полезных ископаемых.

При определении параметров многоствольной скважины должны быть заданы следующие исходные данные: точки подсечения залежи полезного ископаемого основным и дополнительными стволами; угол встречи всех стволов скважины с рудным телом; угол падения и мощность залежи полезного ископаемого.

Параметры многоствольной скважины (конечные углы отклонения осей дополнительных стволов, кривизна и радиус кривизны дополнительных стволов, глубина забуривания последних, проекции основного и дополнительного стволов на горизонтальную и вертикальную плоскости) рассчитываются, исходя из основных положений ранее изложенной методики проектирования одноствольных скважин. Более подробно указанная методика проектирования многоствольных скважин изложена в работах [23, 13].

6.4. Средства направленного бурения

С. С. Сулакшин [14] все средства направленного бурения по времени их действия разделяет на три основных класса:

1. Средства, действующие непрерывно в процессе бурения (СНД).

2. Средства, действующие периодически в процессе бурения (СПД).

3. Средства, действующие один раз за цикл искривления (разового действия – СРД).

Средства направленного бурения непрерывного действия. В этот класс входят технико-технологические средства и специальные способы бурения.

Как было сказано выше, бурение по типовым профилям предопределяет применение примерно тех же технических средств и технологии, которые применялись при выявлении закономерностей естественного искривления в данных геолого-технических условиях. При необходимости искривлять трассу скважины рекомендуется изменять параметры режима бурения.

Увеличение интенсивности искривления в сторону выполаживания достигается: в твердых породах – пониженной частотой вращения, повышенной осевой нагрузкой и небольшим расходом промывочной жидкости; в мягких породах – увеличенным расходом промывочной жидкости для увеличения зазора и создания большого перекоса снаряда. Для минимального искривления необходимо бурить с повышенной частотой вращения снаряда, добиваясь высокой механической скорости и уменьшения действия отклоняющих сил. Для изменения интенсивности искривления в азимутальной плоскости рекомендуется менять направление вращения бурового снаряда, применяя соответствующую бурильную колонну.

К техническим средствам искривления относятся буровые снаряды, применение которых изменяет интенсивность искривления за счет изменения их жесткости, длины и соотношения поперечных размеров снаряда. Так, для увеличения интенсивности зенитного искривления следует применять буровые снаряды пониженной жесткости и уменьшенной длины, с увеличенной разницей между диаметрами коронки и колонковой трубы, с переходником. С целью уменьшения интенсивности искривления и реализации прямолинейного бурения, напротив, применяются снаряды повышенной жесткости, увеличенной длины и диаметра, центрирующие фонари, различные стабилизаторы и УБТ (в вертикальных и слабонаклонных скважинах).

По мнению М. Ж. Музапарова [27], что управлять зенитным искривлением скважины можно, изменяя отношение массы колонкового набора с керном к массе первой от забоя полуволны бурильной колонны. Если первая масса больше второй, произойдет выполаживание скважины, в противном случае – выкручивание.

Интенсивность искривления скважин во многом зависит от вращения снаряда в скважине. Существуют способы бурения, при использовании которых отсутствует вращение бурильной колонны. Это, в частности, бурение с применением забойного двигателя, вал которого с долотом расположен под углом к оси невращающейся бурильной колонны. Для искривления возможно применение бездолотных способов разрушения, например,

шароструйного бурения. Последнее заключается в призабойной циркуляции стальных шаров, бомбардирующих забой скважины. Если ось шароструйного аппарата, будет составлять с осью бурильной колонны определенный угол, шары, бомбардируя породу, будут искривлять скважину под указанным углом.

Ударно-вращательный способ бурения характеризуется небольшой осевой нагрузкой и частотой вращения. Под действием высокочастотных ударных импульсов происходит более равномерное и направленное разрушение забоя.

Вместе с тем при применении забойных машин, имеющих шлицевой разъем, скважины искривляются, как правило, выполаживаются. Это происходит в результате излома оси снаряда в шлицевом разъеме, который играет роль шарнира. В то же время технически просто исключить излом снаряда в шлицевом соединении и свести искривление до минимума.

Снаряды-отклонители непрерывного действия предназначены для искривления скважин на значительных интервалах. По принципу действия они подразделяются на шарнирные отклонители, дебалансные компоновки и отклонители с подвижной раскрепляющей системой.

Шарнирные отклонители могут иметь один или два шарнира. Одношарнирный снаряд представляет короткий колонковый набор, в верхней части которого расположено специальное шарнирное устройство, которое в свою очередь соединяется с бурильной колонной. Наличие шарнира предопределяет несоосное расположение снаряда в скважине. Одношарнирный отклонитель применяется для выполаживания скважины при начальном зенитном угле более 12–15°.

Двухшарнирные снаряды предназначены, напротив, для уменьшения зенитного угла (выкручивания скважины). Для этой же цели применяются дебалансные снаряды со смещенным центром тяжести. Принцип действия таких снарядов основан на увеличении отклоняющей силы в сторону лежащей стенки скважины за счет центробежной силы и силы тяжести.

Наиболее широко применяются отклонители непрерывного ориентированного действия с подвижной стабилизирующей системой, которые служат для искусственного искривления скважины

на значительном интервале в любом заданном направлении.

Такой отклонитель (рис. 6.11) состоит из подвижных в осевом направлении элементов ротора *2, 7*, имеющих шлицевое соединение *3*. Распорное устройство пружинно-клинового типа состоит го двух полуклиньев *4, 6* и клина-ползуна *5*. Последний выдвигается в сторону стенки сжатием пружины *8*. Клин-ползун *5*, контактируя катками со стенкой скважины, оказывает на нее усилия R и R'. В результате на нижний элемент ротора 6 с долотом действует отклоняющая сила $N_ф$, изменяющая направление траектории скважины. Для увеличения интенсивности искривления в состав отклонителя может включаться буровой шарнир 1.

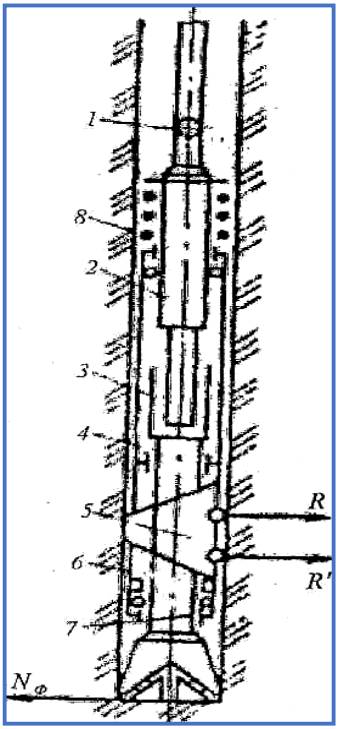


Рис. 6.11. Отклонитель с подвижной стабилизирующей системой

Наиболее известной конструкцией этой группы является отклонитель ТЗ-3 (Тарбаган забайкальский). С помощью указанного отклонителя можно исправлять искривившиеся скважины, забуривать дополнительные стволы с искусственных забоев, бурить скважины по сложным профилям, отбирать ориентированньш керн.

Наиболее эффективно применение отклонителя в породах VII–IX категорий по буримости.

Отклонители периодического действия состоят из вращающегося (ротора) и невращающегося (статора) узлов. Статор удерживается от вращения с помощью различных механических или гидравлических раскрепляющих устройств. С их помощью возможно многократное искривление скважины без подъема на поверхность, но с периодическим перекреплением. Среди множества конструкций

следует отметить отклонители СНБ конструкции КазИМСа. Достоинством этих отклонителей является возможность получения плавно искривленной траектории скважины, недостатком – достаточно большие поперечные размеры, что не позволяет использовать их в скважинах малого диаметра (59, 46 мм).

В последние годы для направленного бурения используется технология бурения с применением забойных винтовых двигателей [30]. Малый диаметр последних (до 48 мм) позволяет использовать при разведке твердых полезных ископаемых направленными скважинами.

Технические средства направленного бурения разового действия позволяют получить искривление скважины на небольшом интервале с достаточно резким перегибом. В практике распространены отклоняющие клинья и снаряды-отклонители. Отклоняющие клинья применяются для забуривания дополнительных стволов скважин в случае, когда другие средства не могут быть использованы.

Отклоняющие клинья могут быть неизвлекаемыми и извлекаемыми. В первом случае клин после отклонения остается в скважине и часто служит причиной осложнений, во втором случае – поднимается на поверхность. Клинья чаще всего изготавливают цельнометаллическими из труб. Угол скоса ложка клина принимается равным 2–4°. Основным преимуществом клиньев по сравнению с другими отклонителями – возможность их применения в ранее пробуренной скважине при создании искусственного забоя и простота изготовления.

Основным недостатком клиньев является возможность повреждения верхней торцевой части клина породоразрушающим инструментом при спуске бурового снаряда в скважину и ослабление крепления клина при вибрациях, возникающих в процессе вращения бурильных труб (рис. 6.12, *а*). Устранение этого явления можно достичь установкой клина *1*, имеющего поперечные надрезы *2*, в специально расширенную часть ствола *3*, что позволяет отклонить верхнюю часть клина к стенке расширенного ствола, (рис. 6.12, *б*).

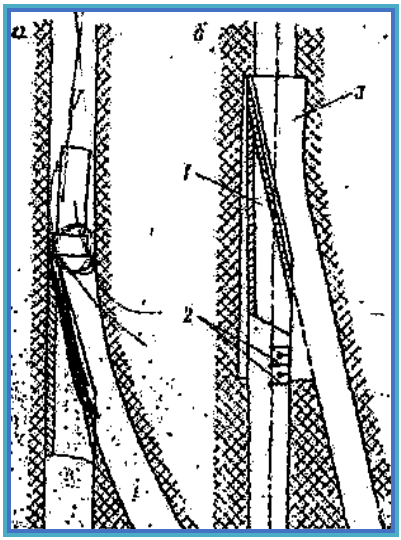


Рис. 6.12. Схемы установки отклоняющих клиньев:
1 – клин; 2 – поперечные надрезы; 3 *– расширенная часть скважины; 4 – отбурочный снаряд*

Неизвлекаемый клин опускают в скважину на бурильных трубах, к которым он присоединяется специальным переходником с помощью заклепок.

Последние после установки и раскрепления клина срезаются под действием осевой нагрузки.

Извлекаемые клинья лишены многих недостатков неизвлекаемых откпонителей, т. к. после забуривания в новом направлении на глубину 1,5–2,5 м извлекаемый отклонитель поднимается на поверхность и не мешает процессу бурения.

Извлекаемые отклонители состоят из трех основных частей: отклоняющего клина, раскрепляющего устройства и отбуривающего снаряда с породоразрушающим инструментом. В скважине отклонитель чаше всего расклинивается при создании осевой нагрузки.

Извлекаемый клиновой отклонитель СНБ-КО конструкции КазИМСа (рис. 6.13) состоит из корпуса *1* с клином-ложком *6* и бурового снаряда, включающего шарошечное или алмазное до-

лото *5*, удлинитель *4*, шарнир *3* и переходник *2*. Раскрепление клина в скважине осуществляется за счет задавливания его нижнего конца в специально подготовленное углубление.

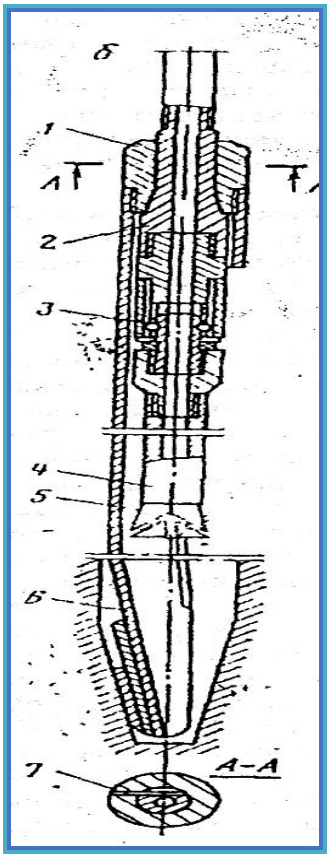


Рис. 6.13. Извлекаемый клиновой отклонитель СНБ-КО конструкции КазИМСа

После ориентирования отклонителя в заданном направлении его ставят на забой и раскрепляют под действием осевой нагрузки. Затем срезается стопорная шпилька *7* и забуривается пилот-скважина, после чего снаряд полностью извлекается на поверхность. Не расширяя пилот-скважину, спускают снаряд плавного искривления, состоящий из шарнирно соединенных верхнего и нижнего звеньев с расширителем. В качестве породоразрушающих инструментов могут использоваться любые долота сплошного бурения.

Отклонитель имеет угол скоса: ложка 3^0, диаметр отклонителя 57 и 73 мм, а отбуриваемой пилот-скважины – соответственно 46 и 59 мм.

Технологический инструмент, применяемый при направленном бурении, служит для выполнения следующих операций: забуривание дополнительного ствола, проработку интервала резкого перегиба, ствола скважины или расширение пилот-скважины с целью удаления выступа (рис. 6.12). Для выполнения этих операций используются специальные породоразрушающие инстру-

менты: фрезерные снаряды-расширители, снаряды для отбуривания пилот-скважины.При бурении с различными компоновками используются обычные твердосплавные или алмазные коронки. При бурении с отклоните-лями периодического или непрерывного действия чаще всего используются долота. В твердых породах применяются алмазные долота или долота, армированные синтетическими алмазами. В породах средних категорий и твердых (до IX–X категорий) наиболее эффективны шарошечные долота типов К и ОК диаметром 59, 76 и 93 мм. В породах V–VI категорий используются пикообразные лопастные долота, армированные твердым сплавом.

Расширители служат для увеличения диаметра пилот-скважины и калибровки ствола после его отклонения. Обычно расширитель представляет кольцевой цилиндр, к которому последовательно присоединены коронки смежных диаметров (коронка меньшего диаметра располагается ближе к забою).

6.5. Способы и средства бурения многоствольных скважин

Для забуривания дополнительных стволов при сооружении многоствольных скважин по схеме сверху вниз предложен бесклиновой способ, сущность которого заключается в следующем. Основной ствол скважины, пройденный до отметки забуривания дополнительного ствола, резко отклоняют с помощью одношарнирного снаряда небольшой длины. Интенсивность отклонения достигает 0,8 град/м.

При этом отклоняемый ствол должен иметь диаметр меньший, чем основной. После проработки интервала интенсивного искривления отклоненный дополнительный ствол добуривают до проектной глубины. Затем в скважину опускают жесткий длинный буровой снаряд диаметром, соответствующим основному стволу и бурят последний в проектном направлении. На месте отбуривания последующих дополнительных стволов описанная технологическая операция повторяется.

Преимущество бесклинового метода заключается в исключении работ, связанных с созданием искусственных забоев (мостов).

При разведке залежей полезных ископаемых снизу вверх дополнительные стволы забуривают после проходки основного ствола. При этом используются отклонители любых типов, устанавливаемых на искусственных забоях. Искусственный забой – это устройство, прочно перекрывающее ствол скважины и являющееся опорой для устанавливаемого отклонителя.

Обычно используются два способа создания искусственных забоев: установка специальных пробок-мостов и заполнение скважины сыпучим или вяжущим материалом. Первый способ целесообразно применять, если диаметр скважины в месте установки моста не разработан.

Принцип действия пробки-моста основан на выдвижении плашек из окон трубчатого корпуса устройства под действием конуса, связанного с поршнем, на который действует поток промывочной жидкости. После плотного закрепления пробки забоя плашками бурильная колонна при правом вращении от него отсоединяется.

Искусственный забой из сыпучих материалов создают путем заполнения ствола гравием, щебенкой, песком до места установки отклонителя. Сыпучий материал засыпается через устье скважины или доставляется в контейнерах. Предварительно ствол перекрывается деревянной пробкой типа «ерш».

Искусственный забой может создаваться вяжущими материалами

– цементными растворами и быстротвердеющими смесями (БТС), Особенно эффективно применение БТС на основе синтетических смол:

– эпоксидной, карбамидной и т. д.

После установки искусственных забоев многоствольное бурение осуществляется теми же средствами, что и направленное бурение.

6.6. Средства ориентирования отклонителей при направленном бурении

Отклонители ориентируют с целью совмещения направления их действия с направлением желаемого отклонения скважин. От-

клонители устанавливают относительно ориентированной в определенном направлении плоскости I (рис. 6.14). Для наклонных скважин такой плоскостью является апсидальная II, а для вертикальных скважин может служить плоскость магнитного меридиана.

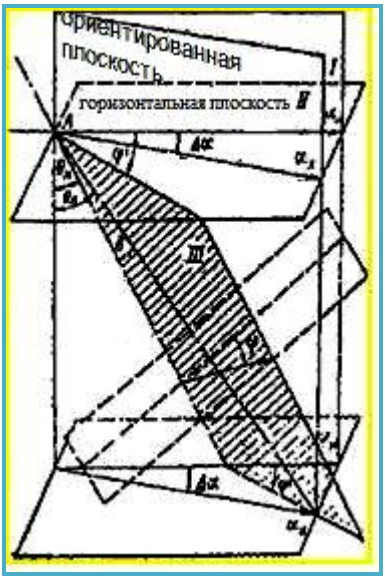


Рис. 6.14.
Положение ориентированной плоскости и плоскости установки отклонителя

Положение плоскости III отклонения (плоскость, в которой отклоняется ствол скважины) определяется углом φ между этой плоскостью и ориентированной плоскостью II. Указанный угол называется углом установки отклонителя (φ' – проекция этого угла на горизонтальную плоскость). При установке отклонителя ось скважины в плоскости III отклоняется на угол δ. Таким образом, азимутальный угол отклоненной скважины меняется на угол φ, а зенитный угол – на угол δ.

Для ориентирования отклонителей при установке в скважине используют прямой и косвенный методы.

Прямой метод заключается в ориентированном спуске колонны бурильных труб с постоянным сохранением заданного направления отклонителя или с фиксированием угловых смещений бурильной колонны с откло-нителем относительно ориентированного направления и возвращением его после спуска в заданное положение путем вращения бурильной колонны. Достоинством прямого метода является возможность его использования в вертикальных скважинах, недостатком – большая трудоемкость и невысокая точность.

Косвенный способ применяется в наклонных скважинах и заключается в ориентировании спущенного на забой отклонителя относительно апсидальной или меридианальной плоскости путем кругового поиска – вращения отклонителя с индикатором. Последний сигнализирует на поверхность о положении отклонителя относительно апсидальной плоскости или о совмещении направления действия отклонителя с заданным направлением отклонения скважины.

Таблица 6.1

Приборы-ориентаторы отклонителя

Параметры	Марка прибора		
	АШ-3	«Курс»	«Луч»
Диапазон ориентирования, град	-	0-340	0-360
Диапазон зенитных углов, при которых работает ориентир, град	3-80	3-90	2-60
Точность ориентирования в градусах при зенитных углах $1,5^0$-3° 3°-3° 5°-10° >10°	± 10 ± 3	- ±10 ±5 ± 5	±10 ± 7 ± 5-7 ± 5
Максимальная глубина применения, м	600	2000	2000
Размеры датчика, мм	20 1160	18	13 1020
Масса, кг	1,96	1,1	0,87
Рабочее напряжение тока, В	36	220	220

В практике направленного бурения известно много способов и устройств для ориентирования отклонителей, основанных на рассмотренных принципах. Это, например, апсидоскоп штыревой АШ-3, разработанный геологической службой Восточного Казахстана.

Приборы «Курс» и «Луч» наиболее распространены в связи с их универсальностью и достаточно высокой эффективностью, возможностью их применения в глубоких скважинах. Вместе с тем они имеют ряд недостатков: сложность конструищи и высокая стоимость, невысокая точность ориентирования при малых зенитных углах и работе в сильноминерализованной воде.

Контрольные вопросы к главе VI:

1. Как влияет перемежаемость пород по твердости и угол контакта между слоями пород на искривление скважин?
2. Перечислите основные технические причины искривления скважин.
3. Наклонная скважина бурится в очень мягких породах. Как поведет себя траектория скважины?
4. Принцип работы инклинометра «Зенит-IV».
5. Что означает «бурение по типовому профилю»?
6. Порядок проектирования траекторий одноствольных скважин.
7. Принцип действия отклонителя ТЗ-3.
8. Сущность прямого и косвенного методов ориентирования отклонителей.

Глава VII. УДАРНО-ВРАЩАТЕЛЬНОЕ БУРЕНИЕ, ПРЕДУПРЕЖДЕНИЕ И ЛИКВИДАЦИЯ АВАРИЙ

Эффективность вращательного бурения значительно повышается, если к породоразрушающему инструменту приложить ударные импульсы определенной энергии и частоты. Генераторами ударных импульсов служат специальные машины; гидроударники, использующие энергию промывочной жидкости, и пневмоударники, для привода которых используется сжатый воздух.

При ударно-вращательном бурении твердосплавные коронки можно применять для пород до XI категории по буримости. Механическая скорость возрастает в 3–6 раз по сравнению с вращательным способом, производительность буровых работ повышается в 1,3–1,6 раза при снижении их стоимости на 20–40 %.

7.1. Ударно-вращательное бурение с применением гидроударников

Принцип работы гидроударников основан на использовании явления гидравлического удара, сущность которого заключается в резком повышении давления вблизи преграды вследствие инерции движущегося потока жидкости. Принципиальная схема наиболее распространенного гидроударника прямого действия приведена на рис. 7.1. Подаваемая через бурильные трубы промывочная жидкость перемещает вниз поршень *3*, имеющий центральный канал с прижатым к нему клапаном *2*, до тех пор пока сила сжатия возвратной пружины *1* не превысит давление жидкости на клапан. В этот момент происходит отрыв клапана от поршня, и боек *7*, продолжая по инерции движение вниз, наносит удар по наковальне *5*, которая через переходник *6* связана с колонковым набором или долотом. Во время отрыва клапана от поршня жидкость проходит через каналы поршня и переходника в колонковый набор.

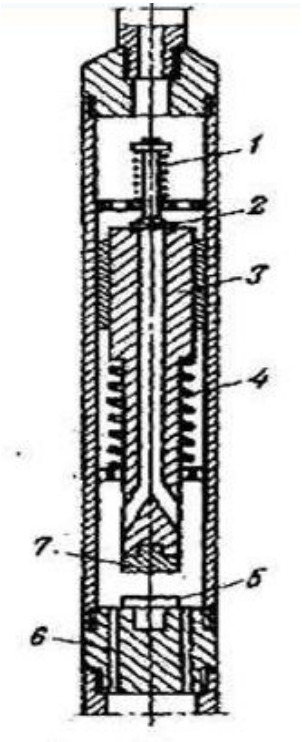


Рис. 7.1. Принципиальная схема гидроударника

После удара боек под действием возвратной пружины *4* вернется в исходное положение и клапан *2* вновь перекроет центральный канал поршня. Затем цикл повторяется. В СКБ НПО «Геотехника» разработаны гидроударники марок Г-9, Г-7, ГВ-5, ГВ-б, предназначенные для бурения скважин диаметрами 59–112 мм.

Гидроударники Г-9, Г-7 работают с использованием технической воды, гидроударники ГВ-5, ГВ-6 – также с промывкой глинистым раствором. Расход промывочной жидкости для привода гидроударных машин составляет 120–160 л/мин (в гидроударнике Г-7 он может доводиться до 220 л/мин). Частота ударов поршня-бойка составляет 1000–1200 уд/мин, а в высокочастотных гидроударниках ГВ-5, ГВ-6 – до 3000 уд/мин. Энергия единичного удара в низкочастотных машинах – 50–70 Дж, в высокочастотных – 5–15 Дж.

Для гидроударного бурения выпускают твердосплавные коронки марки КГ (коронка гидроударная) диаметрами 59, 76, 93 и 112 мм. Основные отличия указанных коронок от коронок для вращательного бурения заключаются в том, что они имеют утолщенное короночное кольцо (толщина стенки 12–15 мм) и армированы массивными клиновидными резцами твердого сплава ВК15, обладающего повышенной ударной вязкостью. Обычно коронка оснащается четырьмя резцами. Эти конструктивные особенности, а также треугольный профиль промывочных каналов обеспечивают прочность торцовой части и резцов коронки при действии ударных нагрузок.

Для гидроударного бескернового бурения применяются трех- и четырехлопастные долота с опережающим центральным лезвием, а также шарошечные долота с опережающей пикой. Колонковый снаряд при гидроударном бурении состоит из переходника, толстостенной колонковой трубы, подкоронника и коронки с кернорвателем.

Технология бурения с применением гидроударников. Ударно-вращательное бурение гидроударниками Г-7 и Г-9 рационально в породах VII–X категорий по буримости до глубины 800–1000 м. При использовании ударных машин ГВ-5 и ГВ-б рациональной областью считаются породы V–VIII категорий до глубины 1200 м при бурении твердосплавными коронками типа СА и породы V–XI категорий до глубины 1200 м при бурении алмазными коронками.

Гидроударное бурение успешно применяется в широком диапазоне пород. Их физико-геологические свойства меньше влияют на эффективность этого способа по сравнению с вращательным. Выход керна, как правило, выше, что объясняется уменьшением подклиниваний вследствие продольных вибраций колонкового набора. Исключение составляет бурение сильнотрещиноватых пород, где для повышения выхода керна следует использовать эжекторные снаряды.

Поглощение промывочной жидкости вызывает осложнение процесса вследствие скопления шлама на забое, что приводит к прихватам бурового снаряда. В этих условиях целесообразно включать в его состав шламовые трубы.

Гидроударное бурение ведется обычными станками колонкового бурения, но т. к. рациональная частота вращения снаряда при бурении крепких пород составляет 20–30 об/мин, заменяют электропривод станка или устанавливают понижающий редуктор. Повышенные требования предъявляются к буровым насосам и их обвязке. Значительная часть гидравлической энергии затрачивается на привод гидроударника, поэтому для промывки используют насосы НБ4, НБ5, 11ГрИ с повышенной подачей.

При использовании гидроударников Г-7 и Г-9 требуется оборудование нагнетательной магистрали компенсатором с расчетным давлением не ниже 8 МПа для гашения гидравлических

ударов. Напорные шланги должны быть бронированными и иметь внутренний диаметр не менее 38 мм. Соединение напорного шланга с вертлюгом-сальником должно быть очень надежным и выдерживать давление не менее 10 МПа. Смонтированная магистраль впрессовывается на давление, превышающее на 15–20 % рабочее.

Перед спуском гидроударник регулируется в соответствии с указаниями его паспортной характеристики, тщательно проверяют работоспособность кернорвателя и замеряют диаметр коронки. Диаметр вновь опускаемой коронки не должен превышать диаметра коронки, бывшей в работе, более чем на 0,2 мм в породах до VIII категории и 0,1 мм в породах IX категории. В породах более высоких категорий указанные диаметры коронок должны быть равны. При несоблюдении этих условии зауженный участок скважины расширяют шарошечным долотом или специальным расширителем.

При спуске снаряда нельзя допускать ударов коронки об уступы скважины и обсадные трубы. Постановка снаряда на забой осуществляется при минимальной подаче и частоте вращения. В начале рейса (10–15 см) создают пониженный режим бурения: осевая нагрузка 2–3 кН, расход жидкости 120–150 л/мин, частота вращения 60–80 об/мин. Затем устанавливают рациональный режим.

При гидроударном бурении основной параметр – расход промывочной жидкости, от которого зависят частота и энергия ударных импульсов, передаваемых породоразрушающему инструменту. Этот параметр следует поддерживать на уровне расхода, соответствующего паспортной характеристике гидроударника.

Осевая нагрузка, при бурении относительно слабых и средней твердости пород (V–VII категории) выполняет те же функции, что и при вращательном бурении. Повышение эффективности процесса достигается большим заглублением резцов за счет ударных импульсов.

При бурении более твердых пород осевая нагрузка должна обеспечить плотный контакт резцов с породой. В результате создаются оптимальные условия для передачи ударных импульсов и стабильности работы гидроударника. Чрезмерная нагрузка в твер-

дых абразивных породах вызывает интенсивный износ резцов.

Частота вращения коронки характеризует длину пробега каждого резца между двумя последовательными ударными импульсами, а также общий путь трения резцов о породу и их износ. Оптимальная величина этого параметра (в об/мин) рассчитывается по формуле

$$N = m_{уд}\delta/\pi D_{ср}, \qquad (7.1)$$

где $m_{уд}$ – частота ударных импульсов в 1 мин (берется по технической характеристике гидроударника); δ – оптимальная длина пробега резца между смежными ударами, мм; $D_{ср}$ – средний диаметр коронки, мм.

Величина δ зависит от твердости и абразивности горных пород, а также от диаметра коронки. Для малоабразивных пород VI–VII категорий δ=16÷30 мм, для твердых высокоабразивных пород IX–X категорий δ= 4÷5 мм. Осевая нагрузка на забой зависит от свойств пород и диаметра скважины, изменяясь в диапазоне 4–10 кН, причем с повышением твердости и абразивности пород и уменьшением поперечного размера скважины величина нагрузки принимается ближе к нижнему пределу указанного интервала.

Во избежание прихвата снаряда нельзя накапливать на забое не-вынесенный шлам. Чистка скважины проводится снарядом со шламовой трубой. При бурении в сильнотрещиноватых породах возможна поломка резцов коронки. В этом случае забой очищается от обломков твердого сплава специальными ловушками.

Керн срывают, вращая снаряд и поднимая его на 0,5 м над забоем пластинчатыми пружинами специального (цангового) кернорвателя.

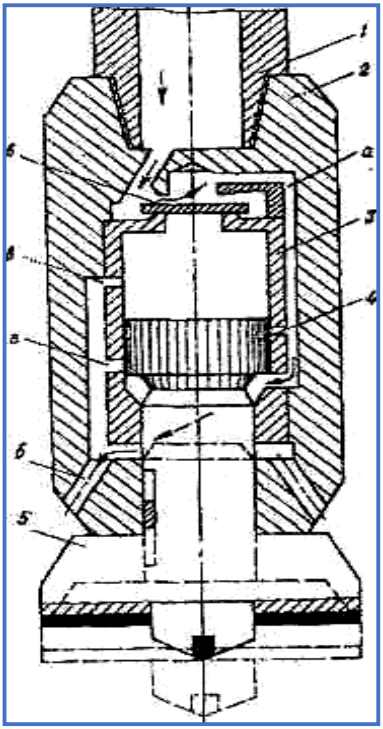
Режим бурения высокочастотными гидроударниками ГВ-5 и ГВ-6 с использованием серийных твердосплавных и алмазных коронок практически не отличается от режима вращательного бурения. Исключение составляет расход жидкости, который увеличивается в 2–3 раза для обеспечения нормальной работы гидроударника.

7.2. Ударно-вращательное бурение с применением пневмоударников

Эта разновидность ударно-вращательного бурения дает наибольший эффект в породах VII–XII категорий по буримости, в безводных районах и при бурении многолетнемерзлых пород, в условиях поглощения промывочной жидкости. Применение пневмоударников позволяет повысить скорость бурения в 3–4 раза, по сравнению с твердосплавным и в 1,5–2 раза по сравнению с алмазным бурением при снижении стоимости работ на 25–45 %. Пневмоударники применяют при бурении поисковых скважин на воду. Глубина пневмоударного бурения достигает 100 м в обводненных и 300 м в сухих породах (при использовании компрессора, развивающего давление до 0,7 МПа). Пневмоударник представляет собой забойную машину, в которой возвратно-поступательное перемещение поршня с нанесением ударов по наковальне осуществляется энергией сжатого воздуха. Схема работы пневмоударника показана на рис. 7.2. В корпусе *2* размещен цилиндр *3*, в котором перемещается поршень *4*. В верхний торец цилиндра вмонтирован клапан *6*.

Корпус верхней резьбой соединяется с бурильной колонной *1*, а нижним торцом на скользящей посадке присоединяется к долоту *5* (или к колонковому набору). При подвешивании снаряда над забоем долото занимает нижнее положение (показано пунктиром), и сжатый воздух из бурильной колонны по каналам *«а»* и «*б*» проходит в призабойное пространство скважины. При постановке снаряда на забой долото занимает верхнее положение, перекрывая доступ воздуха в канал «*б*».

Давление под поршнем растет, заставляя последний двигаться вверх. При движении поршень первоначально вытесняет по каналу *«в»* воздух из верхней части цилиндра, а затем открывает каналы *«г»* и закрывает каналы *«в»*. В нижней части цилиндра давление начинает падать, а в верхней – возрастать. В определенный момент открывается клапан *«б»* и под действием поступающего воздуха, поршень пойдет вниз и нанесет удар хвостовику долота. При движении вниз поршень откроет каналы *«в»*, что приведет к падению давления в верхней части цилиндра и перекрытию клапаном доступа воздуха. Затем цикл повторяется.



В Тульском отделении ЦНИГРИ разработаны комплексы технических средств пневмоударного бурения. В комплексы входят пневмоударники, одинарные и двойные колонковые трубы, соответствующий породоразрушающий инструмент, шламовые трубы. Для бурения разведочных скважин различного диаметра разработаны четыре типа пневмоударников: РП-130 (РП-130М), РП-111, РП-94С, РП-76.

Рис. 7.2. Схема работы пневмоударника

Техническая характеристика пневмоударников

Тип пневмоударника… РП-130(РП-130М) РП-11 РП-94С РП-76
Диаметр скважины, мм ……132, 153, 161, 184, 216,113, 96, 76
Расход воздуха общий, $м^3$/мин ……..10-12 7-9, 5-6, 4-5
В т. ч. на работу пневмоударника…….6,5-7,5 4-4,5 3-3,5 2-3
Давление воздуха, Мпа ……... 0,6-0,7 0,7 0,6-0,7 0,6-0,7
Энергия единичного удара, …….Д 250-300 140-160 90-100 60-70
Число ударов в 1 мин...900-1100 1500-1800 1500-1800 1100-1200
Ресурс рабочего времени, ч…….. 450 450 450 450

Породоразрушающий и технологический инструменты

Для пневмоударного колонкового бурения используют коронки типа КП и КДП, для бескернового бурения – коронки типа КПС. Все коронки армированы массивными резцами твердого сплава марки ВК15.

Коронки КП предназначены для бурения монолитных и трещиноватых пород УТЛ–Х категорий по буримости одинарными колонковыми трубами. Коронка КП состоит из корпуса с конической резьбой. Торцовая часть ее вооружена периферийными, центральными и промежуточными штыревыми твердосплавными резцами, имеющими клиновидную или асимметричную форму заточки. Заклинивание керна осуществляется скобами, размещенными в корпусе.

Коронки КДП предназначены для бурения трещиноватых пород VIII–X категорий по буримости с двойными колонковыми трубами. В корпусе коронки со стороны резьбы имеется кольцевая проточка для керноприемной трубы, а в торцовой части – продольные каналы для прохода воздуха из межтрубного пространства на забой.

Коронки КПС используют при бескерновом бурении монолитных и трещиноватых пород VII–X категорий по буримости. Торец коронки выполнен в виде нескольких колец, расположенных одно в другом и вооруженных твердосплавными резцами. Такая конструкция позволяет при ступенчатом забое, образуемом каждым резцом, разрушать породу между выступами без приложения дополнительной нагрузки. Применяются также долота с опережающим центральным лезвием.

Для пневмоударного бурения используются одинарные (ТП) и двойные (ТДП) колонковые трубы. Трубы ТП имеют толщину стенки 5,5–7 мм, а на наружной поверхности – твердосплавные ребра для повышения износостойкости. С обоих торцов труб нарезается внутренняя конусная резьба. Наружные диаметры труб ТП и ТДП: 89, 112, 121, 140, 146, 168 и 203 мм.

Технологии бурения с применением пневмоударников. Монтаж бурового оборудования и обвязка устья скважины осуществляются по такой же схеме, как при вращательном бурении

с продувкой. Сопротивление поверхностной нагнетательной магистрали при расходе воздуха 10 $м^3$/мин не должно превышать 0,1 МПа. Буровой станок должен быть оборудован редуктором, понижающим частоту вращения снаряда до 10–20 об/мин.

Перед началом бурения опущенный в скважину буровой снаряд приподнимают над забоем, продувают с целью выноса шлама и выброса воды. Затем снаряд ставят на забой. Расход нагнетаемого воздуха определяют, исходя из паспортной характеристики пневмоударника и необходимости очистки забоя от шлама. Для эффективного удаления последнего надо обеспечить скорость восходящего потока воздуха не менее 12–15 м/с при бурении сухих пород и 20–22 м/с слабообводненных. Для получения таких скоростей следует применять бурильные трубы увеличенного диаметра (60,3 или 73 мм). Расход воздуха рассчитывают по формуле (4.8). Частота вращения коронки зависит от тех же параметров, что й при гидроударном бурении и определяется по формуле (7.1).

Частота вращения в монолитных породах в зависимости от категории по буримости и диаметра коронки изменяется от 15 до 90 об/мин, причем с повышением прочности пород и их трещиноватости, а также с увеличением диаметра бурения она снижается. Осевая нагрузка на забой, как и при гидроударном бурении, должна обеспечить плотный контакт резцов с породой. Рекомендуемая ее величина в зависимости от диаметра коронки находится в пределах 2–4 кН при бурении монолитных пород и 1–2,5 кН при проходке трещиноватых.

Обычно в начале рейса диаметр скважины превышает диаметр коронки на 0,5–0,75 мм. По мере абразивного износа, затупления и округления ее резцов диаметр скважины становится равным диаметру породоразрушающего инструмента и даже меньше его номинального размера. Интенсивность бокового износа коронки зависит от абразивности пород и изменяется от 0,006 мм на 1 м проходки в породах VI категории до 0,2 мм на 1 м в породах XI категории. Износ коронки вызывает ее боковой зажим стенками скважины, что снижает энергию передаваемых резцам ударных импульсов и, как следствие, резко уменьшает скорость бурения.

В связи с указанной особенностью пневмоударного бурения большое значение имеет правильная отработка коронок, которая ведется по круговой схеме их чередования. В круг чередования включаются коронки одного диаметра в количестве, необходимом для бурения заданного интервала скважины с учетом твердости и абразивности горных пород. Коронки группируются по диаметрам с разницей 0,2 мм. Допустимое уменьшение диаметров последовательно применяемых коронок составляет 0,1–0,2 мм при бурении крепких пород и 0,3–0,4 мм – пород средней твердости.

Существовавшая проблема повышения выхода керна при пневмоударном бурении трещиноватых и раздробленных крепких пород успешно решена С. З. Кабдуловым, разработавшим пневмоударно-эжекторный снаряд [19]. Принцип работы последнего основан, как уже указано в гл. V на возбуждении обратного потока воздуха внутри керноприемной трубы.

7.3. Причины аварий и их предупреждение

Авария в скважине – это непредвиденное прекращение ее углубления, вызванное нарушением состояния ствола или находящегося в нем технологического инструмента. В результате аварий увеличиваются сроки сооружения скважин и стоимость буровых работ, снижается производительность. Аварии могут возникать вследствие геологических, технических, технологических и организационных причин.

Геологические причины обусловлены бурением в сложных условиях: поглощение промывочной жидкости, вызванное проходкой сильнотрещиноватых закарстованных пород и зон тектонических нарушений, осыпи и обвалы стенок скважины, вскрытие высоконапорных пластов, вызывающих выбросы воды, нефти и газа; сальникообразование и т. д.

Техническими причинами могут быть применение неисправных бурильных и обсадных труб, а также изношенных инструментов.

К технологическим причинам относятся нарушение рационального режима бурения, применение технологии без учета

реальных горно-геологических условий проходки скважины.

Организационными причинами являются недостаточная квалификация буровой бригады, низкая трудовая дисциплина, слабое обеспечение необходимыми материалами, инструментами, приборами и т. д.

Профилактика аварий заключается в строгом соблюдении технологического режима бурения и других требований геолого-технического наряда, оснащении буровой установки необходимыми контрольно-измерительными приборами, механизмами и инструментами, повышении квалификации и трудовой дисциплины буровой бригады, механизации трудоемких процессов сооружения скважин.

7.4. Инструмент и методы ликвидации аварий

Наиболее частые виды аварий – прихваты бурового снаряда, обрыв колонковых, обсадных и бурильных труб, отвинчивание или обрыв породоразрушающего инструмента. При возникновении аварии в первую очередь определяют глубину скважины, на которой она произошла, устанавливают причину и составляют план ликвидации аварий.

Аварии, вызванные прихватом бурового снаряда. Основные причины прихвата (заклинивания) бурового снаряда – наличие большого количества шлама на забое, зауживание ствола скважины вследствие использования долот, изношенных по диаметру, проходка набухающих, пучащихся пород. Для предупреждения прихватов необходимо применять высококачественный глинистый раствор, обработанный химическими реагентами.

Промывку скважины при спуске бурового снаряда следует начинать, не доходя 2–3 м до забоя. При внезапном прекращении циркуляции промывочной жидкости следует приподнять буровой снаряд на длину ведущей трубы. Перед его подъемом скважину надо тщательно промывать с целью очистки от шлама. При замене изношенного долота новым призабойный участок ствола длиной 15–20 м прорабатывается на первой скорости вращения при небольшой подаче (35–40 м/ч). При прихвате буровой снаряд расхаживают с помощью лебедки или гидравличе-

ской системы установки, чтобы восстановить циркуляцию промывочной жидкости в случае ее нарушения.

При заклинивании снаряда, продвигающегося к забою, следует быстро увеличить подачу бурового раствора и после нескольких минут промывки попытаться поднять снаряд. Если это не удается, промывку продолжают и снаряд расхаживают с одновременным его вращением. Если перечисленные мероприятия не дают эффекта, буровой снаряд освобождают выбивным снарядом или домкратами. Выбивной снаряд представляет собой массивный кольцевой цилиндр, соединенный с талевым канатом и надеваемый на ведущую трубу.

Если снаряд прихвачен обвалившейся породой или осевшим сверху шламом, первоначально восстанавливают циркуляцию раствора, а затем размывают шламовую пробку. Если циркуляция жидкости не восстанавливается, в скважину опускают дополнительную бурильную колонну, через которую размывают шлам. В случае прихвата снаряда в карбонатных породах эффективна обработка скважины соляной кислотой.

Аварии с бурильными трубами. Прихват снаряда может быть причиной обрыва бурильных труб, т. к. в этом случае на снаряд передается максимальная (с учетом кратковременной перегрузки) мощность двигателя установки. Обрывы снаряда часто возникают при недопустимом износе бурильных труб или их резьбовых соединений.

Профилактика обрывов заключается в тщательном контроле с помощью калибров и дефектоскопов бурильных труб и их соединений. Для уменьшения изгибающих напряжений диаметр бурильной колонны выбирают как можно ближе к диаметру скважины, обязательно применяют утяжеленные бурильные трубы. Перед свинчиванием резьбовые соединения очищают и смазывают графитовой смазкой. Трубы свинчивают до отказа, без оставления зазоров в замковых соединениях.

При обрыве бурильных труб углубление забоя прекращается, на поверхность поднимают верхнюю часть бурильной колонны. По длине поднятых труб и форме оборванного конца устанавливают местонахождение оставленной части колонны и характер обрыва. В необходимых случаях местоположение кон-

ца оставленной части снаряда уточняют спуском в скважину на бурильных трубах печати. В простейшем случае печать представляет собой деревянную пробку, торец которой заполнен пластичным материалом (канифоль со смолой). Для ловли оставшегося снаряда применяют овершот, метчик и колокол.

Овершот (рис. 7.3, *а*) применяют, если оставленный инструмент не прихвачен. Овершот опускают на бурильных трубах и осторожно с вращением накрывают оборванный конец. При подаче вниз корпуса *1* овершота плашки *2* заскакивают за нижний торец муфты или замка оставленной в скважине колонны и удерживают ее при подъеме.

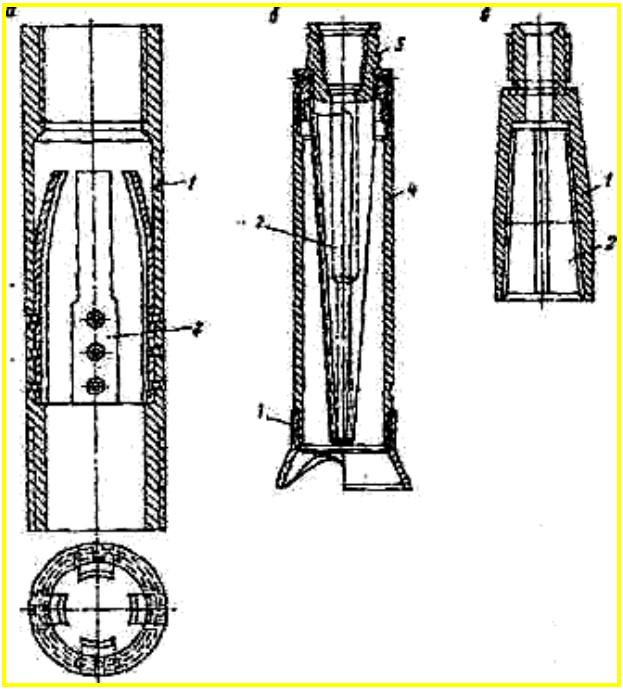


Рис. 7.3. Инструменты для ликвидации аварий при вращательном бурении

Метчик используют для ликвидации обрыва бурильных труб в муфтах и замковых соединениях. Метчик (рис. 7.3, *б*) – инструмент конической формы, на боковой поверхности которого нарезана резьба и профрезерованы продольные канавки для выхода стружки при ввинчивании в оборванный конец бурильной колонны. Осевой канал *2* метчика служит для прохода промывочной жидкости, а резьба *3* на цилиндрической части – для соединения с бурильными трубами, опускаемыми в скважину. При ловле бурового снаряда в скважинах большого диаметра метчики оснащаются направляющими воронками *1* с патрубком *4*.

Колокол (рис. 7.3, *в*) применяется для соединения с оставленным снарядом при обрыве самих бурильных труб. Колокол представляет собой корпус *1* с направляющей воронкой *2*, имеющей внутреннюю резьбу для ввинчивания в оборванный конец бурильных труб.

Ловильный инструмент (колокол или метчик) опускают в скважину на бурильных трубах. Не доходя 1–1,5 м до места обрыва, включают подачу промывочной жидкости. Окончив промывку, осторожно опускают ловильный инструмент и вращением на три-четыре оборота ввинчивают его в оборванный конец снаряда. Затем вновь включают буровой, насос для удаления осевшего шлама, ввертывают до отказа ловильный инструмент и извлекают буровой снаряд из скважины. Если оставленная часть инструмента сильно прихвачена, для ее извлечения пользуются выбивными снарядами и домкратами. Эффективно применение механических забойных вибраторов, включаемых при спуске ловильного инструмента в состав снаряда.

Аварии с породоразрушающим инструментом. Для исключения обрыва или отвинчивания долота необходимо тщательно проверять его исправность, особенно в местах сварки швов. Необходимо также следить за исправностью резьбы породоразрушающего инструмента, прочно соединять его с буровым снарядом. Породоразрушающий инструмент на забой ставят плавно, без рывков. При бурении на долото нельзя допускать чрезмерной осевой нагрузки.

Для извлечения неприхваченного долота при его вертикальном расположении применяются метчик или колокол. Если

долото лежит боком и сильно прихвачено, его разрушают взрывом опущенной в скважину торпеды. Обломки долота поднимают магнитным фрезером или пауком.

Магнитный фрезер представляет собой торцовую фрезу, которая разрушает стальные предметы на забое и поднимает их в виде стружки на поверхность.

Паук – тонкостенный цилиндр, нижняя часть которого имеет профрезерованные лепестки. При постановке паука на забой под действием осевой нагрузки лепестки подгибаются внутрь, захватывая обломок долота. С помощью паука и магнитного фрезера из скважины удаляют мелкие предметы, случайно упавшие в скважину.

Аварии с колонковыми и обсадными трубами. Оборвавшуюся колонковую или шламовую трубу поднимают с помощью метчика или труболовки.

Гидравлическая труболовка представляет собой корпус, внутри которого расположен подпружиненный поршень. Шток последнего связан с плашками, перемещающимися по конусу. Труболовка на бурильных трубах опускается внутрь оборванной трубы. При включении насоса под давлением жидкости поршень со штоком, сжимая пружину, движется вниз. Связанные со штоком плашки, перемещаясь вниз по конусу, выдвигаются в радиальном направлении, захватывая своими насечками трубу за внутреннюю часть. При снижении давления жидкости поршень, перемещаясь вверх, освобождает плашки от трубы.

Наиболее сложная авария с обсадными трубами – отвинчивание и отклонение нижней части обсадной колонны. В этом случае извлекается верхняя ее часть, а нижняя поднимается с помощью труболовки или метчика.

Изогнутые и смятые обсадные трубы выпрямляют специальными развертками или оправочными долотами.

Контрольные вопросы к главе VII

1. Принцип работы гидроударника.
2. Отличие коронок гидроударного бурения от твердосплавных коронок вращательного бурения.
3. Особенности оборудования для гидроударного бурения.
4. Принцип работы пневмоударников.
5. Особенности бурового оборудования при пневмоударном бурении.
6. Особенности технологии проходки скважин с применением пневмоударников.
7. Причины аварий в скважинах. Виды аварий, наиболее часто встречающихся в практике буровых работ.
8. Инструменты для ликвидации аварий.
9. Профилактические меры для предотвращения аварий.

Глава VIII. КРЕПЛЕНИЕ И ТАМПОНИРОВАНИЕ СКВАЖИН

Крепление скважины – необходимое условие существования ее как инженерного сооружения. Конструкция скважины должна обеспечить выполнение поставленной геологической задачи, а при добыче из нее полезного ископаемого – длительную и надежную эксплуатацию, кроме того, она должна быть простой, не металлоемкой и дешевой.

8.1. Конструкция скважин колонкового бурения

Проектирование конструкции поисково-разведочной скважины на твердые полезные ископаемые начинается с установления ее конечного диаметра, который определяется минимальным диаметром керновой пробы, обеспечивающей ее представительность, и габаритами опускаемых геофизических приборов. В свою очередь, минимальный диаметр кондиционного керна зависит от вида разведуемого ископаемого и степени неравномерности распределения его в рудном теле [13]. В большинстве случаев минимально допустимый диаметр керна составляет 22–60 мм. При проведении геофизических исследований в колонковых скважинах их минимальный конечный диаметр, исходя из второго условия, обычно берется не менее 40–70 мм.

Определив с учетом указанных соображений конечный диаметр скважины, намечают по ожидаемому геологическому разрезу интервалы неустойчивых пород или пересекаемых скважиной водоносных пластов, которые необходимо закрепить обсадными трубами и заполнить затрубное пространство изолирующим материалом. При колонковом бурении для крепления ствола скважин применяют обсадные трубы ниппельного и безниппельного соединений (рис. 8.1, *а, б*). Такие соединения обеспечивают гладкоствольность колонны по наружному диаметру и минимальные зазоры между колонной и стенкой скважины.

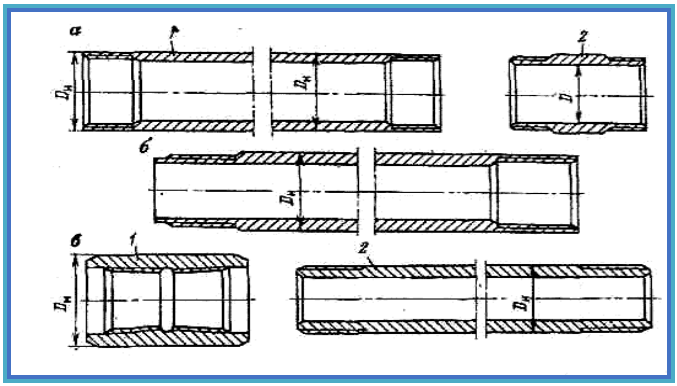


Рис. 8.1. Обсадные трубы:
а – ниппельное соединение: 1 – обсадная труба; 2 – ниппель; б – безниппельное соединение труб; в – муфтовое соединение; 1 – муфта; 2 – обсадная труба; $D_М$ – диаметр муфты; $D_н$, D – соответственно наружные диаметры труб и внутренний диаметр ниппеля

Обсадные трубы изготовляются бесшовными из сталей групп прочности Д и К и поставляются длиной 1500–6000 мм. Резьба на трубах и ниппелях – трапецеидальная, цилиндрическая. Предельная длина обсадных колонн этого типа, опускаемых в скважину, составляет с учетом прочности на разрыв 1000–1200 м. Обсадные трубы ниппельного соединения выпускаются наружными диаметрами 33,5, 44, 57, 73, 89, 108, 127 и 146 мм при толщине стенки трубы 3–5 мм; обсадные трубы безниппельного соединения вьшускаются наружными диаметрами 33,5, 44, 57, 73 и 89 мм при толщине стенки трубы 3–5 мм.

На рис. 1.1 приведена конструкция разведочной скважины на твердые полезные ископаемые. Нижняя часть ствола скважины пересекает устойчивые породы и не закрепляется. Промежуточная (техническая) колонна перекрывает неустойчивые породы или интервал сильного поглощения промывочной жидкости. Затрубное пространство в указанном интервале заполняется изолирующим материалом. Внутренний диаметр обсадных колонн должен быть таким, чтобы обеспечить проход коронки для бурения нижележащих пород. Зазор между коронкой и внутренним диаметром колонны должен составлять 2–3 мм.

Для направления скважины и предохранения ее устья от размыва после забуривания на глубину 2–8 м устанавливают направляющую трубу с последующим бетонированием затрубного пространства. Разность между диаметром скважины и наружными диаметрами опускаемых обсадных колонн ниппельного и безниппельного соединений обычно составляет 2–5 мм. При проектировании наклонных скважин следует руководствоваться рекомендациями гл. VI. Во всех случаях при проектировании необходимо стремиться к наиболее простой конструкции скважины, избегая, где возможно, спуска дорогостоящих обсадных колонн, заменяя их более дешевыми методами крепления (например, тампонированием).

8.2. Конструкция скважин на жидкие полезные ископаемые

Проектирование конструкции скважин на жидкие полезные ископаемые начинается с выбора диаметра и длины эксплуатационной колонны. Внутренний диаметр последней выбирают, исходя из ожидаемого дебита, жидкости (ее объем, извлекаемый из скважины в единицу времени) и габаритов насосного оборудования, которое опускается в скважину. Внутренний диаметр колонны и ее длина должны быть достаточными, чтобы указанное оборудование свободно проходило и устанавливалось на заданной глубине.

Если породы, слагающие продуктивный пласт, недостаточно устойчивы, то этот интервал ствола скважины оборудуют специальным фильтровым устройством. Если в разрезе отсутствуют пласты с высоким давлением, нет интервалов неустойчивых пород и зон поглощений промывочной жидкости, то устанавливают только направление (так в конструкции этих скважин называется направляющая труба), а иногда и кондуктор. Последний необходим в том случае, когда в верхней части разреза залегают рыхлые, неустойчивые породы с низким пластовым давлением. При бурении нефтяных и газовых скважин нижняя часть кондуктора должна быть установлена в плотных устойчивых породах ниже зоны осложнений.

Часто, особенно при бурении глубоких скважин на нефть, газ, термальные и минеральные воды, в разрезе встречаются чередующиеся пласты с аномальным давлением. В этих условиях вследствие большой разницы давлений в смежных пластах может возникнуть ситуация, когда параметры промывочной жидкости при бурении одного пласта окажутся непригодными при вскрытии другого, ввиду опасности возникновения выбросов или сильных поглощений раствора. Для предотвращения этих осложнений в скважину опускают промежуточную колонну. Ее опускают перед вскрытием пласта с аномальным давлением. Затрубное пространство заполняют тампонажным материалом. Плотность и дрзтие параметры промывочной жидкости изменяются до величины, предотвращающей возникновение осложнений.

Длины опускаемых обсадных колонн при глубоком бурении составляют иногда несколько тысяч метров, поэтому для крепления применяются в основном стальные бесшовные трубы муфтового соединения (рис. 8.1, *в*). Такое соединение обеспечивает значительную прочность колонны на разрыв от собственного веса. Концы труб имеют наружную коническую резьбу, муфты – внутреннюю. Трубы поставляют длиной 9,5–13 м и изготовляют с различной толщиной стенки, что достигается изменением их внутреннего диаметра, Основные размеры обсадных труб и муфт к ним приведены ниже в табл. 8.1.

При бурении скважин на воду небольшого диаметра (до 150 мм) можно применять ниппельное и безниппельное соединения труб.

Необходимый диаметр долота $Д_д$, принимаемый приближенно равным диаметру скважины, определяется по формуле:

$$D_д = D_M + 2Δ, \qquad (8.1)$$

где D_M – диаметр муфты обсадной колонны, мм;

Δ – зазор между скважиной и муфтой, мм.

Таблица 8.1

Обсадные трубы муфтового соединения

Диаметр трубы, мм:																	
Наружный	114	140	146	168	178	194 "	219	245	273	299	324	340	351	377	407	426	508
Внутренний $D_{вн}$	102,3 –98,3	127,7-117,7	133-124	155,3-144,3	164-154	179,7-169,7	205-195	230,5-220,5	259-249	282,5-274,5	306-300	321,7-315,7	333-327	359-353	388,4-382,4	406-402	486
Масса 1 м трубы, кг	16-20,9	19,8-35	20,7-36,6	25-46,2	29,6-49	32,3-53,9	36,6-613	41-69	45-77,2	54,4-849	70,1-92,6	73,2-96,6	75,9-100,3	81,7-108	88-117,5	102,7-122,5	135
Наружный диаметр муфты, D_M	133	159	166	188	198	216	245	270	299	324	351	365	376	462	432	451	533

Указанный зазор необходим для заполнения затрубного пространства тампонажным материалом. При D_M<250 мм зазор Δ =20÷25 мм; при $Д_м$>250 мм Δ=25÷50 мм. Такие величины Δ принимаются при бурении скважин на воду. При сооружении нефтяных скважин часто принимаются уменьшенные зазоры (Δ= 7÷15 мм).

После спуска и тампонирования колонны скважину бурят долотом, которое должно свободно проходить внутри установленных обсадных труб, поэтому диаметр долота для бурения залегающих ниже пород:

$$D_д=D_{ВН}–2\delta, \qquad (8.2)$$

где $D_{ВН}$ – внутренний диаметр обсадных труб, мм;

$2\delta = 5÷10$ – зазор между обсадными трубами и долотом, мм.

Необходимо, чтобы наибольший поперечный размер последующей колонны был всегда меньше внутреннего диаметра предыдущей колонны.

Для крепления скважин на воду, которые часто имеют небольшую глубину, применяют также неметаллические трубы: асбоцементные, полиэтиленовые, стеклопластиковые.

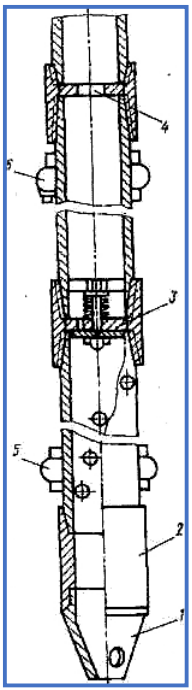
Асбоцементные трубы рекомендуются при глубине их спуска до 300 м. Преимущество этих труб перед стальными заключается в коррозийной стойкости, меньшем весе и хорошей схватываемости с цементным раствором, являющимся тампонажным материалом. Кроме того, применение асбоцементных труб позволяет снизить металлоемкость конструкции скважины на 50–60 кг на 1 м скважины и стоимость на 50–60 %. Недостаток этих труб заключается в их низкой механической прочности и большой хрупкости, что создает затруднения при их транспортировке и сборке в колонны. Асбоцементные трубы поставляют диаметрами от 68 до 532 мм при толщине стенки от 9 до 45 мм. В колонну трубы соединяют с помощью асбоцементных, пластмассовых, фанерных или стальных муфт на резьбе или заклепках.

Полиэтиленовые трубы обладают теми же преимуществами, что и асбоцементные, однако имеют меньшую плотность ив 1,8–2 раза большую прочность. Недостатки их – невысокая по

сравнению со стальными трубами прочность и старение со временем. Диаметр труб составляет 63–600 мм при толщине стенки 20–25 мм. Наиболее эффективный способ соединения полиэтиленовых труб в колонны – контактная сварка встык. Сущность метода состоит в том, что соединяемые торцы труб разогревают, соединяют под давлением и охлаждают.

Стеклопластиковые трубы обладают высокой коррозионной стойкостью и прочностью вдоль волокон, сравнимой с прочностью стали. Недостатки этих труб – высокая стоимость, недостаточная герметичность, низкая устойчивость при температуре выше 100 °С.

8.3. Оборудование и технология спуска обсадных колонн



При глубоком бурении низ обсадной колонны оборудуют башмаком *2* с направляющей пробкой *1*, обратным клапаном *3*, упорным кольцом *4* и центрирующими фонарями *5* (рис. 8.2). Направляющая пробка имеет каналы для прохода тампонажного раствора и соединяется резьбой с башмаком. Последний предохраняет низ колонны от смятия. Обратный клапан служит для облегчения веса обсадной колонны при спуске в скважину, заполненную промывочной жидкостью, и предотвращения обратного движения тампонажного раствора после окончания цементирования. Упорное кольцо служит для остановки цементировочных пробок при тампонировании. Центрирующие фонари предназначены для концентричного расположения колонны в скважине.

Рис. 8.2. Низ обсадной колонны

Перед спуском обсадные трубы проверяют на герметичность путем опрессовки, замеряют их длину. Трубы пронумеровывают в порядке их спуска в скважину. Собирают низ обсадной колонны, тщательно проверяют исправность установки, особенно ее грузоподъемных узлов (вышка, лебедка, талевая система). Перед спуском длинных колонн проводится кавернометрия с целью выявления зауженных участков ствола. Определяют места значительного искривления скважины. Указанные участки прорабатывают (расширяют) со скоростью подачи долота вдоль ствола, равной 35–40 м/ч. Затем скважину тщательно промывают.

Для спуска обсадных колонн применяют шарнирные хомуты, плашечные элеваторы, штропы, ручные и машинные ключи, а при глубоком бурении – автоматические буровые ключи ПЕК и АКБ. Герметичность колонны при свинчивании обеспечивается путем нанесения на резьбовые соединения специальных смазок.

Для соединения обсадных колонн сваркой применяют полуавтоматические и автоматические сварочные установки, а также используют дуговую и контактную сварку.

8.4. Цель и задачи тампонирования

Тампонирование проводится с целью: 1) изоляции и исследования основных параметров продуктивного пласта, намеченного к эксплуатации, от выше- и нижележащих пород; 2) укрепления стенок скважины в неустойчивых породах и устранения катастрофических поглощений промывочной жидкости; 3) замедления процесса коррозии обсадных труб, перерывающих горизонты с агрессивными водами; 4) устранения излива подземных вод и их смешивания в результате циркуляции по стволу после ликвидации скважины.

Существуют следующие виды тампонирования: временное, постоянное и ликвидационное.

Временное тампонирование проводится только на срок проведения исследований или на период бурения скважины. Чаще всего исследуемый пласт изолируют специальными кольцевыми тампонами-пакерами (рис. 8.3). Колонна труб *1* опуска-

ется в скважину и устанавливается фильтровой частью *4* в интервале испытываемого пласта. Кольцевые тампоны *3* должны находиться против водоупорных пород. По трубке *2* в пакеры нагнетается вода или сжатый воздух.

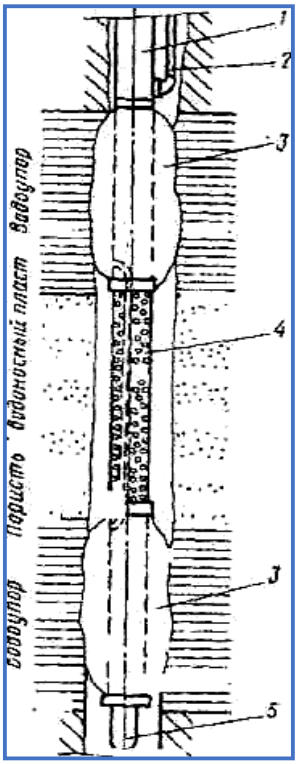


Рис. 8.3. Гидравлический тампон с двумя резиновыми камерами (пакер)

В результате тампоны раздуваются и плотно прижимаются к стенкам скважины, изолируя испытуемый пласт. Затем проводится необходимый комплекс исследований. Для направления пакера служит глухая пробка.

Постоянное тампонирование осуществляется в основном при сооружении разведочно-эксплуатационных скважин на длительный срок, часто на весь период их существования.

Ликвидационное тампонирование решает задачу охраны недр и заключается в заполнении всего пробуренного ствола скважины, выполнившей геологическую задачу, непроницаемым материалом.

8.5. Тампонажные материалы

В качестве тампонажных материалов применяют глину, цемент, быстросхватывающиеся (БСС) и быстротвердеющие (БТС) смеси. Наиболее распространен цемент. Он представляет собой вещество, получаемое путем тонкого помола клинкера (спекшаяся в результате обжига смесь известняка и глины). Широко применяется портландцемент, в состав которого входят силикаты кальция.

Тампонажный цемент содержит вяжущие вещества (портландцемент, шлак, известь), минеральные или органические наполнители (кварцевый песок, глина, древесные опилки, хлопковые очесы и т. д.). Смесь такого цемента с водой дает раствор, который со временем затвердевает, превращаясь в цементный камень. Отношение масс воды В и цемента Ц в растворе называется водоцементным отношением, обычно В:Ц=0,4÷0,5. При затворении цемента водой в указанном соотношении получается раствор плотностью 1,8–2 кг/ $дм^3$.

Тампонажный цемент выпускают для скважин с температурами забоя до 40 и 75 °С. Плотность сухого цемента 3–3,2 $кг/см^3$. Цементный раствор характеризуется временем начала и конца схватывания, проницаемостью и другими показателями.

Начало схватывания – время с момента затворения (смешивания цемента с водой) до начала загустевания раствора. Конец схватывания – интервал времени от начала схватывания до затвердевания раствора. При цементировании неглубоких скважин сроки начала и конца схватывания необходимо сокращать для того, чтобы до начала схватывания не произошло поглощение раствора, его вымывание или разбавление подземными водами. С этой цепью в цементный раствор добавляют вещества – ускорители схватывания (CaCl, NaCl , Na_2C0_3, NaOH и др.). При тампонировании глубоких скважин повышенная температура забоя является ускорителем схватывания раствора. Время, необходимое для цементирования длинных обсадных колонн, может превысить сроки схватывания раствора. В этих условиях в раствор добавляют замедлители схватывания (ССБ, КССБ, КМЦ и др.).

Проницаемость цементного камня определяется на установках, которые позволяют замерить объем жидкости, фильтрующейся через образец при определенном перепаде давления. Показатель проницаемости позволяет судить о качестве разобщения пластов.

8.6. Тампонирование скважин глиной

Тампонирование глиной применяется для изоляции пластов в неглубоких скважинах при отсутствии больших водопритоков и осуществляется несколькими способами. Тампонирование заключается в доставке на забой приготовленных из глинистого теста шариков диаметром 5–6 см и последующей их трамбовке. При наличии на забое пласта глины минимальной мощностью 2–3 м тампонирование осуществляется задавливанием обсадной колонны в указанный пласт.

Более качественное тампонирование обеспечивается с помощью нижней или верхней пробок. Первый метод заключается в том, что обсадную колонну, в башмак которой забита нижняя пробка, опускают на забой, и предварительно доставленная туда тестообразная глина выдавливается в затрубное пространство. Затем пробку разбуривают. Тампонирование с верхней пробкой заключается в следующем. На забой доставляют глиняные шарики, которые трамбуются до образования плотной пробки высотой 2–3 м. Скважину заполняют водой или глинистым раствором через краны герметизирующей головки, навинченной на верхний торец обсадной колонны. Затем краны закрывают и обсадную колонну опускают на забой. Вследствие малой сжимаемости жидкость, находящаяся внутри колонны, играет роль верхней пробки, выдавливающей глину в затрубное пространство.

8.7. Цементирование скважин

Цементирование скважин – это тампонирование цементным раствором. Существует несколько способов цементирования: через заливочные трубы, с помощью двух пробок, манжетное и т. д.

Цементирование с **помощью двух пробок** наиболее распространено и дает возможность изолировать затрубное пространство на большой интервал вплоть до устья скважины. Низ опускаемой обсадной колонны *4* оборудуется направляющей пробкой *1* и обратным клапаном *2* (рис. 8.4).

На верхний торец колонны навинчивается цементировоч-

ная головка. *7*, через которую осуществляется промывка для очистки затрубного пространства от шлама. Затем при снятой головке в обсадную колонну опускают нижнюю пробку *5*, имеющую центральный канал, перекрытый стеклянной перегородкой. На колонну вновь навинчивают цементировочную головку, внутри которой с помощью стопорных винтов зафиксирована верхняя «глухая» пробка *6*.

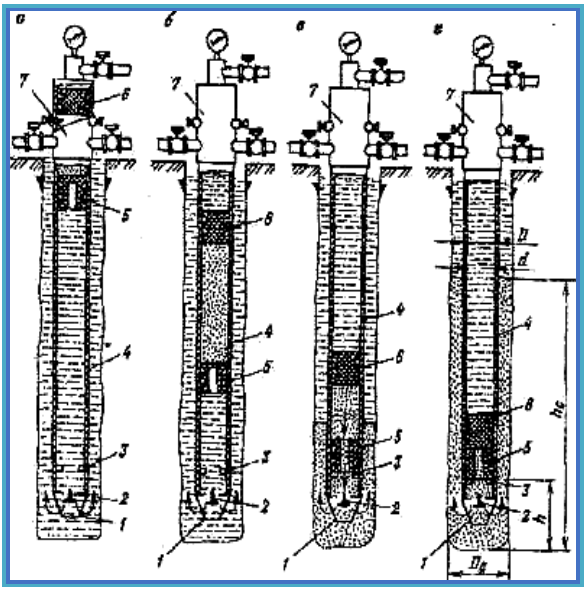


Рис. 8.4. Схема цементирования с двумя разделяющими пробками: *а – закачка необходимого объема цементного раствора в пространстве между верхней и нижней пробками; б – продавливание цементного раствора вниз по обсадной колонне; в – посадка нижней пробки на упорное кольцо и вытеснение цементного раствора в затрубное пространство; г – обсадная колонна после окончания цементирования*

В трубы закачивают расчетное количество цементного раствора. Вывинчиванием стопорных винтов освобождают верхнюю пробку *6*. Объем цементного раствора, заключенный между пробками, перемещается вниз по колонне под давлением продавочной жидкости (глинистого раствора), закачиваемой

через кран цементировочной головки. Когда нижняя пробка *5* достигнет стопорного кольца *3*, стеклянная перегородка, вследствие возросшего давления разбивается. Верхняя пробка *6* под действием глинистого раствора выдавливает цементный раствор в затрубное пространство. В момент схождения пробок давление на манометре нагнетательной линии насоса резко возрастает, что служит сигналом окончания цементирования.

Расчет цементирования производится в следующем порядке. Объем цементного раствора $V_{ц.р}$, необходимый для цементирования обсадной колонны

$$V_{ц.р}=\frac{\pi}{4}[(D_c^a+D^2)h_c+d^2h]K, \qquad (8.3)$$

где D_0 – диаметр скважины, м;

D – наружный диаметр цементируемых обсадных труб, м;

h_o – интервал цементирования обсадной колонны, м;

K = 1,2÷1,3 – коэффициент увеличения объема приготовляемого цементного раствора на заполнение расширений и каверн в скважине;

d – внутренний диаметр цементируемой обсадной колонны, м;

h=1÷1,5 – высота цементной пробки внутри колонны, оставшейся после цементирования, м.

Плотность цементного раствора

$$\rho_{ц.в}=\frac{\rho_ц\rho_в(1+m)}{\rho_в+m\rho_w}, \qquad (8.4)$$

где $p_ц$ и $p_в$ – плотности соответственно цемента и воды, обычно $p_ц$= 3150 кг/м^3;

m=0,4–0,5 – водоцементное отношение.

Необходимое количество сухого цемента для приготовления 1 м^3 раствора

$$q=\rho_{цр}/(1+m). \qquad (8.5)$$

Необходимый объем воды (в м^3) на 1 м^3 раствора

$$V_в = q_ц m \rho_в \,. \qquad (8.6)$$

Общий объем воды $V_{в.о}$ приготовления цементного раствора

$$V_{в.о} = V_в V_{ц.р}. \qquad (8.7)$$

Общее количество сухого цемента (в кг) для приготовления цементного раствора

$$Q = q_ц V_{ц.р}. \qquad (8.8)$$

После окончания цементирования скважина оставляется в покое под давлением на 24 ч для схватывания раствора. Качество цементирования в разведочных скважинах проверяют снижением уровня жидкости или путем опрессовки колонны. Первый способ заключается в понижении столба жидкости на 3/4 его высоты путем тартания или свабирования. Колонна считается герметичной, если в течение 8 ч уровень жидкости поднимается не более чем на 1 м. Сущность второго способа заключается в заполнении колонны водой, и создании в ней с помощью насоса давления на 20 % превышающего рабочее. Колонна считается герметичной, если через 30 мин давление понижается не более чем на 0,5 МПа. После проверки качества цементирования оставшуюся пробку в колонне разбуривают, вскрывают продуктивный пласт или продолжают бурение.

Контрольные вопросы к главе VIII:

1. Особенности конструкции скважин на твердые полезные ископаемые.
2. Особенности конструкции скважин на жидкие полезные ископаемые.
3. Как определяется диаметр долота при спуске в скважину обсадных труб муфтового соединения?
4. Технология спуска обсадных колонн в скважину.
5. Основная цель тампонирования скважин.
6. Материалы для тампонирования скважин.
7. Методы тампонирования скважин глиной.
8. Технология цементирования с помощью двух пробок.
9. Расчет цементирования скважин.

Глава IX. УДАРНО-КАНАТНОЕ БУРЕНИЕ

Этот способ применяется при сооружении скважин на воду, поисках и разведке россыпных месторождений, инженерно-геологических изысканиях. Ударно-канатное бурение наиболее целесообразно при глубине скважин до 150–200 м в сложных геологических условиях, связанных с проходкой неустойчивых пород и катастрофическим поглощением промывочной жидкости.

Преимущества способа – возможность сооружения скважин большого диаметра (до 900 мм) и высокое качество получаемой геологической информации. К недостаткам относятся невысокая производительность, сложность и большая металлоемкость конструкции скважины.

9.1. Сущность ударно-канатного бурения

Принципиальная схема ударно-канатного бурения показана на рис. 9.1. Буровой снаряд с клиновидным долотом *1* опускают в скважину на инструментальном канате *5*, который переброшен через головной ролик *7* мачты *9*, огибает оттяжной *10* и направляющий *12* ролики балансирной рамы *11*. При остановке вращения тормозом барабана *14* инструментальной лебедки *13*, на котором закреплен конец каната, кривошипно-шатунным механизмом *16* и *17* балансирная рама приводится в колебательное движение относительно оси направляющего ролика *12*. Оттяжной ролик *10* балансирной рамы *11*, опускаясь, натягивает канат и поднимает снаряд над забоем. Поднимаясь вверх, ролик освобождает канат, и снаряд свободно падает на забой, разрушая долотом породу. Для снижения усилий, вызванных рывками каната при его возвратно-поступательном перемещении в скважине, служит амортизатор *8*. Ударный механизм получает вращение от главного вала *15*.

Равномерная обработка забоя и придание скважине цилиндрической формы достигается поворотом долота после каждого удара на определенный угол. По мере разрушения породы канат сматывается с барабана лебедки, осуществляя подачу снаряда вслед за углубляющимся забоем. В процессе бурения на забое

скважины должна быть вода, которая способствует переходу бурового шлама во взвешенное состояние и более эффективной передаче энергии падающего долота забою.

При достижении плотности шлама определенной величины разрушение породы прекращают, инструментальной лебедкой *13* извлекают снаряд из скважины и очищают ее от шлама. Эта операция выполняется желонкой *19*, опускаемой в скважину на канате 6 с барабана желоночной лебедки *18*. Затем цикл повторяется.

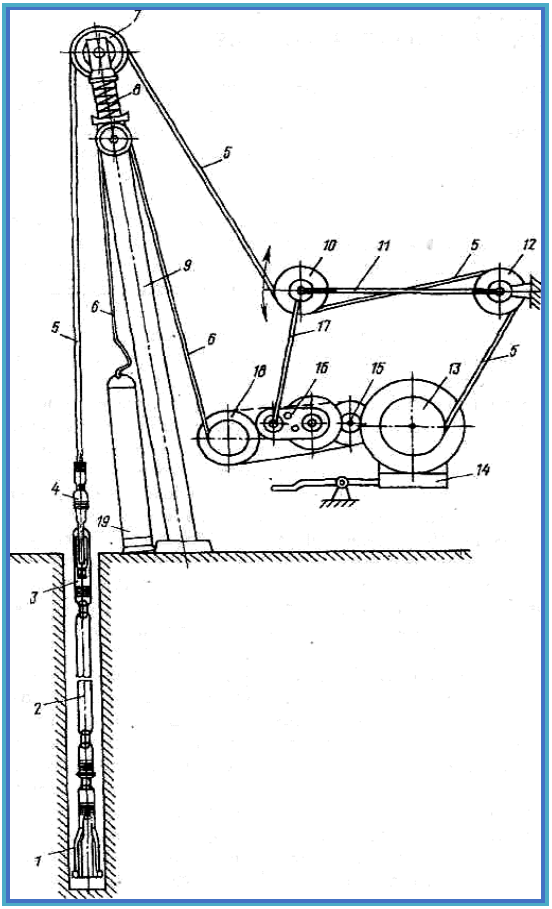


Рис. 9.1. Схема ударно-канатного бурения

9.2. Технологический инструмент ударно-канатного бурения

Буровой снаряд ударно-канатного бурения включает следующие элементы (рис. 9.1): долото *1*, ударную штангу *2*, раздвижную штангу (ножницы) *3*, канатный замок *4*. Долото предназначено для непосредственного разрушения породы забоя. Ударная штанга служит для увеличения массы снаряда, а, следовательно, повышения энергии, передаваемой забою падающим долотом. Раздвижная штанга (ножницы) предназначена для выбивания снаряда при долблении вязких и трещиноватых пород. Канатный замок служит для соединения бурового снаряда с канатом и поворота на определенный угол долота после каждого удара о забой. Все элементы бурового снаряда соединяются с помощью замковых конусных резьб. Каждый технологический инструмент имеет лыски для захвата ключами при свинчивании или развинчивании бурового снаряда.

Долота (рис. 9.2) изготовляют из углеродистой инструментальной стали с последующей термической обработкой. В нижней части долота имеется лезвие *5*, в верхней части – шейка *2*, оканчивающаяся конусной резьбой *1*. Между шейкой и лезвием находятся лопасти *3* с боковыми ребрами *4*, служащими для округления стенок скважины. Угол приострения долот изменяется от 70 до 130°, причем с повышением твердости пород его величина возрастает.

Плоское долото (рис. 9.2, *а*) предназначено для разрушения мягких пород и имеет угол приострения лезвия 70–90°.

Двутавровое долото (рис. 9.2, *б*) применяется для бурения пластичных пород средней крепости. Лезвие долота по концам имеет выступающие в обе стороны борта, способствующие формированию круглой формы забоя. Округляющее долото (рис. 9.2, *в*) служит для бурения твердых и трещиноватых горных пород. Оно имеет широкие ребра и вогнутое лезвие с углом приострения 110–130°.

Крестовое долото (рис. 9.2, *г*) используется при бурении тех же пород, что и округляющие. Форма поперечного сечения не позволяет долоту заклиниваться в трещины при бурении.

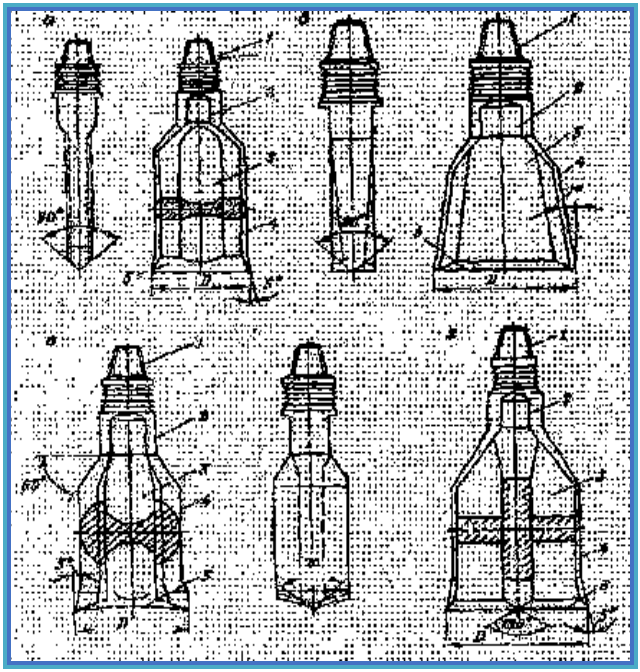


Рис. 9.2. Долота ударно-канатного бурения

Длины лезвий долот стандартизованы и равны: 148, 198, 248, 298, 345, 395, 445, 495 и 595 мм. Масса долота зависит от его типа, длины лезвия и изменяется от 42 до 980 кг.

Существуют также долота специального назначения, к которым относятся пирамидальные и боковые долота. Пирамидальные долота используются для дробления и сдвигания в сторону валунов. Боковое долото имеет корпус, смещенный относительно шейки долота, и лезвие дугообразной формы. Долота боковые и со скошенным лезвием применяют для расширения скважин при одновременном их креплении трубами, а также для ликвидации аварий.

Ударная штанга представляет собой массивный стальной цилиндр, имеющий на нижнем конце внутреннюю конусную резьбу для соединения с долотом, а на верхнем – наружную для соединения с раздвижной штангой или канатным замком. Диа-

метры ударных штанг 112, 140, 165, 188 и 220 мм. Штанги поставляются длиной 2, 4 и 6 м. Масса их зависит от диаметра и длины и изменяется от 270 до 1120 кг.

Раздвижная штанга (ножницы) представляет собой два вытянутых вдоль оси снаряда замкнутых звена, имеющих возможность перемещаться относительно друг друга. Рабочие раздвижные штанги имеют длину хода 250 мм, аварийные – до 500 мм. Поперечные размеры ножниц 120, 160, 190, 220 и 260 мм, масса их изменяется от 112 до 490 кг. Выбивание долота из трещиноватых и вязких пород с помощью ножниц происходит следующим образом. До удара долота о забой канат под действием веса снаряда растягивается. При ударе по забою с троса мгновенно снимается часть растягивающей нагрузки, равной суммарному весу долота, ударной штанги и нижнего звена ножниц. В результате резкого укорочения каната верхнее звено раздвижной штанги с большой силой ударяет по нижнему, облегчая отрыв снаряда при его заклинивании.

Канатный замок служит для соединения каната с буровым снарядом. Наибольшее распространение получили канатные замки с самовращающейся втулкой, в которой закрепляется конец каната. Упругие свойства последнего и наличие втулки обеспечивают периодические повороты снаряда и формирование забоя круглой формы. Масса канатных замков составляет от 37,7 до 127 кг.

Желонки предназначены для удаления из скважины разрушенной породы. Они используются также в качестве самостоятельного инструмента для бурения в песках и других рыхлых породах. В этом случае буровой снаряд состоит из желонки, раздвижной штанги и канатного замка, иногда добавляется ударная штанга. Корпус желонки выполняется из труб диаметром 114–486 мм муфтового соединения, башмак имеет диаметр на 6–12 мм больший, чем корпус.

Желонка *1* с плоским клапаном *4* (рис. 9.3, *а*) применяется для углубления скважины и ее чистки от шлама. Она имеет дужку *2* и башмак *3*.

Желонка 1 с полусферическим клапаном 4 и языком 5 (рис. 9.3, *б*) предназначена для проходки скважин в песках, чистки

скважин при бурении твердых пород, а также тартания (вычерпывание воды из скважины). Полусферический клапан 4 опирается на башмак 3, плотно закрывает желонку и лучше забирает шлам.

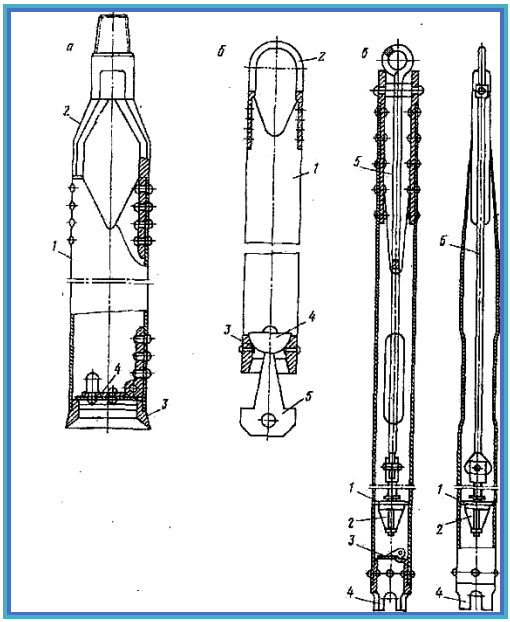


Рис. 9.3. Желонки

Для разрыхления песков клапан снабжен языком *5*. Желонка *1* присоединяется к канату с помощью дужки *2*.

Поршневая желонка эффективно применяется при проходке плывунов и водоносных песков. Желонка этого типа (рис. 9.3, *в*) состоит из трубы с режущим башмаком *4* и манжетой *3*. Внутри трубы размещен поршень *2* с тарельчатым клапаном *1* и штоком *5*, к концу которого прикрепляется канат. При спуске желонки на забой поршень *2* находится в нижнем положении, а при подъеме, перемещаясь вверх, засасывает вследствие возникающего разрежения разжиженный шлам. Для исключения присасывания инструмента к забою в башмаке желонки выполнены полукруглые вырезы.

Грейферная желонка, имеющая на башмаке подвижные челюсти, с успехом применяется для бурения скважин в галечниках. При ударе о забой челюсти раскрываются, а при подъеме с помощью тросов они смыкаются, захватывая гальку.

Обсадные трубы муфтового соединения применяются при ударно-канатном бурении для закрепления стенок скважины в неустойчивых породах. Способ спуска их – принудительный, т. е. их забивают после того, как забой углубился на определенный интервал ниже башмака обсадной колонны. Диаметр скважины в этом интервале меньше внутреннего диаметра обсадной колонны, т. к. забой формируется снарядом, перемещающимся внутри обсадных труб. Принудительный способ спуска обсадных труб обеспечивает не только закрепление стенок скважины, но и изоляцию отдельных неиспользуемых водоносных пластов. При забивке применяют короткие трубы длиной 2–3 м. Чтобы колонна труб последующего диаметра свободно проходила в трубы предыдущего диаметра, стандартные муфты обсадных колонн обтачивают до меньших размеров.

Для крепления скважин больших диаметров используют стальные безмуфтовые трубы, диаметрами 426–1420 мм с толщиной стенки 7–14 мм. Такие трубы соединяют в колонну электросваркой. Для крепления скважин, которые вскрывают агрессивные воды, применяют стальные трубы из легированных сплавов или покрытые защитным слоем пластика. При бурении устойчивых пород используются неметаллические обсадные трубы.

Стальные канаты предназначены дня осуществления возвратно-поступательного перемещения бурового снаряда, чистки скважин и забивания обсадных труб. В качестве инструментальных используются канаты односторонней левой свивки, т. к. они раскручиваются под нагрузкой и скручиваются после ее снятия, обеспечивая поворот долота после каждого удара и предотвращая развинчивание снаряда. Канаты крестовой свивки используют в качестве желоночных и талевых.

Канат выбирают по максимальному разрывному усилию $P_{раз}$, которое определяется по формуле:

$$P_{раз} = mkP_c, \qquad (9.1)$$

где m – коэффициент надежности, для инструментального каната $m = 10$,

k= 1,5 – коэффициент возможного прихвата снаряда в скважине при подъеме;

P_c – максимальный вес бурового снаряда, кН.

По величине $P_{раз}$ и соответствующим ГОСТам выбирают тип и диаметр каната.

9.3. Вспомогательный инструмент ударно-канатного бурения

К этой группе инструмента относятся инструментальные ключи, забивные головки, башмаки, хомуты, ключи шарнирные и цепные, домкраты и другой вспомогательный инструмент.

Инструментальные ключи применяют для свинчивания элементов бурового снаряда. Последний надо свинчивать с большим усилием (30 кН на рукоятке ключа) при помощи специальных приспособлений: цепного рычага или затяжной трещотки.

Хомуты предназначены для подвешивания обсадных труб при их спуске, наращивании колонны или ее извлечении из скважины.

Забивная головка служит для предохранения концов обсадных труб от разрушения при ударах по ним забивным снарядом. Она представляет собой массивный ступенчатый цилиндр, имеющий на боковой поверхности несколько нарезок для ввинчивания в муфту трубы. Во внутреннем канале головки движется ударная штанга забивного снаряда. Удары наносятся по верхнему торцу головки.

Забивной снаряд предназначен для принудительного спуска обсадной колонны и представляет собой ударную штангу, ввинченную в массивный диск и имеющую резьбу для соединения с канатным замком.

Вибропогружатель применяется для принудительной посадки обсадных труб. Сущность способа заключается в передаче опускаемой обсадной колонне продольных вибраций или высо-

кочастотных ударов. В первом случае используются вибраторы, во втором – вибромолоты. Последние, работая в вибрационно-ударном режиме, более эффективны при посадке обсадных колонн в плотные породы на значительные интервалы. Схема посадки обсадных труб с помощью пружинного вибромолота показана на рис. 9.4. Вибромолот *1* крепится к верхнему концу обсадной трубы *3* и удерживается в вертикальном положении тросами *4*, которые натягиваются специальной лебедкой *5*. При натяжении троса рабочие пружины *2* сжимаются.

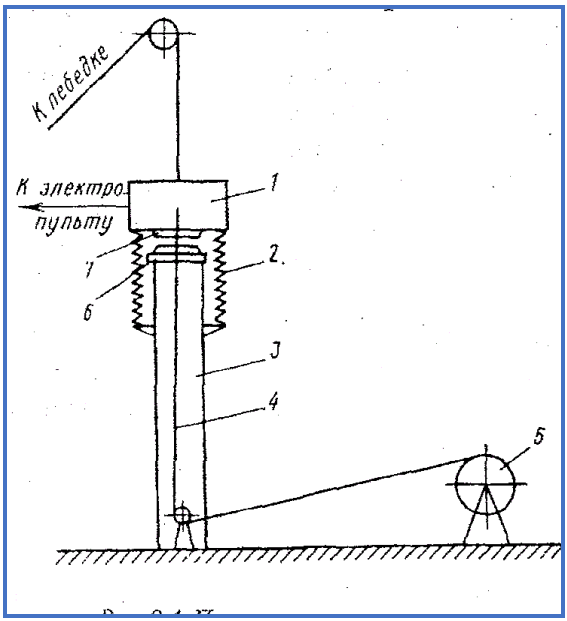


Рис. 9.4. Принципиальная схема погружения обсадных труб вибромолотом

В момент достижения заданного усилия сжатия пружин срабатывает специальный концевой выключатель электропривода лебедки. Затем включается вибромолот, который ударным стаканом *7* наносит высокочастотные удары по забивной головке *6*. По мере погружения обсадной колонны натяжение

пружин *2* ослабевает. Электропривод лебедки включается, и цикл повторяется.

После погружения колонны на определенный интервал проводят желонирование. Для этого лебедка растормаживается, вибромолот откидывается в сторону, освобождая проходное сечение обсадной колонны. После чистки скважины вибромолот приводят в исходное положение, включают лебедку, трос *4* натягивается, и процесс вибропогружения труб продолжается.

9.4. Установки ударно-канатного бурения

При сооружении гидрогеологических скважин на воду используют следующие серийно выпускаемые буровые установки: УГБ-ЗУК, УГБ-4УК, "Амурец-100", БУ-20-2УШ.

Техническая характеристика установок ударно-канатного бурения

Тип установки	«Амурец-100»	УГБ-ЗУК	УГБ-4УК	БУ-20-2УШ
Глубина бурения, м	100	300	500	200
Наибольший диаметр скважины, мм	175	600	900	400
Частота ударов снаряда о забой, уд/мин	50-65	40-50	40-50	50-52
Высота подъема снаряда, мм	283-605	350-1000	500-1000	520-700
Грузоподъемность лебедки, т: инструментальной	2	2	3	1,2
Желоночной	1,5	1,26-1,56	1,2-1,68	2,1
Талевой	0,68-,93	0,8-1	0,95-1,22	1,1
Средняя скорость навивки каната на инструментальный барабан лебедки, м/с	0,6	1,1-1,37	1,1-1,42	1,4
Мощность привода, кВт	15	22	40	20
Высота мачты, м	10,8	13	16	11,7

Конструкции указанных установок во многом аналогичны.

Все они имеют двигатель (дизельный или электрический), инструментальную и желоночную лебедки, ударный механизм, мачту для спускоподъемных операций, транспортную базу и принцип работы, приведенный на рис. 9.1. За исключением БУ-20-2УШ, установки буксируются трактором или автомобилем.

9.5. Подготовительные работы и забуривание скважины

Перед началом бурения составляют конструкцию скважины, разрабатывают технологию ее проходки, намечают комплекс исследований, определяют требуемое буровое оборудование, буровой и аварийный инструменты, материалы. При составлении конструкции учитывают целевое назначение скважины, ее проектную глубину, необходимый конечный диаметр скважины, а также характер разбуриваемых пород.

Глубина скважины зависит от глубины залегания кровли полезного ископаемого или водоносного горизонта (при бурении водозаборных скважин) и глубины, на которую вскрывается пласт. Конечный диаметр поисково-разведочных скважин зависит от вида разведуемого полезного ископаемого. При разведке россыпных месторождений для получения представительной пробы конечный диаметр скважины обычно принимается 148–198 мм; конечный диаметр скважин на воду определяется поперечными размерами ее водоприемной части.

Затем устанавливают необходимое число обсадных колонн и их длину. Количество колонн зависит от устойчивости проходимых пород и наличия неиспользуемых водоносных горизонтов (при бурении на воду). При слабоизученном разрезе число колонн определяется по средней величине их выхода, т. е. по разнице между длинами двух смежных обсадных колонн. По известной глубине скважины L, величине выхода 1 находят начальный диаметр скважины:

$$d_н = d_k + a\frac{L}{l}, \qquad (9.2)$$

где d_k – конечный диаметр скважины, мм;

a = 50 – разница между смежными диаметрами колонн, мм.

При бурении рыхлых и неустойчивых пород выход колонны в среднем составляет 30–50 м, при проходке связных, более устойчивых пород – до 80 м. Башмаки обсадных колонн нужно устанавливать в связные плотные породы с углублением в них на 2–3 м.

В соответствии с конструкцией скважины, т. е. по глубине и диаметрам, выбирают буровую установку, а в зависимости от твердости и устойчивости пород – технологический инструмент. Разрабатывают технологию проходки скважин, которую заносят в геолого-технический наряд (табл. 9.1).

Таблица 9.1

Объединение _____
Экспедиция _____
Проектная глубина скважины, м _____
Тип скважины _____
Буровая установка _____
Скважина начата бурением _____
Скважина окончена бурением _____

Геолого-технический наряд ударно-канатного бурения

Категория пород по буримости	Описание пород	Расчетная относительная масса снаряда, кг	Диаметр долота, мм	Тип долота	Угол приострения лезвия, градус	Расчетная масса снаряда, кг	Размеры инструмента																		Общая масса бурового снаряда, кг	Масса рабочей части снаряда, кг	Фактическая относительная масса, кг	Общая длина бурового снаряда, мм	Желонка			
							Долото			Ударные штанги			Ножницы			Канатный замок			Переходники										Тип	Номинальный размер, мм	Длина, мм	Масса, кг
							Масса, кг	Длина, мм	Размер шейки, мм	Номинальный размер, мм	Число	Общая длина, мм	Общая масса, кг	Номинальный размер, мм	Длина, мм	Масса, кг	Номинальный размер, мм	Длина, мм	Масса, кг	Номинальный размер, мм	Число	Общая длина, мм	Общая масса, кг								

Забуривание скважины заключается в проходке шурфа сечением 1х1 м и глубиной 1–2 м. На дно шурфа укладывают крестовину с отверстием под направляющую трубу, а для центрирования последней на устье скважины устанавливают доски с полукруглыми вырезами. Направляющую трубу опускают в отверстие крестовины и забивают лейками ударами забивного снаряда, проверяя вертикальность трубы отвесом. После посадки направляющей трубы затрубное пространство бетонируют.

Возвышение верхнего конца трубы над устьем должно составлять 0,5 м. Породу из трубы удаляют желонкой, предварительно залив в скважину 20–30 л воды.

В твердых породах скважину забуривают буровым снарядом, состоящим из долота и ударной штанги.

9.6. Технология ударно-канатного бурения

Ударно-канатное бурение осуществляется в следующем порядке: спуск бурового снаряда, разрушение забоя (долбление), подъем снаряда, чистка, скважины от разрушенной породы (желонирование), крепление скважины обсадными трубами. При проходке рыхлых и малосвязных пород из этих операций исключают долбление, подъем и спуск бурового снаряда.

Забой разрушают на глубину 0,3–0,5 м в твердых и на 0,5–1 м в мягких породах. При бурении сухих пород для эффективной передачи ударной нагрузки на забой и облегчения чистки в скважину доливают 50–100 л воды за рейс. Затем проводят желонирование. Для этого желонку поднимают на 3–5 м над забоем и свободно сбрасывают. Эта операция повторяется 5–8 раз, после чего желонку поднимают на поверхность и очищают от шлама.

Крепление скважины трубами ведут методами принудительного или свободного спуска. Первый метод (его называют также методом ходовой колонны) применяется в рыхлых неустойчивых породах и заключается в креплении скважины с одновременным углублением. В мягких породах колонна часто опускается вниз под действием собственного веса при чистке скважины желонкой. Если колонна прекращает движение вниз, ее погружают в породу ударами забивного снаряда или с помощью вибратора. Забивку труб прерывать не рекомендуется, особенно в песках, т. к. прекращение посадки труб даже на незначительное время вызывает их прихват породой. Принудительный спуск колонны прекращается, если после 70–80 ударов трубы опустились не более чем на 1 см. Посадка труб в этом случае возобновляется после углубления скважины и ее чистки.

Процесс посадки труб с помощью вибропогружателей возможен в том случае, если возмущающее усилие вибромашины превышает силу сцепления колонны со стенками скважины и образующимся при погружении керном. Кроме того, необходимо, чтобы суммарный вес обсадной колонны и вибромеханизма был больше силы реакции забоя, величина которой зависит от площади поперечного сечения башмака колонны и прочности породы при сжатии. Прочность породы составляет: для глин 0,5, для песков 0,15–0,3 МПа. Глубина погружения, обсадных труб зависит от свойств породы, мощности вибромашины и не превышает 100 м.

Свободный спуск труб применяется в устойчивых породах. Обсадную колонну опускают свободно после углубления скважины на 50–70 м при переходе на другой диаметр. Длина лезвия долота бурового снаряда в этом случае должна быть больше диаметра муфт опускаемой колонны. Башмак каждой колонны должен быть забит в глины или другую породу, изолирующую водоносные пласты (при бурении водозаборных скважин). Если эта возможность отсутствует, на забой забрасывают и утрамбовывают жирную глину. В образовавшийся слой глины мощностью 1,5–2 м забивают обсадную колонну, после чего переходят на бурение долотом или желонкой меньшего размера.

Одним из недостатков ударно-канатного бурения является небольшой выход колонны при ее принудительном спуске, в особенности при использовании забивных снарядов. В результате конструкция скважины получается сложной и металлоемкой. Например, при глубине 100 м обычно конструкция состоит из двух колонн, а при глубине 200 м – уже из четырех. Небольшой выход колонны объясняется действием боковых сил трения, возникающих при забивке труб, причем сила трения возрастает пропорционально выходу колонны.

С целью увеличения выхода колонн разработан метод их посадки с помощью «тиксотропной рубашки», представляющей высококачественный глинистый раствор. Метод позволяет резко снизить силы трения на границе боковой поверхности забиваемой колонны и породы, предотвратить обрушение стенок скважины. Использование «тиксотропной рубашки» способствует

повышению выхода колонн до 120 м. Способ применяется при бурении песчано-глинистых пород, расположенных над водоносным пластом.

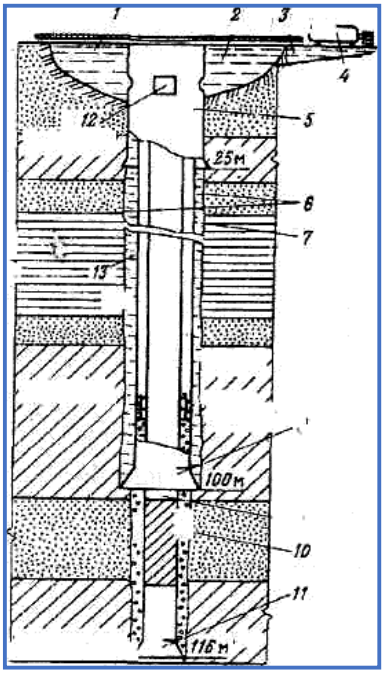


Рис. 9.5. Схема сооружения скважины под защитой тиксотропной рубашки

Сущность проходки скважин с применением тиксотропной рубашки заключается в следующем (рис. 9.5). После установки кондуктора *5* на глубину 20–25 м вокруг устья выкапывают шурф *2* объемом 4–5 м^3 с вогнутым дном. К шурфу подводят желоб *3* для подачи глинистого раствора из глиномешалки *4*. На 30–40 см выше дна шурфа в кондукторе вырезают три-четыре отверстия *12*. Затем опускают вспомогательную промежуточную колонну *7*, диаметр которой на 100 мм меньше диаметра кондуктора. На нижний конец вспомогательной колонны вместо обычного башмака навинчивают конусный башмак-расширитель *8*. В начале спуска колонн в кольцевой зазор между колоннами забрасывают жирную глину для образования вокруг башмака-расширителя *8* тампона высотой 0,5 м.

После установки колонны *7* на забой в шурф заливают глинистый раствор *1*, который через отверстия *12* в кондукторе заполняет кольцевой зазор между колоннами, образуя тиксотропную рубашку *13*. По мере углубления скважины глинистый раствор добавляют в шурф *2* с таким расчетом, чтобы полностью заполнялось кольцевое пространство между стенками скважин *6* и колонной *7*. Плотность раствора должна быть 1,05–1,2 г/см^3, вязкость 22–5 с.

В мягких породах углубление скважин осуществляется желонированием. При этом колонна *7* опускается под действием собственного веса, срезая конусным башмаком *8* кольцевой уступ породы и расширяя скважину.

При бурении плотных глинистых пород после долбления и чистки скважины обсадная колонна погружается с помощью забивного снаряда или вибратора. Наличие глинистого раствора за колонной значительно облегчает ее посадку. Погружение колонны прекращается в кровле водоносного пласта, который вскрывается и оборудуется фильтровой колонной *9* с башмаком-расширителем *11* и гравийной обсыпкой *10*. Диаметр фильтровой колонны должен быть на 100–150 мм меньше диаметра вспомогательной колонны.

Параметры технологического режима ударно-канатного бурения определяются типом выбранного долота, массой бурового снаряда, высотой его подъема над забоем и частотой ударов долота, а также режимом выноса шлама. Типоразмер долота и массу снаряда выбирают в зависимости от конструкции скважины и твердости пород.

Расчетная масса бурового снаряда M_p подбирается по так называемой относительной массе m_0 (в кг/см):

$$m_0 = M_p / L_д, \qquad (9.3)$$

где $L_д$ – длина лезвия долота, см.

Величина относительной массы m_0 назначается: при бурении мягких пород IV категории – 15–30 кг/см; при бурении пород средней твердости V категории – 30–40 кг/см; при бурении крепких пород VI категории – 40–50 кг/см; при бурении весьма крепких пород VII категории – 50–80 кг/см.

Зная категорию пород и длину лезвия выбранного долота, с учетом формулы (9.3) можно определить расчетную массу снаряда:

$$M_p = m_0 L_д. \qquad (9.4)$$

Состав снаряда зависит от трещиноватости, вязкости и

твердости пород. При полном составе масса, снаряда *Mc*, принимающая участие в ударе по забою,

$$M_c = m_1 + m_2 + \frac{1}{2} m_3, \qquad (9.5)$$

где m_1, m_2, m_3 – масса соответственно долота, ударной и раздвижной штанг, кг.

Массу долота m_1 находят в соответствующих справочниках [4] с учетом ранее выбранных его типа и длины лезвия. Затем с учетом размеров присоединительной резьбы выбирают ударную и раздвижную штанги и канатный замок. При этом изменением длины, а, следовательно, массы выбираемой ударной штанги m_2 стремятся приближенно выполнить равенство (9.5) . Если снаряд состоит из долота, ударной штанги и канатного замка, то следует выполнить условие

$$Mc = m_1 + m_2 + m_4, \qquad (9.6)$$

где m_4 – масса канатного замка, кг.

Мягкие породы часто бурят снарядом, состоящим из желонки, ударной штанги и канатного замка. Расчетную массу бурового снаряда определяют по формуле (9.4), учитывая, что в данном случае $L_д = \pi D$, где D – диаметр башмака желонки, см. Величину m_0, принимают равной 5–10 кг/см, диаметр желонки – на 20–30 мм меньше внутреннего диаметра обсадных труб, а при бурении песков-плывунов – на 100 мм меньше.

Рациональная частота ударов n долота связана с высотой сбрасывания h снаряда на забой зависимостью

$$n = 20\sqrt{a/h}, \qquad (9.7)$$

где a – ускорение падения снаряда в шламовой среде; при бурении глин a = 4,5÷5 м/с^2, в крепких породах a=6÷6,5 м/с^2, в чистой скважине a = 8,7 м/с^2.

Высоту сбрасывания снаряда h принимают в зависимости

от твердости пород. Она составляет 0,35–1 м, причем с повышением твердости ее следует увеличивать.

На эффективность разрушения забоя влияет также режим выноса шлама, т. е. плотность и количество шлама в скважине. Оптимальная его плотность должна быть в пределах 1,5–1,7 г/см^3 и достигается подливом в скважину 20–60 л воды на 1 м углубления. При такой плотности образующейся пульпы разрушенные частицы породы удерживаются во взвешенном состоянии. Высоту столба воды с продуктами разрушения рекомендуется поддерживать в течение рейса в пределах 3–4 м.

Длина рейса составляет 0,9–1 м в мягких породах и 0,3–0,5 м в твердых. Разрушение забоя должно проводиться при натянутом канате плавно, без рывков. Это достигается за счет расстояния между лезвием долота, находящегося в крайнем нижнем положении, и забоем скважины (навеска долота). Величина этого расстояния достигает 10 см и зависит от длины рабочей части и эластичности каната, массы снаряда и ускорения его падения в шламовой среде. Дополнительное удлинение каната, обеспечивающее внедрение долота, происходит в конце падения снаряда. В этот момент вследствие резкого торможения инструмента, канат будет растягиваться под действием веса снаряда и дополнительной динамической силы $T=M_c a$. В результате долото перемещается вниз и внедряется в забой скважины.

Особенности технологии ударно-канатного бурения в различных геологических условиях. Бурение в песках ведется желонкой с плоским или полусферическим клапаном с использованием утяжеленной ударной штанги. Углубление забоя составляет 0,5–0,75 м ниже башмака обсадной колонны с последующей забивкой труб. Высота сбрасывания желонки 1 м и более.

Бурение в водонасыщенных песках и плывунах также осуществляется желонками, причем при проходке плывунов эффективно использование поршневых желонок. Диаметр желонки должен быть на 100 мм меньше внутреннего диаметра обсадной колонны для исключения ее прихвата. При проходке напорных плывунов в обсадной колонне нередко образуются песчаные пробки высотой 6–10 м. Для создания необходимого противодавления в скважину заливают глинистый раствор плотностью

1,2–1,25 г/см^3. Водонасыщенные пески и плывуны следует проходить быстро, одной колонной. Крепление скважины трубами должно опережать углубку, т. е. первоначально осуществляется посадка труб, а затем чистка скважины желонкой.

Бурение галечников и гравийных пород ведется двутавровыми долотами, грейферными желонками или желонками с плоским клапаном, которые утяжеляют ударной штангой массой 350–400 кг. Во избежание заклинивания галькой внутренний диаметр желонки должен быть на 30 % меньше внутреннего диаметра обсадных труб. Высота сбрасывания желонки составляет 0,8–1 м. Крепление осуществляется с одновременным углублением забоя. Если при чистке извлекается только мелкая галька, используется пирамидальное долото, которое разрушает крупную гальку и забивает ее в стенки скважины. Дальнейшая проходка осуществляется с опережением забоя на 1–1,5 м и последующим креплением этого интервала трубами. Промытые галечники и сухие гравелистые пески лучше забираются желонкой, если предварительно в скважину забросить комки жирной глины. Это позволяет также предотвратить обрушение ствола.

Бурение в валунных отложениях требует большого опыта, т. к. в этих условиях скважина часто искривляется, ломается инструмент в резьбовых соединениях. Крупные валуны разрушаются округляющими долотами, а буровой снаряд утяжеляется второй ударной штангой. Мелкие валуны разрушаются или сдвигаются к стенкам скважины пирамидальными долотами. При работе тяжелым буровым снарядом высота его сбрасывания должна быть максимальной (до 1 м). Для предупреждения искривления скважины на забой подсыпают щебенку крепких пород. Крупные валуны эффективно разрушать с помощью кумулятивных зарядов взрывчатых веществ. При взрыве обсадные трубы должны быть приподняты для предотвращения их повреждения. Взрывные работы проводят только специалисты-взрывники.

Бурение в глинах обычно проводят без крепления скважин трубами на протяжении нескольких десятков метров, т. к. глинистые породы обладают достаточной устойчивостью. Плотные сухие глины бурят двутавровым долотом на глубину 0,5–0,75 м

с подливом 20–30 л воды (при появлении в скважине грунтовых вод подлив прекращается). Скважину чистят желонкой с плоским клапаном. Иногда применяют желонку со снятым клапаном или буровой стакан, на боковой поверхности которого выполняют продольные вырезы для ускорения его очистки. В состав снаряда, кроме стакана, входит ударная и раздвижная штанги. Частота ударов бурового снаряда должна быть 40–50 в 1 мин при высоте подъема до 1 м.

Бурение трещиноватых и закарстованных пород осуществляется крестовыми и округляющими долотами. Высота подъема снаряда составляет не более 1 м, частота, ударов долота – до 60 уд/мин. Скважина за рейс углубляется не более чем на 0,4–0,7 м, после чего этот интервал закрепляют трубами. Воду подливают порциями (2–3 л через 1–2 мин). Суммарный объем подливаемой воды за рейс 25–30 л. Для исключения поглощения воды в скважину забрасывают 7–10 кг жирной глины за рейс. Образующийся на забое глинистый раствор повышает устойчивость стенок скважины.

Бурение твердых монолитных пород ведется тяжелым буровым снарядом, состоящим из округляющего долота, с большим углом приострения, ударной и раздвижной штанг. В процессе бурения необходимо следить за износом долота по диаметру. Если длина, лезвия уменьшилась на 3–5 мм, долото заменяют. Обработку стенок скважины начинают на 2–3 м выше забоя с целью исключения заклинивания нового долота.

Разрушение забоя ведется при высоте подъема снаряда до 1 м и частоте 40– 45 уд/мин. Особенно важно следить за рациональной навеской долота. Длина рейса при бурении крепких пород составляет 0,3–0,5 м. В сухую скважину подливают 20–30 л воды на один рейс. При прекращении бурения нужно поднять снаряд выше уровня шлама для исключения прихвата.

При бурении многолетнемерзлых пород для предотвращения прихватов бурового снаряда, возникающих вследствие низких температур, в скважину подливают 10–15 л горячего солевого раствора при концентрации соли 10–15 %. Указанный объем требуется при углублении скважины на 0,4–0,5 м. Затем желонкой удаляют шлам и остывшую воду. Для предотвращения

заклинивания необходимо, чтобы снаряд постоянно находился в движении.

При разведке россыпных месторождений обсадную колонну первоначально забивают или задавливают в забой на 0,2–0,5 м, что является интервалом опробования. Затем облегченным снарядом с плоским долотом разрыхляют породу и извлекают ее на поверхность поршневой желонкой. Для получения качественной пробы выше башмака обсадной колонны должен оставаться предохранительный столбик породы высотой 2–3 см. В крепких породах забой углубляется ниже башмака обсадных труб на величину интервала опробования. Затем колонну опускают и желонкой удаляют разрушенную породу.

Отбор проб и их документация при ударно-канатном бурении. Пробы отбирают из бурового шлама или в виде монолитов (кернов). Первый способ применяется чаще. При каждом рейсе такая проба отбирается из-под клапана желонки при ее последнем подъеме с забоя. Если желонка вместо кусков породы поднимает разжиженный шлам, то его наливают в сосуд, дают возможность отстояться и пробу берут из осадка.

При бурении поисково-разведочных скважин проба должна быть отобрана из каждой разновидности пород. При большой мощности слоя отбор проб осуществляется через 1,5–2 м проходки, а в малоизученных разрезах интервал опробования сокращается в 2 раза. Образцы отбирают также при любом изменении породы (ее минерального или гранулометрического состава, плотности, цвета, твердости). Отобранные образцы просушивают и укладывают в ящики, которые разделены на отдельные ячейки. Вместе с образцами в ячейку вкладывают этикетку, в которой указывают номер скважины, номер образца, глубину его взятия, название породы, мощность пласта и глубину его подошвы, дату отбора образца и фамилию лица, взявшего образец.

Пробы с ненарушенной структурой отбирают забивными стаканами и грунтоносами (гл. 10, 6).

9.7. Причины аварий, их предупреждение и ликвидация

К осложнениям при ударно-канатном бурении относятся образование песчаных пробок в скважине при вскрытии плывунов, обвалы стенок, сужение ствола и искривление скважины. Основными причинами аварий являются: чрезмерное углубление скважины ниже башмака обсадной колонны в неустойчивых породах; недопустимый износ долота и его заклинивание; большое скопление шлама на забое; неотрегулированное расстояние между лезвием долота и забоем или увеличенная высота его сбрасывания при бурении трещиноватых и вязких пород; небрежный осмотр резьбовых соединений снаряда; нарушение технологического режима бурения и др.

Эти причины вызывают следующие виды аварий: прихват бурового снаряда или желонки шламом или обвалившейся со стенок скважины породой; обрыв инструментального или желоночного каната; развинчивание элементов бурового снаряда и оставление их в скважине; заклинивание («спаривание») смежных обсадных колонн. С целью предупреждения аварий необходимо строго соблюдать технологию бурения. При изменении буримости пород нужно установить по шламу, какая порода вскрыта, и принять соответствующие меры по изменению технологии бурения. Элементы снаряда необходимо свинчивать с большим усилием. На затянутых резьбовых соединениях, следует делать метки и периодически осматривать их состояние.

Допустимый износ долота по диаметру должен составлять не более 3–5 мм. Бурение надо вести при натянутом канате. При чистке скважины желонку следует наполнять шламом не более 2/3 ее объема, так как переполнение желонки вызывает ее прихват. При внезапном отключении электроэнергии для исключения заклинивания необходимо приподнять снаряд на 2–3 м от забоя.

При возникновении аварии необходимо установить положение и размер оставшегося в скважине инструмента, а также характеристику пород, слагающих разрез. Положение оставшегося инструмента устанавливают путем осмотра верхней части снаряда, извлеченного из скважины. Если осмотр не дает полной ясности, в скважину опускают печать.

Для ликвидации аварии применяют ловильный снаряд, состоящий из ловильного инструмента, раздвижной штанги с большим ходом звеньев (500–600 мм), ударной штанги и канатного замка. В зависимости от вида аварии в состав снаряда включаются различные ловильные инструменты. При обрыве инструментального или желоночного каната применяют однорогий или двурогий ерш. Первый используется, если оборванный канат располагается в скважине плотным клубком, второй – если канат вид спирали.

Однорогий ерш представляет собой заостренный снизу стержень, на котором по винтовой линии закреплены когти. На верхнем торце стержня нарезана резьба для соединения с ударной или раздвижной штангой. Ловильный снаряд с ершом опускают в скважину до оборванного каната. Сообщая снаряду возвратно-поступательное перемещение, добиваются прочного зацепления каната когтями ерша. Затем поднимают оборванный канат с оставленным инструментом. Если усилия на барабане недостаточно для извлечения инструмента, то его выбивают с помощью ловильных ножниц или поднимают с помощью талевой системы.

Двурогий ерш представляет собой вилку, с внутренней стороны которой закреплены когти. Верхний конец ерша имеет резьбу для соединения с ловильным снарядом, а в нижней части вилки расположена защелка для ловли желонки на дужку. Методика ловли оборванного каната этим ловильным инструментом такая же, как и при использовании однорогого ерша.

Ловитель (рис. 9.6, *а*) применяется для ловли оставшегося в скважине бурового снаряда или его отдельных элементов. Ловитель состоит из корпуса *4*, имеющего внутри коническую расточку, соединительного патрубка, трех плашек *2* с резьбой или насечкой, опорного патрубка с приваренным фланцем, направляющего патрубка *1* и пружины *3*. Ловильный снаряд с ловителем опускают в скважину. Как только ловитель дойдет до головки оставленного инструмента, его начинают набивать на инструмент при помощи ловильной раздвижной штанги. Плашки ловителя скользят вверх, увеличивая отверстие, в которое входит шейка вылавливаемого инструмента. При движении ло-

вильного снаряда вверх плашки ловителя, перемещаясь вниз, прочно зажимают вылавливаемый инструмент, после чего снаряд извлекают из скважины. Если инструмент сильно зажат шламом, то его выбивают с помощью ловильных ножниц.

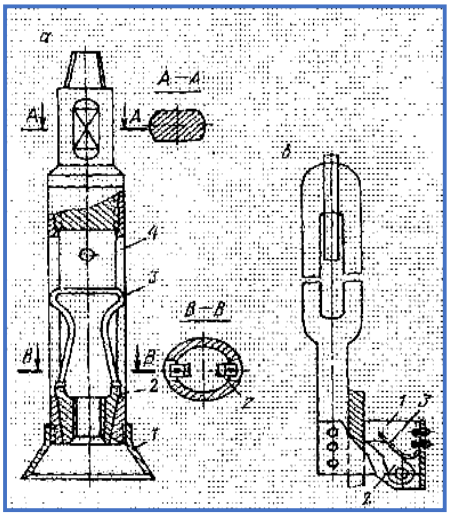


Рис. 9.6. Инструменты для ликвидации аварий при ударно-канатном бурении

Канаторезка (рис. 9.6, *б*) служит для вырезки каната у канатного замка. Она применяется при сильном прихвате оставленного в скважине инструмента и состоит из скобы *1*, резака *2* и пружины *3*. Канаторезка спускается в скважину на отдельном канате. При этом отрезаемый канат пропускается внутри скобы *1*. При ударах ловильного снаряда снизу вверх резак *2* перерезает канат.

Боковое долото применяют для разрушения породы вокруг прихваченного бурового снаряда и для его центрирования в скважине. Рабочая часть долота имеет в сечении дугообразную форму и должна быть длиннее снаряда, оставленного в скважине.

Желонка с плоским клапаном, магнитный фрезер и паук используют для извлечения мелких металлических предметов.

Ловильные инструменты вращательного бурения при наличии бурильных труб применяют для ликвидации различных аварий и при ударно-канатном бурении. В некоторых случаях для сдвигания оставленных частей инструмента в сторону эффективны взрывные работы.

Контрольные вопросы к главе IX:

1. Из каких элементов состоит снаряд ударно-канатного бурения? Для какой цели предназначен каждый элемент снаряда?
2. Какие типы долот применяются при ударно-канатном бурении?
3. Назначение и основные типы желонок.
4. Забуривание скважины при ударно-канатном бурении.
5. Статность технологии ударно-канатного бурения методом принудительного спуска обсадных труб.
6. Статность метода ударно-канатного бурения с применением «тиксотропной рубашки».
7. Параметры технологического режима ударно-канатного бурения. Их расчет.
8. Отбор проб при ударно-канатном бурении.
9. Виды осложнений и аварий при ударно-канатном бурении, их причины.
10. Инструменты для ликвидации аварий при ударно-канатном бурении.

Глава X. БУРЕНИЕ НЕГЛУБОКИХ СКВАЖИН

Целевое назначение неглубоких скважин – инженерно-геологические и гидрогеологические изыскания, поиски и разведка россыпных месторождений, строительных материалов, сейсморазведочные и специальные геофизические работы. Глубина скважин этой группы, как правило, не превышает 50–60 м (до 95 % общего объема бурения). Диаметр скважин определяется их целевым назначением. Например, для инженерно-геологических и гидрогеологических исследований требуются скважины диаметром до 250–400 мм или проходка шурфоскважин диаметром до 1500 мм. Разбуриваемые породы в большинстве случаев рыхлые, неустойчивые в стенках скважины. Наряду с мягкими (суглинки, глины, пески, лесс) встречаются труднобуримые породы (валунно-галечниковые отложения). Часто требуется отбор проб с ненарушенной структурой.

Указанные условия работ, их большие объемы обусловливают применение специальных, в т. ч. комбинированных способов бурения, использование компактного и транспортабельного бурового оборудования.

В настоящее время неглубокие скважины бурят пенетрационным, вибрационным, шнековым, ударно-канатным и комбинированным способами. Ручное бурение почти полностью вытеснено механизированным и применяется лишь в труднодоступных районах при проходке одиночных скважин.

10.1. Пенетрационное бурение

Этот метод называется также зондированием и имеет две разновидности: статический и динамический.

Статическое зондирование заключается в погружении породоразрушающего инструмента, имеющего форму конуса, в мягкие породы под действием осевой статической нагрузки большой величины (100–150 кН). Такая нагрузка создается мощной гидравлической системой буровой установки и передается породоразрушающему инструменту через колонну бурильных труб. Скважина, формируется за счет деформации породы

под торцом инструмента и уплотнения ее в стенки скважины. С помощью статического зондирования определяют сопротивление грунта по лобовой и боковой поверхности, а по этим показателям – плотность сложения песчаных грунтов, модуль их деформации и т. д.

Для статического зондирования применяют специализированные самоходные и передвижные установки, а также приставки к буровым станкам. Наиболее совершенное техническое средство – разработанные во ВСЕГИНГЕО пенетрационно-каротажные станции. Они позволяют использовать в комплексе статическое зондирование и радиоактивный каротаж. Это в свою очередь дает возможность оценить основные физико-механические свойства грунтов и получить диаграммы непрерывного изменения их по глубине. С помощью ГГК и НТК определяют естественную радиоактивность, плотность и влажность грунтов, с помощью зондирования – лобовое сопротивление и трение по боковой поверхности.

Пенетрационные каротажные станции выпускают в двух модификациях: СПК и СПК-Т. Станция СПК-Т включает автомобиль ЗИЛ-131, на шасси которого размещена вдавливающая установка и пульт с регистрирующей аппаратурой. Основной узел вдавливающей установки – гидравлическая система, которая передает через колонну бурильных труб большое (до 190 кН) статическое усилие измерительному зонду, вдавливаемому в рыхлые грунты. Зонд оснащен датчиками, которые по каналу связи, расположенному внутри бурильной колонны, непрерывно передают информацию об указанных свойствах грунтов. Установка СПК-Т обеспечивает вдавливание зонда диаметром 80 мм на глубину до 30 м в породы I–III категорий по буримости со скоростью углубления до 0,1 м/с.

Динамическое зондирование заключается в забивании конусного зонда ударами молота. В результате определяют динамическое сопротивление грунтов, которое оценивается кинетической энергией падающего молота и количеством ударов, необходимых для углубления на 10 см зонда определенных геометрических размеров. Специализированные установки динамического зондирования, например, УБП-15М включают сило-

вой привод, лебедку, мачту и пенетрационный молот. Созданы также приставки к установкам вращательного, ударного и вибрационного бурения, позволяющие осуществлять динамическое зондирование.

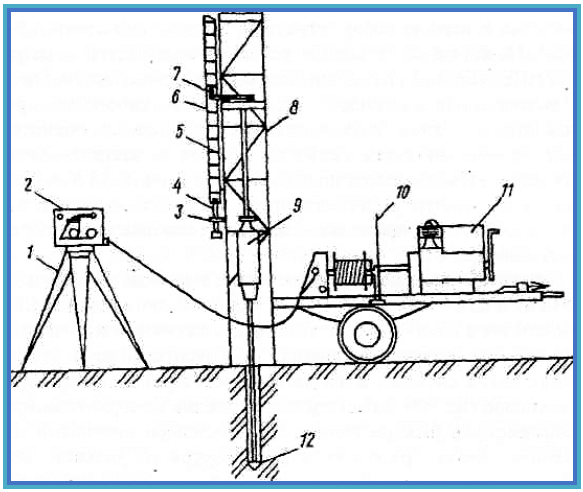


Рис. 10.1. Дополнительные элементы, монтируемые на установках для записи параметров динамического зондирования:
1 – тренога; 2 – регистратор; 3, 4 – механизм подъема рейки; 5 – контакты; 6 – измерительная рейка; 7 – скользящий контакт; 8 – мачта установки; 9 – пенетрационный молот; 10 – рычаг управления; 11 – самописец; 12 – зонд

Для непрерывной записи параметров разработаны дополнительные элементы (рис. 10.1), которые можно использовать с установками любого типа. Электронные и электромеханические регистраторы измеряют число ударов пенетрационного молота и скорость углубления зонда, а с помощью самописцев на диаграмме вычерчивают график динамического сопротивления грунта по глубине скважины.

10.2. Вибрационное бурение

Этот способ проходки скважин заключается в передаче буровому снаряду высокочастотных колебаний или ударов. Различают вибрационное и виброударное бурение. Генератором колебаний является вибратор, расположенный на поверхности. При первой разновидности бурения вибратор жестко связан с буровым снарядом, образуя в процессе проходки скважины единую колеблющуюся систему. При виброударном бурении буровой снаряд связан с вибратором скользящей посадкой. Вибратор в результате возникающей при его работе знакопеременной силы подбрасывается вверх и своей массой наносит удары по буровому снаряду.

При вибрационном бурении формирование скважины происходит в результате передачи колебаний окружающим буровой снаряд частицам породы. В песчаных грунтах это явление приводит к резкому снижению сил сцепления между частицами и трения между боковой поверхностью снаряда и окружающими породами. Сила веса бурового снаряда и вибратора в этом случае превышает указанную суммарную силу сопротивления породы, и буровой снаряд как бы тонет в ней, углубляя скважину. При бурении глинистых пород под действием колебаний из них выделяется связанная вода, которая, смазывая боковую поверхность снаряда, резко снижает силы трения при его погружении в грунт.

Виброударный способ формирования скважины реализуется за счет дробления и уплотнения буримых пород. Из рассмотренных двух разновидностей бурения виброударное применяется значительно чаще вследствие возможности эффективной проходки более широкого диапазона пород. Виброударное бурение эффективно в породах I–IV категорий по буримости. Наибольшую буримость имеют увлажненные суглинки, супеси, меньшую – сухие плотные глины и пески. Плохо поддаются вибробурению крупнообломочные породы. Глубина скважин при использовании вибромеханизмов, расположенных на поверхности, составляет 25–30 м. Эффективность дальнейшего углубления резко снижается вследствие поглощения большей

части энергии колебаний буровым снарядом.

Принцип действия вибратора заключается в следующем (рис. 10.2). Вал электродвигателя *1* через трансмиссию *2* передает вращение двум дискам, с которыми жестко связаны смещенные относительно вращения на величину *r* дебалансы 4.

Дебалансы массой *m* вращаются с одинаковой угловой скоростью ω, образуя в каждый рассматриваемый момент времени одинаковые (синфазные) углы φ. Вследствие равенства величин *m, r,* ω и φ на вращающиеся дебалансы действуют равные центробежные силы *F*

$$F = m\omega^2 r. \qquad (10.1)$$

Разложив вектор $\overrightarrow{F}$ на горизонтальную $\overrightarrow{F_r}$ и вертикальную $\overrightarrow{F_A}$ составляющие, приходим к выводу, что горизонтальные силы $\overrightarrow{F_r}$, в любой момент времени взаимно уравновешивают друг друга. Вертикальные составляющие $F_в$ складываются, причем величина суммарной силы

$$Fсум = 2F_B = 2m\ \omega^2 r\ cos\ \varphi.$$

Нетрудно заметить, что при $\varphi = 0$ и $\varphi = 180°$ сила $F_{сум}$ вибратора будет максимальной

$$F_{сум.\ max} = \pm 2\ m\ \omega^2 r. \qquad (10.3)$$

Следовательно, для увеличения возмущающей силы необходимо повышать частоту вращения и массу дебалансов, увеличивать их смещение относительно оси вращения.

Технологический инструмент при вибрационном бурении состоит из колонны бурильных труб, опущенных в скважину и соединенных с породоразрушающим инструментом. В качестве последнего используются виброзонды, виброжелонки и грунтоносы, углубляющие скважину кольцевым забоем.

Виброзонд (рис. 9.3, *а*) представляет собой трубу *2* длиной 1–3 м, имеющую на верхнем торце переходник *3* для соединения с бурильными трубами, а на нижнем – башмак *1* с заостренным конусным торцом. Последний закаливается или наплавляется

твердым сплавом. Диаметр башмака *1* выполняется несколько большим (на 2–3 мм) по отношению к трубе *2* для уменьшения боковых сил трения при углублении виброзонда. На боковой поверхности последнего выполняются продольные окна с углом выреза 90– 160° для облегчения извлечения керна.

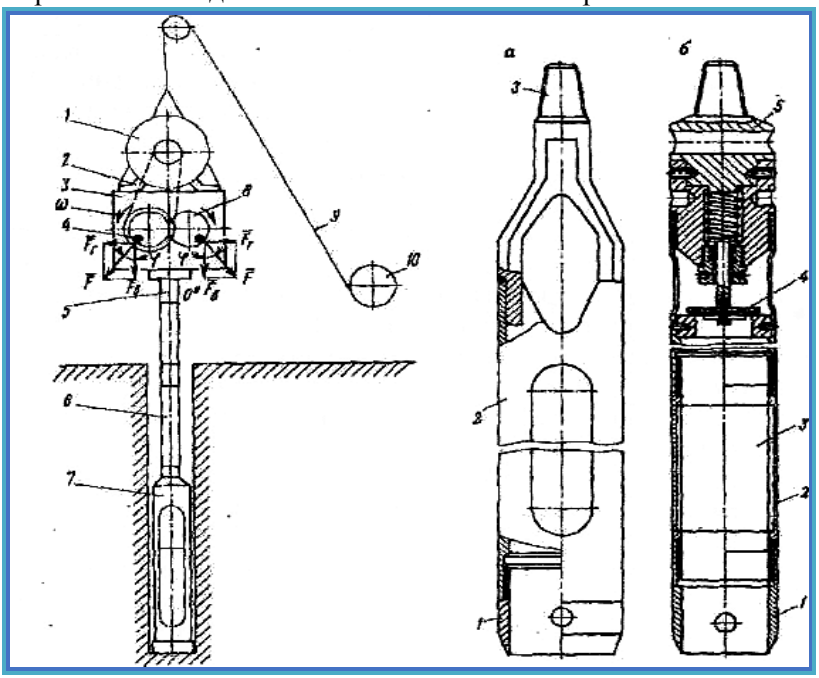


Рис. 10.2. Схема работы вибратора: 1 – *электродвигатель;* *2 – трансмиссия;* 3 – *корпус;* *4 – дебалансы; 5 – зажимной (ударный) патрон; 6 – бурильные трубы; 7 – породоразрушающий инструмент; 8 – диск; 9 – канат;* *10 – барабан лебедки*

Рис. 10.3. Породоразрушающий инструмент вибрационного бурения

Грунтонос (рис. 10.3, *б*) применяется для отбора керна рыхлых пород и отличается от виброзонда наличием керноприемной гильзы *3*, расположенной внутри корпуса *2*, и обратного

клапана *4*, служащего для снижения давления во внутренней части грунтоноса по мере поступления формирующегося керна. В состав грунтососа входят также башмак *1* и переходник *5*.

Виброжелонка применяется при бурении сыпучих и плывучих пород и принципиально не отличается от желонок с плоским клапаном для ударно-канатного бурения.

Установки вибрационного бурения включают вибратор (вибромолот), лебедку для подъема и спуска бурового снаряда, генератор для питания электродвигателя вибратора, мачту, устройство для ее подъема и опускания, пульт управления, транспортную базу.

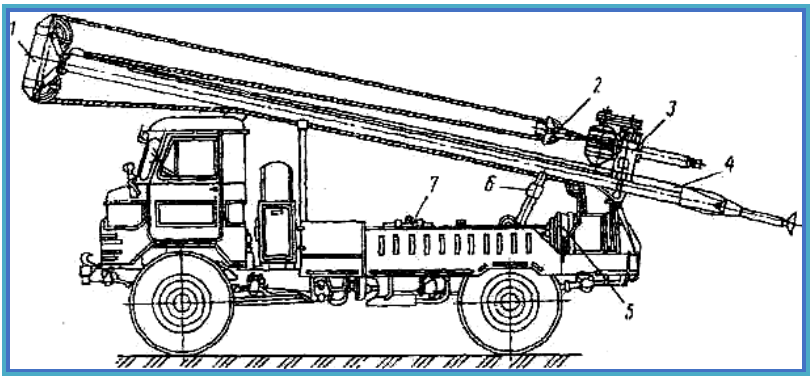


Рис. 10.4. Агрегат вибрационного бурения АВБ-2М

Наиболее распространенной является установка АВБ-2М (рис. 10.4), отличительная особенность которой – возможность проходки скважин также ударно-канатным способом. Установка позволяет бурить скважины диаметром 108–168 мм на глубину до 20 м виброударным способом и до глубины 40 м – ударно-канатным. В качестве вибровозбудителя используется вибромолот ВБ-7 мощностью 7 кВт с максимальной возмущающей силой 35 кН. Для проведения спуско-подъемных операций установка, оснащена лебедкой *5* и мачтой *4* шестового типа высотой 7,5 м. Мачта оборудована кронблоком *1* и талевым блоком *2*. Вибромолот *3* по мере углубления скважины перемещается по

направляющим мачты. При переходе на ударно-канатное бурение вибромолот снимают и к канату присоединяют ударный инструмент. Подъем и опускание мачты *4* осуществляются с помощью винтового подъемника *6*. Перечисленное оборудование, а также генератор *7* смонтированы на автомобиле ГАЗ-66. Технология вибрационного бурения заключается в чередовании во времени циклов, включающих спуск бурового снаряда, углубление забоя, подъем инструмента и его очистку от породы. Эффективность бурения зависит от параметров вибровозбудителя – момента и частоты вращения дебалансов, а при использовании вибромолота – от его массы и частоты ударов. Эти параметры, как правило, не регулируются в процессе бурения.

При разбуривании глинистых грунтов рекомендуется применять вибропогружатель с большим моментом дебалансов и пониженной частотой. Песчаные грунты лучше бурить с применением высокочастотных вибропогружателей. В сухих плотных грунтах использование вибромолотов значительно эффективнее вибраторов. Оптимальная длина рейса при вибробурении зависит от глубины скважины и изменяется от 2 м при глубине скважины 3 м до 0,6 м при глубине 20 м. Начальные интервалы скважины следует бурить зондами больших диаметров с последующим их уменьшением по мере углубления скважины. Диаметры применяемых зондов: 219, 168, 146, 127, 108 мм. Такая технология необходима вследствие зажима зонда уплотняемой в стенки скважины породой, что ведет к резкому возрастанию усилия при извлечении инструмента.

Чистое время вибрационного бурения обычно составляет 25 %, поэтому большое внимание необходимо уделять механизации вспомогательных работ. Производительность вибрационного бурения в значительной степени зависит от глубины скважины. Так, при глубине скважины до 10 м скорость бурения в грунтах III–IV категорий составляет 50–60 м/смена, а при глубине 20 м скорость уменьшается в 2 раза.

Вибрационное бурение обеспечивает получение качественной геологической информации, позволяет получить 100 %-ный выход керна и с большой точностью составить геологический разрез разбуриваемых пород. Недостатки вибрационного буре-

ния – узкая область применения (мягкие породы) и небольшая глубина скважин. Для увеличения глубины бурения следует создавать скважинные вибраторы, устанавливаемые непосредственно над породоразрушающим инструментом.

10.3. Вращательное шнековое бурение

Шнековое бурение – это разновидность вращательного способа, отличительной особенностью которого является использование механического метода удаления продуктов разрушения с помощью винтового транспортера. Большой вклад в развитие технологии и техники шнекового бурения внес проф. Д. Н. Башкатов.

Шнековое бурение применяется при бурении скважин глубиной до 70–80 м в породах I–V категорий по буримости. Оно обеспечивает высокую механическую скорость в мягких породах за счет отсутствия повторного их истирания и перемалывания на забое и совмещения во времени процесса разрушения и чистки скважины. Долото охлаждается породой забоя, а выделившееся при трении тепло уносится с продуктами разрушения при быстром углублении скважины.

Область применения шнекового бурения – проходка гидрогеологических, инженерно-геологических, поисковых и сейсмических скважин. Преимущества шнекового бурения – высокая производительность, простая организация работ за счет отсутствия промывки. Недостаток – небольшая глубина бурения вследствие значительного роста мощности, потребной для вращения шнековой колонны.

Технологический инструмент при бурении сплошным забоем состоит из лопастного долота, усиленного шнека и колонны шнеков. Конструкция долота принципиально не отличается от лопастных долот, применяемых при роторном бурении, и представляет собой корпус с двумя-тремя лопастями. Рабочие грани лопастей наплавляют или армируют пластинками твердого сплава. Лопасти приваривают к корпусу или соединяют с последним винтами, что позволяет заменять их при износе. Режущие лопасти должны быть максимально приближены к спирали

шнека, а переход с лопастей на спираль должен быть плавным. Эти конструктивные требования обеспечивают эффективное удаление продуктов разрушения.

Шнек (рис. 10.5) представляет собой стержень или трубу *3* с приваренной на боковой поверхности по винтовой линии стальной лентой (ребордой) *2* толщиной 5–6 мм. Используются два вида соединений шнеков: резьбовое и безрезьбовое. Последнее получило большее распространение (рис. 10.5). Шестигранный хвостовик *1* и муфта *4* передают крутящий момент, а палец *5*, удерживаемый фиксатором, воспринимает осевое усилие.

Резьбовое соединение шнеков позволяет механизировать процесс спуско-подъемных операций, осуществить шнекоколонковое бурение, однако исключает возможность левого вращения шнековой колонны, в котором возникает необходимость при затяжках снаряда в вязких породах и песках-плывунах.

Диаметры выпускаемых шнеков – от 90 до 475 мм, длина 1500 –3000 мм.

Обычно наружный диаметр шнека составляет 0,75–0,85 диаметра долота, чтобы создать возможность свободного вращения шнековой колонны в скважине. Шаг винтовой полосы составляет 0,7–0,9 наружного диаметра шнека, угол подъема спирали – 10–14°.

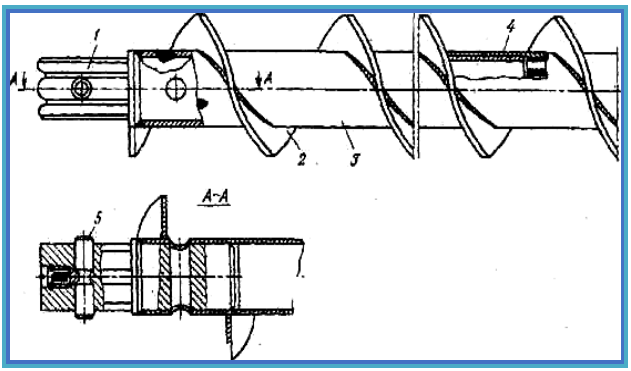


Рис. 10.5. Шнек безрезьбового соединения

Усиленный шнек устанавливают непосредственно над до-

лотом. Он обеспечивает подбор и частичное разрушение крупных кусков породы и их вынос. Усиленный шнек имеет утолщенную спираль, свободный конец которой заточен и наплавлен твердым сплавом. Параметры усиленного шнека соответствуют обычному, за исключением большей массы.

Для бурения с отбором керна применяется магазинный шнек (рис. 10.6), представляющий собой трубу *2* с приваренной спиралью, имеющую с одной стороны шестигранник для соединения с обычной шнековой колонной, а с другой – резьбу для свинчивания с коронкой *1*. Керноприемная гильза *3* располагается внутри шнека.

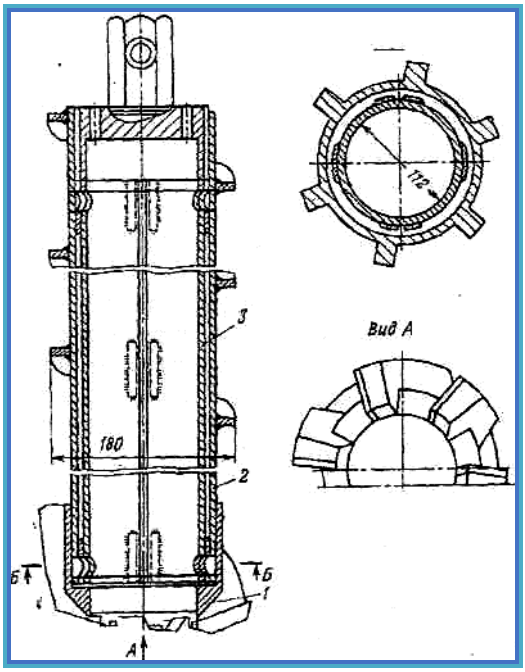


Рис. 10.6. Магазинный шнек

Наиболее рациональным решением проблемы опробования является применение инструмента в виде полой шнековой колонны в сочетании со съемным грунтососом подобно снаряду

ССК.

Такой инструмент был разработан в начале 1960-х годов геологической службой бывшего СССР [25]. Соединение полых шнеков между собой – резьбовое или посредством фиксирующих винтов в сочетании с кулачками. Грунтосос размещается в нижнем шнеке и извлекается на поверхность посредством ловителя на канате. Проходное отверстие шнеков составляет в зависимости от их диаметра от 50 до 180 мм.

Для отбора проб песка применяются грунтососы с клапаном, а для бурения без отбора керна грунтосос заменяют съемным сердечником с долотом. Для надежной изоляции внутренней полости шнеков от попадания в них разрушенной породы сердечник снабжается уплотнительными кольцами.

Американская фирма Mobil Drilling также разработала подобный комплекс полого шнекового инструмента со съемным керноприемником. Забойная (пилотная) часть последнего опережает коронку шнековой колонны на отрегулированную в соответствии с твердостью грунта величину и задавливается в забой скважины. После заполнения керноприемник с пробой поднимается лебедкой на поверхность и заменяется на новый. В тех интервалах, где отбор проб не требуется, в полую колонну опускается компоновка с пилот-долотом, которая закупоривает центральное отверстие колонны и обеспечивает бурение сплошным забоем.

Геологической службой бывшего СССР был накоплен определенный опыт использования полых шнеков для бурения и заряжания взрывных скважин. Для этой цели используется шнековая колонна диаметром 177 мм с 118 мм внутренним каналом, что позволяет опустить в последний пакет 60 мм тротиловых шашек. К нижнему шнеку присоединено открывающееся долото, имеющее откидную крышку с твердосплавными резцами, шарнирно прикрепленную к корпусу. При бурении крышка с резцами герметично прилегает к корпусу и обеспечивает бурение пилот-скважины, диаметр которой расширяется резцами корпуса долота.

После проходки скважин на определенную глубину в колонну спускают груз, чтобы открыть долото, а затем заряд

взрывчатого вещества. Колонна шнеков извлекается, а заряд ВВ оставляется на заданной глубине. Боевая магистраль во время подъема крепится к пружинному «пауку», скользящему по внутреннему каналу шнековой колонны. После извлечения последнего полого шнека взрывник извлекает «паук» и присоединяет боевую магистраль к взрывной машине.

Метод сооружения гидрогеологических скважин с использованием, полой шнековой колонны впервые разработан геологической службой бывшего СССР и фирмой «Геотехника Дриплинг $К^0$» (США). Для этого над долотом шнековой колонны устанавливается перфорированный шнек. При достижении водоносного горизонта бурение прекращается, проводятся пробные откачки и отбор проб воды.

Через полую шнековую колонну с открывающимся долотом осуществляется также посадка фильтровых колонн для оборудования гидрогеологических скважин. Фильтр и погружной насос в процессе бурения размещается в нижнем шнеке. После прекращения бурения в шнеки опускают фильтровую колонну и соединяют ее с фильтром, который обнажают путем подъема шнеков.

Установки шнекового бурения – это мотобуры марок Д-10М, КМ-10 и др. Мотобур состоит из бензинового двигателя мощностью 3,5–4,5 кВт и планетарного двухступенчатого редуктора, соединенных хомутом. Мотобур имеет рукоятки, одна из которых является одновременно регулятором частоты вращения двигателя. С редуктором жестко связана штанга, соединяемая со шнеками. Осевая нагрузка на породоразрушающий инструмент передается рабочим через рукоятки. Снаряд из скважины извлекают вручную.

Для бурения более глубоких скважин применяют механизированные установки [28]. В связи с большой скоростью проходки скважин установки оснащаются подвижными вращателями с большой длиной хода; осевая нагрузка на забой создается гидравлической системой; частота вращения снаряда, регулируется с помощью коробки передач. Транспортной базой установки служит трактор или автомобиль.

Более подробно рассмотрим устройство установки шнеко-

вого бурения УШ-2Т (рис. 10.7). Установка предназначена для проходки скважин глубиной до 60 м конечным диаметром 175 мм. Все механизмы смонтированы на тракторе *1* Т-100 МЗБ и имеют привод от ходового двигателя. Трансмиссия бурового станка включает блок привода *8*, трехгранный вертикальный вал *4*, верхний редуктор *5* и вращатель *9*. Блок привода состоит из раздаточного редуктора, обеспечивающего три частоты вращения реверсивному редуктору привода вращателя. Корпус вращателя может поворачиваться вокруг оси трехгранного вала для освобождения устья скважины.

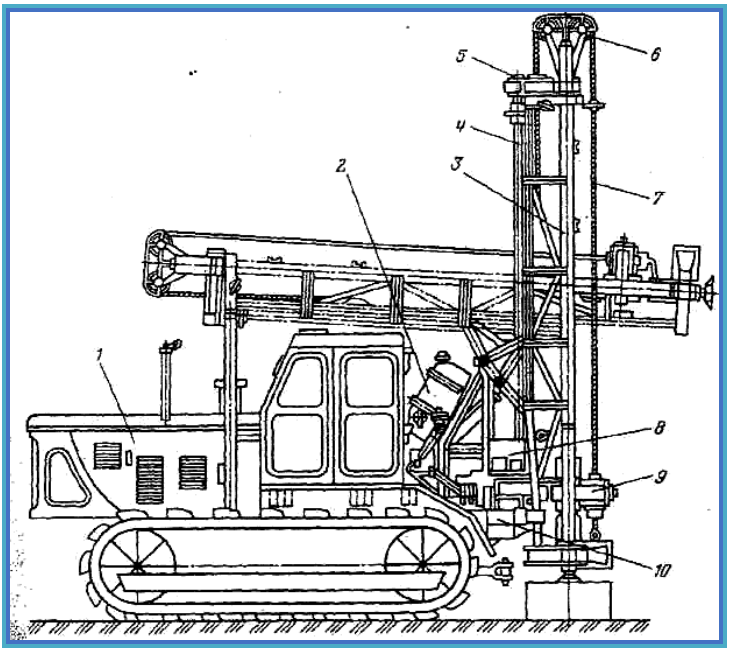


Рис. 10.7. Установка шнекового бурения УН1-2Т

Мачта *3* установки сварная, с открытой передней гранью. Передние ноги ее служат для перемещения каретки вращателя. Гидравлическая система установки, включающая масляный бак *2*, систему маслопроводов и гидроцилиндров, служит для пода-

чи вращателя вверх-вниз, подъема и опускания мачты и установки опорных домкратов. Для увеличения хода вращателя может быть использована канатная подача (кронблок *6* и канат *7*) с гидроцилиндром по такой же схеме, как в установке УРБ-2А-2. Управление всеми операциями, связанными с проходкой скважины, вынесено на пульт.

Многие зарубежные фирмы (голландская Conrad Stock, немецкая Nordmeyer, итальянская Cassagrande и др.) выпускают самоходные гидрофицированные установки со сменными подвижными вращателями.

Каждый вращатель имеет простую конструкцию и может рационально использоваться в конкретных геолого-технических условиях.

Технология шнекового бурения. Основные параметры технологического режима бурения – осевая нагрузка, на долото и частота его вращения. В зависимости от длины рейса различают непрерывное (поточное) и рейсовое бурение. Поточное бурение осуществляется без остановки вращения шнековой колонны, за исключением времени, необходимого для наращивания шнеков по мере углубления скважины Рейсовое бурение применяется при необходимости детального изучения геологического разреза. Величина разового углубления составляет 0,2–0,6 м при бурении мелких (до 8–10 м) скважин и 0,5–1,5 м при бурении более глубоких.

Скважину забуривают при пониженной частоте вращения (60– 70 об/мин) и осевой нагрузке. Увеличение нагрузки ведет к росту скорости бурения в песчано-глинистых отложениях. Величину нагрузки необходимо поддерживать в пределах 4–6 кН, т. к. ее дальнейшее повышение может привести к образованию породных пробок на шнеках и прекращению выноса разбуренной породы на поверхность.

Один из основных элементов технологии шнекового бурения – очистка забоя скважины от шлама. Транспортная производительность шнека (в $см^3$/мин) при выносе продуктов разрушения определяется по формуле

$$Q = \frac{\pi}{4}(D^2 - d^2)sn\varphi, \qquad (10.4)$$

где D и d – наружный и внутренний диаметры реборды шнека, см; s – шаг реборды шнека, см; n – частота вращения шнека, об/мин;

$\varphi = 0{,}3 \div 0{,}8$ – коэффициент наполнения шнека.

Частота вращения снаряда назначается, исходя из рациональной величины окружной скорости вращения шнеков, которая изменяется в пределах 0,8–2 м/с. С учетом этого требования для наиболее распространенных диаметров шнеков (135–185 мм) частота вращения составляет 100–200 об/мин, причем нижний предел относится к бурению вязких пород. Уменьшение частоты вращения нижеуказанного интервала приводит к ухудшению условий очистки скважины, а ее увеличение вызывает вибрацию снаряда, обусловливающую ухудшение транспортировки шлама и рост мощности, затрачиваемой на бурение.

Сухие и водоносные пески бурят без затруднений, однако следует принять меры, обеспечивающие устойчивость ствола скважины. При проходке маломощных слоев указанных пород (до 2,5–3 м) осуществляют расхаживание снаряда и его реверс для уплотнения стенок скважины. При проходке мощных слоев неустойчивых пород бурение ведут с одновременным закреплением ствола обсадными трубами. Шнековая колонна помещается внутри последних и вращается с частотой 40–60 об/мин. По мере углубления скважины обсадные трубы опускаются под действием собственного веса.

Бурение вязких и плотных глин вызывает значительные трудности вследствие того, что шлам налипает на спираль шнеков и образует породные пробки. Часто диаметр скважины уменьшается до диаметра шнека, что вызывает повышение затрат мощности на вращение или заклинивание снаряда в скважине. Если при поточном бурении ликвидировать возникающие породные пробки не удается, следует переходить на бурение рейсами, опустив на забой снаряд, составленный из долота, двух-трех шнеков и колонны бурильных труб. После углубления скважины на 1,5–2 м инструмент поднимают на поверхность и очищают его.

Маломощные (до 1,5–2 м) слабообводненные водоносные

пласты проходят успешно, т. к. при бурении нижележащего водоупорного пласта продукты разрушения последнего втираются в ствол скважины против водоносного горизонта, изолируя и укрепляя его. При бурении песков-плывунов во избежание прихвата снаряда бурить следует с одновременной обсадкой трубами.

Основное условие реализации процесса углубления скважины в рациональном режиме – оптимальное соотношение частоты вращения снаряда и скорости его подачи. Выполнение этого условия позволяет ликвидировать породные пробки на спирали шнеков, возникающие при высокой осевой нагрузке. Для борьбы с образованием породных пробок практикуется расхаживание и реверс снаряда, повышение частоты его вращения и уменьшение подачи, подлив воды в скважину. Эффективность последней меры объясняется уменьшением трения разрушенной породы о спираль шнека и стенки скважины.

Геологическую документацию при шнековом бурении составляют по продуктам разрушения, поднятым к устью скважины или находящимся на лопастях шнеков, а при необходимости керн отбирают с помощью магазинных шнеков или съемных керноприемников. При поточном бурении истинная глубина залегания слоев пород разреза определяется с точностью до 0,2–0,3 м, причем при глубине скважины свыше 20 м точность снижается до 0,3–0,4 м. При рейсовом бурении точность привязки, получаемой при разрзтшении породы к истинной глубине ее залегания, несколько повышается, составляя 0,1–0,3 м. Длина рейса обычно равна длине шнека (1,3–2 м), причем проба отбирается через каждые 0,5–1 м проходки.

При отборе керна с помощью обуривающих грунтоносов (магазинные шнеки) поддерживаются следующие параметры технологического режима бурения: осевая нагрузка – 1,5–2 кН, частота вращения – 60–70 об/мин. Указанные параметры обеспечивают подачу снаряда со скоростью 0,2–0,5 м/мин. Образцы пластичных глин и водонасы-щенных песков получают задавливанием тонкостенных грунтоносов внутренним диаметром не менее 100 мм.

4. Ударно-канатное бурение неглубоких скважин

При проходке неглубоких (до 30 м) скважин в мягких породах I–IV категорий по буримости широко применяется ударно-канатный способ бурения кольцевым забоем с отбором керна специальными инструментами: забивными стаканами, ударными гильзами, желонками.

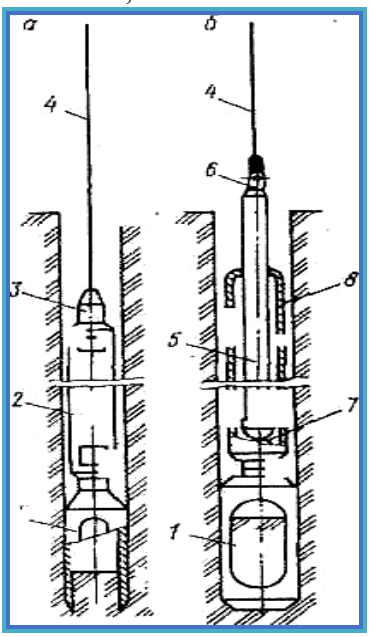


Рис. 10.8. Схема разновидностей ударно-канатного бурения кольцевым забоем

В основном распространены две разновидности способа: клюющий и забивной.

Клюющий способ (рис. 10.8, *а*) заключается в том, что подвешенный на канате *4* породоразрушающий инструмент *1* (стакан, грунтонос), жестко соединенный с ударной штангой *2* и канатным замком *3*, поднимается с помощью лебедки установки на большую высоту (до 8–10 м) и сбрасывается на забой, углубляясь в него на ОД – 0,25 м.

Затем буровой снаряд поднимается на поверхность для извлечения образца породы из стакана.

При забивном способе ударно-канатного бурения (рис. 10.8, *б*) породоразрушающий инструмент *1*, установленный на забой, жестко соединен с наковальней *7* ударного патрона, в состав которого входят также ударная штанга *5* и корпус *8*.

В процессе бурения ударная штанга *5* периодически поднимается с помощью каната *4*, проходящего через серьгу *6*, и

наносит удары по наковальне *7*. В результате породоразрушающий инструмент забивается в породу.

Технологический инструмент для ударно-канатного бурения включает забивные стаканы (зонд, гильза), ударный патрон, штанги, желонки и долота. Забивные стаканы выпускаются с клапаном (для бурения в несвязных грунтах) и без клапана (для бурения связных грунтов). По конструкции они не отличаются от зондов вибрационного бурения (рис. 10.3). Стаканы изготовляют из обсадных труб наружным диаметром 73, 89, 108, 127, 146, 168, 210 и 273 мм. Для облегчения очистки инструментов от породы широко распространены разъемные забивные стаканы с быстросъемной керноприемной гильзой.

Ударный патрон используется для нанесения ударов по забивному стакану и погружения обсадных труб. Для бурения скважин в плывучих и несвязных грунтах используются желонки, а для увеличения массы инструмента – ударные штанги. Конструкции указанных инструментов аналогичны таковым при ударно-канатном бурении глубоких скважин.

Буровые установки для ударно-канатного бурения неглубоких скважин делятся на две группы, различающиеся в основном конструкцией механизма подъема и сбрасывания инструмента, В установках первой группы, предназначенных для проходки скважин клюющим способом, инструмент поднимают путем наматывания каната непосредственно на барабан лебедки, а удар по забою наносится под действием силы тяжести снаряда. Буровые установки второй группы, предназначенные для проходки скважин забивным способом, оснащены специальными оттяжными устройствами, с помощью которых осуществляется возвратно-поступательное перемещение инструмента с определенной частотой. К таким механизмам относятся кулачковый со свободным сбросом снаряда и кривошипно-шатунный, аналогичный соответствующему узлу станка УГБ-ЗУК (рис. 9.1).

Наиболее простую конструкцию имеет установка первой группы, в состав которой входит лебедка грузоподъемностью 0,5–1 т, бензиновый двигатель мощностью 4–6 кВт и мачта высотой 4–6 м. Перечисленные узлы монтируются на одноосном прицепе, который буксируется автомобилем, а на короткие рас-

стояния – вручную. Станки этого типа отличаются небольшой массой (250–1000 кг). Примером такой установки является БУКС-ЛГТ (рис. 10.9).

Примером станков второй группы является установка БУГ-75. В ее состав входят дизельный двигатель, муфты сцепления и клиноле-ременная трансмиссия, промежуточный и рабочий валы, оттяжное устройство кулачкового типа и поворотные ключи, служащие для облегчения посадки обсадных труб. Буровая бригада, обслуживающая станок состоит из трех человек.

Технология ударно-канатного бурения. Клюющий способ бурения применяется в мягкопластичных и лессовидных глинистых породах Основные параметры режима – масса бурового снаряда и высота сбрасывания его на забой. Масса инструмента доводится до 150–300 кг. Для увеличения энергии удара высота подъема инструмента достигает 5–8 м. При таких параметрах режима бурения стакан при каждом ударе углубляет забой на 0,1– 0,25 м.

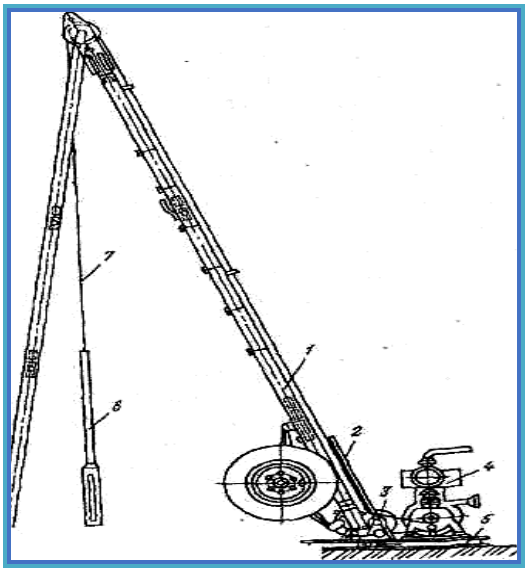


Рис. 10.9. Буровая установка БУКС-ЛГТ: *1 – тренога; 2 – рукоятка управления лебедкой; 3 – лебедка; 4 – двигатель; 5 – рама; 6 – буровой снаряд; 7 – канат*

Техническая характеристика установок ударно-канатного бурения

Тип буровой установки	Д-5-25	БУКС-ЛГТ	БУГ-50	БУГ-75
Номинальная глубина бурения, м	25	30	50	75
Диаметр скважины, мм:				
начальный	127	168	273	325
конечный	73	73	108	127
Высота мачты, м	4,5	5	9,8	9,8
Мощность двигателя, кВт	6	5		10
Грузоподъемность лебедки, т	0,5	0,7	8	4,0
База	Одноосный прицеп на колесном ходу		3,0 ЗИЛ-157КЕ	Двухосный прицеп
Масса ударного снаряда, кг	370	440	500	750
Тип ударного механизма станка	-	-	Кулачковый со свободным сбросом снаряда	
Высота подъема снаряда (ход инструмента), м	С лебедки		0,6	0,3
Частота ударов снаряда, уд/мин	в зависимости от высоты подъема снаряда		20; 43	40; 70

Забивной способ применяется во всех разновидностях нескальных пород. Параметры режима – масса ударной части забивного патрона, высота, его подъема, над наковальней, частота ударов в единицу времени и длина рейса.

Не следует забивать грунтонос на величину большую, чем указано выше. Чрезмерная длина рейса вызывает сильный прихват грунтоноса, что затрудняет извлечение последнего из скважины и очистку его от породы.

Рекомендуемые параметры режима забивного способа, бурения

Диаметр скважины, мм	89-127	146-219
Масса ударной части забивного патрона, кг	80-120	120-150
Высота подъема ударной части забивного патрона над наковальней, м	0,6-1	0,6-1
Частота ударов забивного патрона, уд/мин	20-25	15-20
Длина рейса, м:		
в слабосвязных породах	0,5-0,7	0,6-0,8
в вязких породах	0,3-0,5	0,4-0,6

Несвязные водонасыщенные породы успешно проходят желонкой, утяжеленной ударной штангой. Общая масса такого

снаряда должна составлять 5–100 кг, частота ударов 20–30 в 1 мин при высоте подъема 0,15–0,3 м. Желонки используют при бурении пород, как правило, обладающих недостаточной устойчивостью в стенках скважины и требующих закрепления обсадными трубами. Величина выхода желонки из-под башмака обсадной колонны не должна превышать 0,5–1 м во избежание прихвата инструмента.

Проходка валунно-галечниковых отложений осуществляется сплошным забоем с использованием инструмента и технологии ударно-канатного бурения глубоких скважин.

10.5. Комбинированное бурение неглубоких скважин

Проходка неглубоких скважин часто осуществляется в перемежающихся по буримости горных породах. Наряду с мягкими рыхлыми встречаются твердые прослойки с включением значительного количества крупных валунов. В то же время способы проходки неглубоких скважин не являются универсальными и эффективны в довольно узком диапазоне горно-геологических условий. В связи с этим не только уменьшается производительность бурения, но и создаются дополнительные трудности для отбора образцов пород, снижается качество получаемой геологической информации.

Наиболее рационально в этих условиях комплексное использование нескольких способов бурения. Широко применяются сочетания следующих способов, используемых последовательно во времени: шнековое с ударно-канатным и колонковым, ударно-канатное с медленно-вращательным, вибрационное с ударно-канатным. Комбинированное бурение применяется также при проходке скважин большого диаметра. Сооружение таких скважин требует специального бурового оборудования и инструмента.

Технологический инструмент для комбинированного бурения выбирают в зависимости от сочетания способов бурения. При комбинации ударно-канатного и медленно-вращательного бурения в качестве породоразрушающих инструментов используют долота, грунтоносы, желонки, забивные снаряды, а также спиральные и ложковые буры (рис. 1.10).

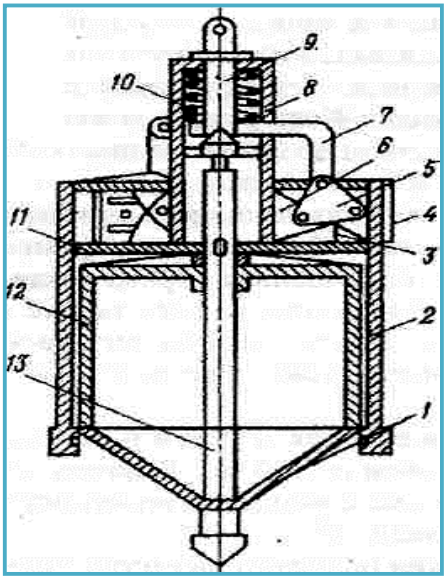


Рис. 10.10. Ковшовый бур N-о распорами

Ложковые буры применяют для бурения мягких и рыхлых пород. Продольный вырез этих инструментов служит для очистки и выполняется меньшим при бурении слабых пород и увеличивается с повышением плотности последних. Ложковые буры изготовляют диаметрами 250,190,145,108, 74 и 47 мм при длине 0,5–1м.

Спиральные буры (змеевики) применяют при проходке вязких плотных пород. Режущие кромки бура закаливают или армируют твердым сплавом. Разрушенная порода удерживается на спирали змеевика при его подъеме на поверхность. Диаметры применяемых спиральных буров – 190, 147, 108, 74 и 47 мм при длине 0,5–0,8 м.

При медленно вращательном и ударном бурении скважин большого диаметра (0,5–1 м) используют ковшовые, шнековые, грейферные и забивные буры.

Ковшовые буры предназначены для проходки мягких песчано-глинистых отложений с незначительным включением ва-

лунов размером до 200 мм. В качестве примера на рис. 10.10 приведена конструкция ковшового бура установки УБСР-25М.

Корпус *2* бура представляет собой трубу наружным диаметром 600 мм. Кассета является основным рабочим органом бура и состоит из крышки *11*, двух боковых стенок *12*, днища *1* и штока *13* с опережающим лопастным пилот-долотом. Днище *1* представляет собой конус с двумя овальными отверстиями, к которым приварены такой же формы ножи, армированные твердым сплавом. Для перекрытия овальных отверстий при подъеме внутренняя поверхность днища оснащена клапанами.

На верхней крышке корпуса размещен механизм крепления бура, состоящий из секторных захватов *3* с подвижными плашками *4*. Механизм подвески *8* бура представляет собой три угловых, рычага *7* и втулку *9* с буртиком и шайбой, на которую опирается распорная пружина *10*.

При опускании ковшового бура в скважину распорная пружина *10* под действием его веса сжимается, секторные захваты *3* занимают крайнее верхнее положение, а плашки *4* смещаются к оси бура. Последний свободно опускается внутри обсадных труб. При постановке бура на забой растягивающая сила с каната снимается. Под действием пружины *10* угловые рычаги 7 смещаются вниз и с помощью эксцентрика *5*, кронштейна *6*, а также секторных захватов *3* бур закрепляется внутри обсадной колонны. При вращении последней и создании осевой нагрузки на днище *1* бура реактивная сила со стороны забоя еще больше расклинивает инструмент относительно колонны.

После углубления скважины на длину рейса секторные захваты *3* натяжением каната лебедки поворачивают кверху, освобождая плашки *4* от обсадной трубы. Бур извлекают на поверхность, выбивают клин стягивающего штока *13*, корпус 2 снимают с кассеты. Затем выбивают нижний клин, верхнюю крышку и боковые стенки кассеты. Выбуренная порода остается на днище бура.

Для бурения скважины в относительно устойчивых породах, допускающих опережение забоя по отношению к башмаку обсадной колонны, применяют ковшовые буры на бурильных трубах. Крутящий момент передается буру от ротора установки

через ведущую квадратную трубу, бурильную колонну и специальную вилку. Конструкции ковшовых буров позволяют проходить скважины диаметром до 750 мм, а при необходимости одновременно расширять их до 1050– 1250 мм.

Шнековые буры состоят из одно- или двухзаходного шнека и лопастного долота. У буров диаметром более 750 мм нижние кромки шнеков оснащаются ножами или зубьями. Разрушенная порода накапливается на ребордах шнеков и поднимается на поверхность вместе с буром. Наиболее эффективны шнековые буры при бурении песчаных, супесчаных и глинистых пород с незначительным включением гравийно-галечникового материала.

Грейферные буры применяются для бурения скважин в рыхлых отложениях с включением валунов размерами до 500 мм. Рабочий орган их – челюсти, раскрываемые и смыкаемые с помощью полипласта, связанного со специальной рычажной втулкой.

Забивные буры при проходке скважин большого диаметра ударным способом конструктивно не отличаются от инструмента, применяемого при клюющем или забивном бурении. В водонасыщенных песках забой углубляется желонками, а крупные валуны разрушаются долотами.

Буровые установки для комбинированного бурения выпускаются промышленностью с учетом различных сочетаний способов углубления забоя и удаления продуктов разрушения. Комплекс самоходных буровых установок УГБ-1ВС предназначен для шнекового бурения скважин в породах I–VII категорий на глубину до 50 м, а также для бурения вращательным колонковым и забивным способами на глубину до 100 м. Установку можно использовать для проходки скважин большого диаметра (до 650 мм).

Основные узлы установки монтируют на автомобиле ГАЗ-66 или тракторе ТТ-4. На транспортной базе размещены дизельный привод, трехскоростная коробка передач, лебедка и мачта. По направляющим мачты перемещается подвижный вращатель, получающий вращение от коробки передач через вертикальный трехгранный вал. Вращатель вверх и вниз пере-

мещается на длину 3250 мм с помощью двух гидроцилидров. Лебедка установки имеет три частоты вращения барабана (165, 325, 500 об/мин).

К установкам комбинированного бурения относится рассмотренный ранее агрегат вибрационного бурения АВБ-2М (см. рис. 10.4), который позволяет также использовать ударно-канатный способ проходки скважин начальным диаметром 219 мм до глубины 40 м.

СКВ НПО "Геотехника" разработаны установки УБР-1 и УБР-2 для бурения скважин при разведке россыпных месторождений. Установки используют для проходки ударно-канатным и медленновращательным способами с одновременным креплением скважин обсадными трубами. Трубы погружаются при вращении их ротором с одновременными ударами забивного снаряда.

Техническая характеристика установок комбинированного бурения

Тип установки	ЛБУ-50	УБР-1	УБР-2	БУУ-2
Глубина бурения, м	50	15	25	50
Начальный диаметр скважины, мм	200	127	253	273
Способ бурения	Вращательный, ударно-канатный	Ударно-канатный, медленно-вращательный		Ударно-канатный вращательный
База	Автомобиль ЗИЛ-157К	Стационарная	Автомобиль ЗИЛ-131	Гусеничный вездеход
Основной рабочий орган	Подвижный вращатель	Ротор, ударное устройство		Откидной ротор
Грузоподъемность лебедки, т	2,5	1,0	1,8	2,3
Масса ударного снаряда, кг	500	30	60	1000

Продолжение таблицы

Тип установки	ЛБУ-50	УБР-1	УБР-2	БУУ-2
Высота, мачты, м	8,3	7	9	12
Частота вращения инструмента, об/мин	14; 38; 63;	7; 12; 101	12; 24; 76	43; 83; 125
Частота ударов бурового снаряда, уд/мин	17; 48; 78;	27; 45; 126	37	40; 60
Масса, кг	9475	1025	2000	11500

Технология комбинированного бурения соответствует применяемым способам бурения. Мягкие рыхлые породы бурят шнековым, медленно-вращательным, вибрационным или ударным (забивным или клюющим) способом. Наличие твердых пропластков или валунно-галечниковых отложений требует применения грейферного бурения или ударно-канатного округляющими иди крестовыми долотами.

При проходке скважин большого диаметра обычно используется комбинация вращательного и ударно-канатного бурения. Вращательный способ заключается в углублении забоя лезвием шнекового, ложкового или ковшового бура, накоплении выбуренной породы в его кассете, подъеме инструмента на поверхность, очистке от грунта и последующем спуске на забой. Забуривание осуществляется при минимальной частоте вращения бура (10–12 об/мин) и осевой нагрузке не более 2–2,5 кН. При переходе на рациональный режим частота вращения увеличивается до 20–50 об/мин, осевая нагрузка доводится до 8–10 кН. При бурении шурфов в крупнообломочных и твердых глинистых грунтах целесообразно первоначально проходить пилот-скважины малого диаметра (250–270 мм) с последующим поэтапным расширением до номинального размера.

Скважины большого диаметра бурят клюющим и забивным способами, технология которых принципиально не отличается

от технологии сооружения скважин малого диаметра. В лессовидных грунтах при глубине шурфа более 10 м предпочтительнее применять клюющий способ, т. к. рациональной высотой сбрасывания инструмента является 5–6 м. Начальный интервал скважины (до 5 м) следует проходить забивным способом.

Крепление скважины осуществляется после бурения определенного интервала ствола или одновременно с углублением забоя (иногда с его опережением). В первом случае обсадные трубы опускают на забой свободно, во втором – принудительно. Применяются следующие методы принудительной посадки труб: вращение колонны (непрерывное, прерывистое или реверсивное), погружение обсадных труб забивными снарядами, вибраторами, гидро- или пневмоударниками, задавливание с помощью механизмов подачи буровых установок.

После сооружения скважины и выполнения в ней необходимого комплекса исследований трубы извлекают. Для этого используют лебедки, талевые системы и механизмы подачи буровых станков, вибромеханизмы, мощные гидравлические домкраты, нанесение ударов по колонне снизу вверх и в обратном направлении, взрывы детонирующего шнура внутри труб в комбинации с применением грузоподъемных устройств. Используются также специализированные трубоподъемники (ТУ-100/8, ТУ-100/10), обеспечивающие автоматическое извлечение и развинчивание труб. Усилия, необходимые для извлечения колонн вследствие их прихвата породой, могут достигать больших величин (до 1–10 мН), поэтому при выборе грузоподъемных средств следует учитывать прочностные характеристики материала извлекаемых труб.

Зарубежный опыт комбинированного бурения неглубоких скважин. Помимо рассмотренных выше способов, за рубежом в 1980-е годы появился новый комбинированный метод бурения инженерно-геологических скважин с применением двойной колонны бурильных труб и обратной циркуляцией очистного агента в сочетании с отбором керна забивными или обуривающими грунтососами. Соответствующее оборудование производится французской фирмой Foraco и голландской Conrad Stock.

Оборудование и инструмент основаны на использовании комбинации вибрационно-вращательного бурения с двойной колонной бурильных труб в рыхлых породах и ударно-вращательного – в более твердых. В качестве очистного агента используется преимущественно сжатый воздух.

Для бурения используется установка VPRH фирмы Foraco, имеющая максимальную грузоподъемность 18 т и крутящий момент 1380 Н·м при частоте вращения снаряда 80 об/мин. Для обеспечения вибрационно-вращательного или ударно-вращательного бурения используется подвижный вращатель, совмещенный с вибромолотом, который может работать в режиме вибратора Частота ударов в режиме вибромолота составляет 700 уд/мин при энергии единичного удара 3 кДж. Создание осевой нагрузки и спускоподъемные операции осуществляются цепным механизмом подачи с ходом 6,6 м и приводом от двух гидроцилиндров.

Привод подвижного вращателя осуществляется от ведущей трубы длиной 9,5 м, смонтированной в мачте. На вершине последней установлен гидромотор, который через планетарный редуктор вращает ведущую трубу. Для бурения с продувкой установка VPRH комплектуется компрессором производительностью 21 $м^3$/мин при давлении 1,75 МПа.

Спускоподъемные операции, включая укладку бурильных труб при подъеме, полностью механизированы с помощью трубодержателей, трубо-раскрепителей, трубозахватов, работающих от гидроприводов.

В качестве технологического инструмента используются два типоразмера двойных бурильных труб:

- наружных диаметр наружных труб – 219 и 127 мм;
- внутренний диаметр внутренних труб – 68 и 152 мм.

При использовании двойных бурильных труб диаметрами 219 и 152 мм глубина скважины достигает 40– 50 м, а диаметрами 12 и 68 мм – 90–100 м.

Большой крутящий момент на вращателе, и наличие на нем вибратора, большая грузоподъемность установки позволяет применять долота, диаметр которых равен диаметру бурильных труб, т. е. формировать скважину при очень малых зазорах меж-

ду бурильной колонной и стенками скважины. Это повышает устойчивость стенок скважины, позволяет бурить с продувкой в любых породах, проводить раздельное опробование нескольких водоносных пластов без их дополнительной изоляции.

Бурение с двойной колонной бурильных труб позволяет опускать через ее внутренний канал забивной или вдавливаемый грунтоносы для отбора проб, а при необходимости отбора керна из коренных пород опускать на забой снаряд со съемным керноприемником и алмазной коронкой диаметром 59 мм. Для эффективного алмазного бурения установка комплектуется сменным вращателем, развивающим частоту вращения до 600 об/мин.

Установка VPRH была применена для бурения инженерно-геологических скважин при строительстве дамбы в Китае. Мощность сильно обводненных аллювиальных отложений достигала. 75 м, ниже находились коренные породы. Традиционное колонковое бурение в таких условиях приводило к частым прихватам бурового снаряда. Применение техники бурения с двойной колонной бурильных труб наружным диаметром 127 мм позволило пробурить без осложнений за 6 недель 50 скважин глубиной от 25 до 100 м и отобрать пробы коренных пород съемным керноприемником.

10.6. Геологическая документация и отбор проб при бурении неглубоких скважин

Работами Б. М. Ребрика установлено [9], что разные способы бурения обеспечивают различную степень точности отражения истинного геологического разреза (табл. 10.1). Наибольшей информативностью обладают ударно-вибрационный и ударно-канатный (кольцевым забоем) способы, наименьшей – поточное шнековое. бурение. Более высокую представительность обеспечивают способы бурения, позволяющие отбирать образцы пород в виде кернов, причем с увеличением диаметра породоразрушающего инструмента представительность повышается. На практике применяются инструменты диаметром 108–168 мм, обеспечивающие достаточную степень соответствия отбираемых образцов опробуемому массиву.

Пробы нарушенного строения отбирают непосредственно из по-родоразрушающего инструмента, предназначенного для проходки скважины. Ненарушенные образцы пород отбирают специальными инструментами – грунтоносами. По способу погружения в скважину выделяют следующие типы грунтоносов: обуривающий, вдавливаемый, забивной (вибрационный) и вращательный.

Таблица 10.1

Оценка точности отражения геологического разреза при использовании различных способов бурения

Способ бурения	Средняя мощность пропущенных при описании пластов, м	Показатель неточности отражения разреза (отношение пропущенных слоев к общему числу слоев)	Степень точности отражения геологического разреза
Ударно-вибрационный	0,1	0,05	Высокая
Ударно-канатный кольцевым забоем	0,18	0,13	Средняя
Колонковый всухую	0,22	0,14	〃
Медленновращательный	0,30	0,28	Низкая
Шнековый: рейсовый поточный	 0,20 0,38	 0,20 0,38	 〃 Весьма низкая

Обуривающие грунтоносы ГО-1, ГО-2 имеют максимальные диаметры соответственно 160, 185 мм, внутренние диаметры керно-приемной гильзы 96 и 115 мм, длину 400 мм. Грунтоносы погружают вращательным способом при частоте вращения до 60 об/мин и осевой нагрузке до 1 кН. Конструкция обуривающих грунтоносов принципиально не отличается от устройства магазинных шнеков (рис. 10.6).

Вдавливаемые грунтоносы типа ГВ (рис. 10.11) выпускаются диаметрами 108, 116, 127, 132 и 150 мм. Внутренние диаметры керноприемной гильзы изменяются от 97 до 113 мм. Грунтоносы этой группы погружаются с помощью механизма подачи станков со скоростью 0,5–2 м/мин. В некоторых типах вдавливаемых грунтоносов башмак оснащен проволочными дугами. После погружения грунтоноса на требуемую глубину инструмент поворачивают на определенный угол. В результате проволочные дуги, выходя из своих гнезд, подрезают монолит и удерживают его при подъеме.

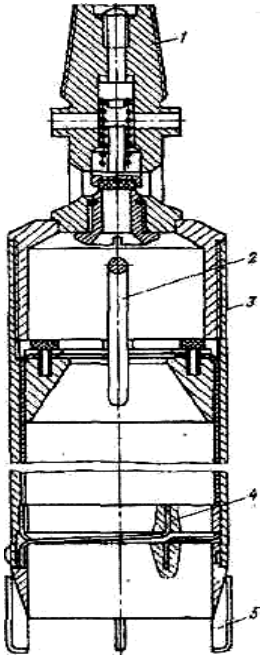


Рис. 10.1. Вдавливаемый грунтонос ГВ-4: *1 – переходник; 2 – ручка; 3 – корпус; 4 – проволочная дуга; 5 – башмак с тормозными лопатками*

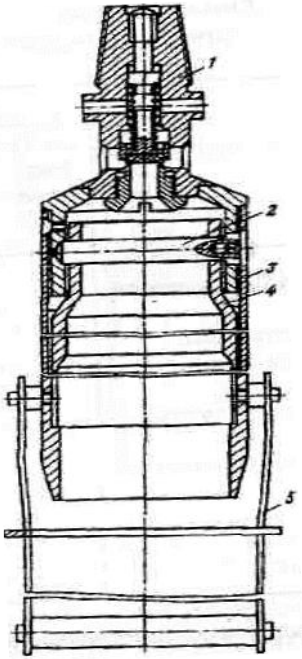


Рис. 10.12. Забивной грунтонос ГЗ-2 с ключом для извлечения полугильз с монолитом: *1 – переходник; 2 – палец; 3 – корпус; 4 – полугильза; 5 – ключ*

При отборе монолитов из водонасыщенных, текучей консистенции грунтов применяются вдавливаемые грунтоносы, оснащенные полиэтиленовой гильзой. При повороте грунтоноса на два-три оборота полиэтиленовая гильза, сползая с керноприемника, скручивается в жгут, подрезая и изолируя отбираемый образец.

Забивные грунтоносы типа ГЗ-1, ГЗ-2 (рис. 10.12) предназначены для отбора, монолитов из глин и выпускаются наружными диаметрами 106 и 125 мм, диаметры керноприемной гильзы соответственно 94 и 110 мм. Погружение грунтоносов осуществляется виброударным или забивным способом.

При отборе монолитов из скальных, полускальных и мерзлых грунтов применяются одинарные или двойные колонковые снаряды вращательного бурения. Установлено, что при отборе монолитов любым способом в них нарушается природное сложение грунта. Эти нарушения наиболее существенны в периферийной, прилегающей к керноприемной гильзе части монолита. Нарушения характеризуются искривлением слоев и наличием трещин. С увеличением диаметра монолита более 90 мм эти изменения становятся несущественными.

Контрольные вопросы к главе X:

1. Сущность пенетрационного статического зондирования.
2. Сущность пенетрационного динамического зондирования.
3. Принцип работы вибратора и вибромолота.
4. Породоразрушающие инструменты при вибрационном бескерновом бурении.
5. Общее устройство и назначение установки АВБ-2М.
6. Технологический инструмент при шнековом бескерновом бурении и бурении кольцевым забоем.
7. Устройство установки УШ-2Т.
8. Разновидности ударно-канатного бурения. В чем их сущность?
9. Отличие установок ударно-канатного бурения, использующих клюющий и забивной способы проходки скважины.
10. Породоразрушающие инструменты для бурения неглубоких скважин большого диаметра.

11. Технология бурения неглубоких скважин большого диаметра ударным и вращательным способами.

12. Какие способы бурения неглубоких скважин обладают наиболее высокой информативностью?

13. Основные типы грунтоносов и их устройство.

Глава XI. ОБОРУДОВАНИЕ ВОДОЗАБОРНЫХ СКВАЖИН

Подземные воды широко используются для промышленных, питьевых и сельскохозяйственных целей. В настоящее время водопотребление на одного городского жителя составляет от 100 до 1000 л/сут. С учетом значительного количества воды, необходимого при производстве различных видов продукции, суммарное водопотребление достигает 6500 л/сут на душу населения.

Технология бурения и оборудование водозаборных скважин имеют особенности. Основное отличие конструкции таких скважин – наличие водоприемной части, которая располагается в пределах водоносного горизонта и служит для очистки и пропуска воды с заданным дебитом. В зависимости от степени устойчивости пород водоносного горизонта водоприемная часть может быть фильтровой и бесфильтровой.

11.1. Фильтровая водоприемная часть скважины

Фильтровая водоприемная часть скважины устраивается в рыхлых, трещиноватых полускальных породах, обладающих недостаточной устойчивостью и склонных к обрушению. Она представляет собой фильтровую колонну (рис. 11.1), состоящую из надфильтровой трубы *3*, рабочей части – фильтра *1*, устанавливаемого в интервале водоносного пласта, и отстойника *2*, закрытого снизу пробкой. Надфильтровая труба со специальным приспособлением *5* служит для спуска и подъема фильтра, и герметизации кольцевого зазора между фильтром и колонной обсадных труб. Отстойник предназначен для сбора мелких частиц породы, прошедших через фильтр. Последний, являясь главным элементом фильтровой колонны, должен обеспечить пропуск очищенной воды, иметь небольшие гидравлические сопротивления, обладать достаточной прочностью и коррозионной стойкостью, быть простым в изготовлении и иметь невысокую стоимость. Сальник *4* изолирует затрубное пространство скважины от обсадной колонны. Фильтры характеризуются скважностью $x=F_o/F_б \cdot 100$ % (F_o, $F_б$ – соответственно суммарная площадь проходных отверстий и

площадь боковой поверхности фильтра).

В зависимости от гранулометрического состава пластов применяются фильтры следующих типов:

- трубчатые и каркасно-стержневые;
- с покрытием из проволоки, сетки или просечного листа;
- гравийные;
- блочные.

Трубчатые фильтры (рис. 11.2) изготовляют преимущественно из обсадных труб муфтового или ниппельного соединения. В трубах в шахматном порядке выполняются круглые или щелевые отверстия. Расстояния между круглыми отверстиями (рис. 11.2, *а*) $a = (1{,}55 \div 1{,}7)\ d$; $b = (2{,}1–3{,}5)\ d$ (d – диаметр отверстий).

Расстояние b между щелями (рис. 11.2, *б*) принимается равным 10 a, длина щелей $l = 25 \div 100$ мм, расстояние между рядами щелей по вертикали 10–20 мм.

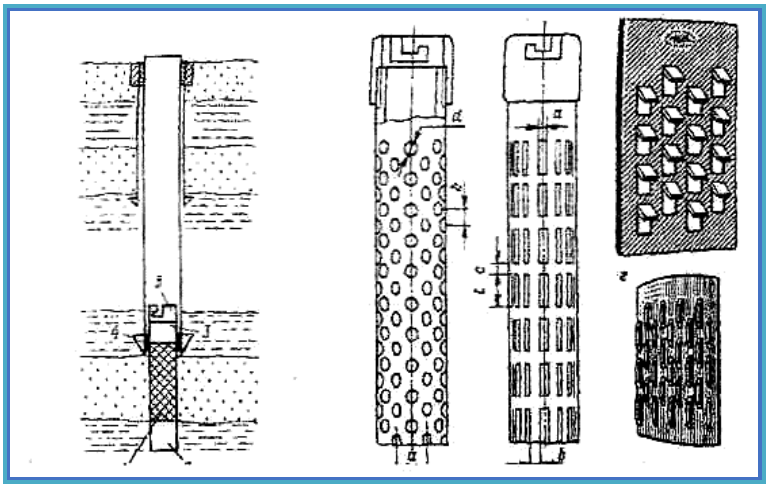


Рис. 11.1. Конструкция скважин с фильтровой водоприемной частью

Рис. 11.2. Трубчатые фильтры: *а – дырчатые; б – щелевые; г – форма отверстий в штампованных листовых материалах*

Диаметр отверстий или ширина щелей зависит от гранулометрического состава пород и коэффициента неоднородности $K_н$, равного отношению $K_н = d_{60}/d_{10}$ (d_{60}, d_{10} – размер частиц, содержание которых в водоносном пласте по массе составляет соответственно 60 и 10 %). В трубчатых фильтрах с круглыми отверстиями диаметр последних принимается равным d=(2,5÷3) d_{50}, при $K_н < 2$; d = (3÷4) d_{50}, при $K_н > 2$ (d_{50} – размер частиц, содержание которых по массе в пласте составляет 50 %). Ширина щелей принимается равной: a = (1,25÷1,5) d_{50}, при $K_н$ <2. Скважность трубчатых фильтров составляет 25–35 %.

Для замедления процесса коррозии на фильтры наносятся защитные покрытия: эмалевые, полиэтиленовые, органосиликатные. Для исключения зарастания отверстий при действии минерализованных вод рекомендуется применять фильтры из антикоррозионных материалов: нержавеющей стали, асбоцементных, полиэтиленовых, винипластовых, стектопластовых, керамических и др.

В настоящее время изготовляют фильтры из штампованных антикоррозионных листовых материалов с отверстиями различной формы (рис. 11.2, *в, г*). Такая конструкция улучшает очистку и пропуск воды в скважину. Изготовление фильтров заключается в сворачивании листа в трубу; сварке шва по образующей, приваривании присоединительных патрубков и нанесении защитного покрытия. Скважность фильтров из листовых материалов составляет 20–65 %.

Каркасно-стержневые фильтры (рис. 11.3) состоят из двух соединительных патрубков *1*, стальных стержней *2* и опорных поясов жесткости *3*. Стержни диаметром 10–16 мм приваривают к патрубкам по окружности на расстоянии 30–40 мм друг от друга. Длина звена стержневого фильтра обычно 2,5–3,5 м. Звенья между собой соединяются на резьбе или сваркой. Каркасно-стержневые фильтры имеют скважность до 60 %.

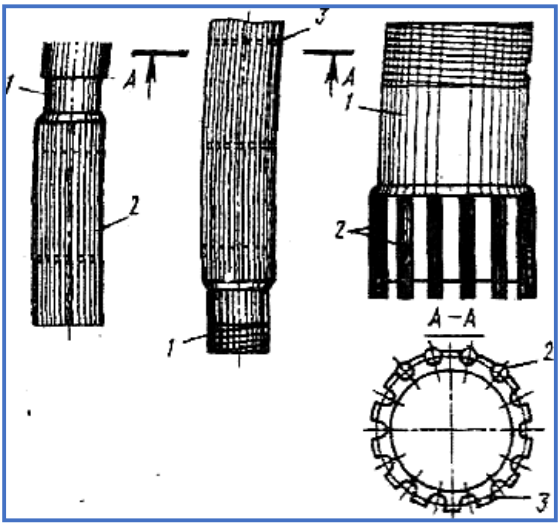


Рис. 11.3. Каркасно-стержневой фильтр

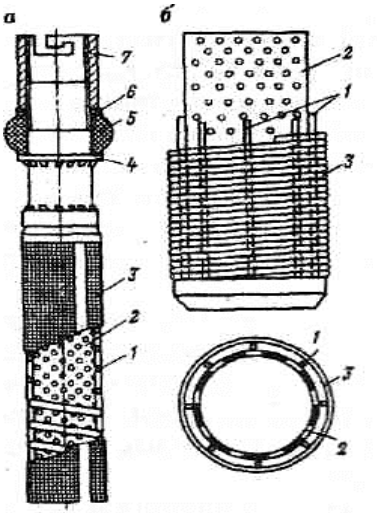


Рис. 11.4. Сетчатые и проволочные фильтры:
а – сетчатый фильтр, 1 – проволочная обмотка, 2 – перфорированная труба, 3 – фильтровая сетка, 4 – неподвижный фланец, 5 – резиновый тампон, 6 – подвижный фланец, 7 – специальная муфта для спуска фильтра на ключе; б – фильтр с проволочной обмоткой, 1 – опорные стержни, 2 – трубный каркас с круглыми отверстиями, 3 – проволочная обмотка

Фильтры с покрытием имеют каркас (трубчатый или каркасно-стержневой фильтр), на который наматывается проволока, сетка или штампованный просечной лист (рис. 11.4).

Сетчатые фильтры (рис. 11.4, *а*) состоят из перфорированного каркаса *2* и фильтрующей сетки *3*. Между каркасом и сеткой продольно расположены отрезки проволоки диаметром 2 мм – проволочная обмотка *1*. Проволока наматывается на каркас с шагом 30–60 мм. Фильтрующая сетка изготовляется из латуни, нержавеющей стали или пластмассы. По типу плетения сетки бывают квадратные, гладкие (галунные), киперные и сетка «семянка».

Сетки квадратного плетения изготовляют из проволочек одинакового диаметра, переплетающихся под прямым углом (рис. 11,5, *а*).

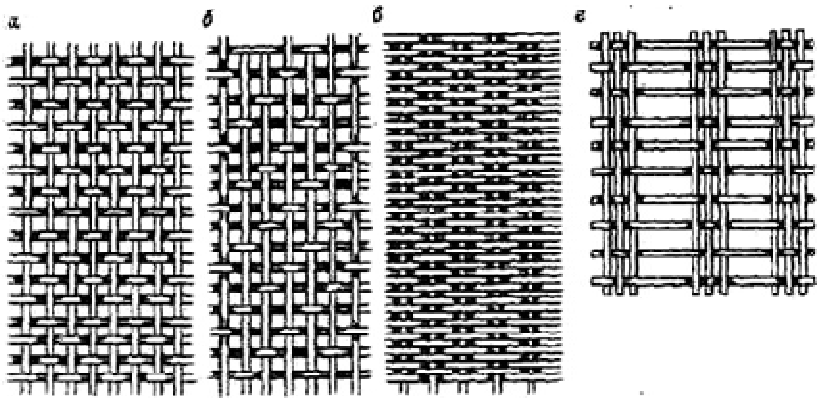


Рис. 11.5. Фильтровые сетки

Сетки галунного плетения (рис. 11.5, *в*) наиболее распространены и изготовляются из продольных проволок увеличенного диаметра – основы и поперечных проволок «утка». Последние огибают одну-две проволоки основы, образуя боковые извилистые отверстия в сетке. Размер сетки указывается дробным числом. Числитель обозначает число проволок основы, знаменатель – число проволочек «утка», приходящихся на 25,4 мм. Галунная сетка на каркасе располагается так, что про-

волока «утка» направлена вдоль фильтра.

В сетке киперного плетения (рис. 11.5, *б*) проволоки «утка» переплетаются с двумя или тремя проволоками основы, причем место переплетения постоянно меняется.

В сетке «семянка» (рис. 11.5, *г*) проволоки основы расположены группами, причем, внутри группы расстояние между проволоками небольшое, а между группами увеличивается.

Галунные сетки используются для мелко- и среднезернистых песков, квадратного плетения – для разно- и крупнозернистых песков, сетки «семянка» – для гравелистых песков или создания фильтров с гравийной обсыпкой. Сетки укрепляют на каркасах фильтров путем сшивки и пайки.

Сетки из неметаллических материалов используются в условиях агрессивности минерализованных вод. Материалами для их изготовления служат винипласт, капрон, нейлон, стекловолокно.

Фильтры с проволочным покрытием (рис. 11.4, *б*) изготовляют следующим образом: на каркас через 40–60 мм по его окружности устанавливают продольные ребра из проволоки диаметром 4–6 мм, а затем наматывают проволоку диаметром от 1,5 до 6 мм из нержавеющей стали. Зазор между витками должен соответствовать среднему размеру зерен водоносного пласта. Проволоку припаивают через 0,5 м. К группе фильтров с покрытием относятся фильтры ФКО, водоприемная поверхность которых изготовлена из просечного листа. Фильтрующая оболочка фильтров ФКО выполнена из оцинкованной или нержавеющей стали толщиной 1 мм и имеет отверстия диаметром 1; 1,5 и 2 мм с коническими выступами высотой 1,5–4 мм. Просечной лист свертывается в трубу, пропаивается и укрепляется на каркасе крепежными кольцами. Фильтры ФКО выпускают для тонкозернистых (ФКО-Т), мелкозернистых (ФКО-М) и среднезернистых (ФКО-С) песков. Длина секции фильтра 4,5 м, диаметр каркаса 89–219 мм, скважность 0,5–8 %. Фильтры ФКО дешевле сетчатых и устойчиво работают при пескование, часто возникающем при остановке и запуске водоподъемника.

Гравийные фильтры состоят из трубчатого каркаса или фильтра с покрытием, окруженного слоем отсортированного

крупнозернистого песка или гравия. По месту изготовления различают две группы фильтров: опускные, выполняемые на поверхности, и засыпные, создаваемые непосредственно в скважине. В свою очередь опускные фильтры делятся на корзинчатые и кожуховые.

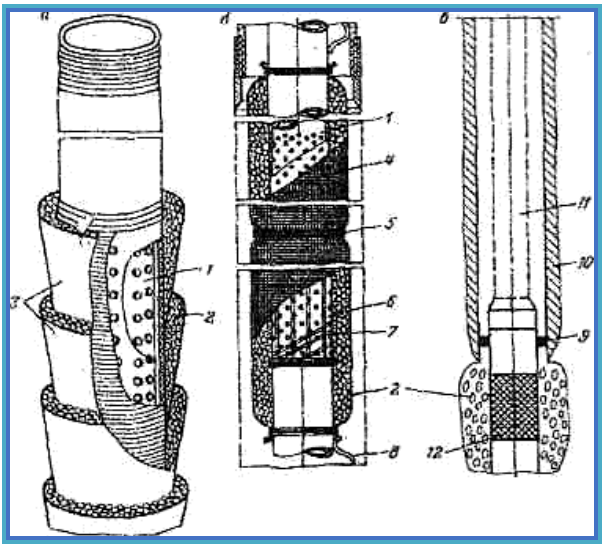


Рис. 11.6. Типы гравийных фильтров: *1– каркас; 2 – гравийная засыпка; 3 – корзинка; 4 – сетчатый кожух; 5 – проволочный пояс; 6 – продольные проволоки; 7 – проволочная обмотка; 8 – центрирующий фонарь; 9 – сальниковое уплотнение; 10 – обсадная труба; 11– трубы (извлекаемые) с переходником на левой резьбе; 12 – фильтровая колонна*

Корзинчатые фильтры (рис. 11.6, *а*) часто применяются при ударном бурении скважин на воду. Чугунные или стальные корзинки *3* закрепляются на каркасе *1* опорными кольцами или сваркой. Засыпку *2* в корзинки делают двух- или трехслойной. На дно засыпается крупнозернистый гравий, последующие слои имеют размер частиц в 2–3 раза меньше.

Зерна последнего слоя должны быть в 6–8 раз крупнее среднего размера частиц водоносного пласта. Корзинчатые

фильтры рекомендуется использовать в тонкозернистых песках в скважинах глубиной до 50 м диаметром 350–500 мм.

Кожуховые фильтры (рис. 11.6, *б*) имеют основной трубчатый каркас *1* и удерживающий кожух *4* из штампованного или просечного листа, между которыми размещается уплотненный слой гравия 2 требуемой зернистости.

В процессе эксплуатации удерживающий кожух быстро разрушается, и порода водоносного пласта непосредственно контактирует с обсыпкой. Длина одного звена фильтра обычно составляет 1 м. Кожуховые фильтры используют при оборудовании глубоких (более 100 м) скважин.

Гравийные засыпные фильтры (рис. 11.6, *в*) широко применяют при сооружении водозаборных скважин. Существуют два основных способа подачи засыпки: свободное падение гравия в межтрубном пространстве и его осаждение вокруг фильтра; принудительное осаждение гравия путем закачки его на забой потоком промывочной жидкости.

Первый способ наиболее часто реализуется при засыпке гравия в восходящий лоток жидкости непосредственно в зазор между стенками скважины и фильтровой (эксплуатационной) колонной. Интенсивность загрузки регулируется в зависимости от размера частиц гравия. Скорость восходящего потока должна быть 0,6–3 м/с. Недостатки способа заключаются в возможности налипания гравия на стенки скважины и образования породных пробок в местах сужения ствола, отсутствии гарантии плотной укладки гравия вокруг фильтра, значительных затратах времени на создание обсыпки. Глубины скважин, в которых можно применять подачу гравия в восходящий поток жидкости, не превышают 200–300 м.

Более эффективным является второй способ – принудительная доставка гравия в нисходящем потоке. Гравий может доставляться при открытом или загерметизированном устье скважины. При такой доставке принудительно осаждающийся гравий перераспределяется вокруг фильтра по размерам частиц: более крупный гравий будет находиться на контакте с фильтром вследствие высоких входных скоростей жидкости.

Схема создания обсыпки при открытом устье заключается в

следующем. После спуска фильтровой колонны внутри ее монтируют водоподъемные трубы, нижняя часть которых располагается на 2–3 м выше отстойника. У устья устанавливают сосуд для гравия и воды с подводным желобом. Одновременно с откачкой воды центробежным насосом или эрлифтом к устью подается водогравийная смесь. Последняя нисходящим потоком доставляется в зафильтровое пространство. Гравий осаждается вокруг фильтра, а вода через водоподъемные трубы откачивается из скважины. Основной недостаток описанной схемы – возможность засорения гравийной смеси и профильтровой зоны породами стенок скважины.

Для устранения указанного недостатка практикуется доставка гравия по бурильным трубам, опущенным в зазор между стенками скважины и фильтровой (эксплуатационной) колонной. Внутрь последней опускают водоподъемные трубы эрлифта. Одновременно с откачкой подается гравий. Для повышения устойчивости стенок скважины в результате снижения уровня жидкости при откачке гравийная смесь подается в потоке жидкости с помощью эжекторного насоса, установленного на столе ротора буровой установки. Песчано-гравийная смесь поступает из приемного сосуда в камеру смешения и далее в диффузор и бурильные трубы.

Блочные фильтры состоят из кольцевых проницаемых цилиндрических блоков, которые надевают на трубчатый каркас и соединяют с помощью опорных фланцев капроновыми шнурами или болтами. Стыки между блоками уплотняются резиновыми прокладками. Блоки изготовляют из гравия, щебня или дробленого шамота. Обсыпка, связывается склеивающими и цементирующими веществами (битумом, цементом, резиновым клеем, жидким стеклом и т. д.). Блочные фильтры применяют в мелко- и тонкозернистых песках. Надежность их работы повышается при создании дополнительной гравийной обсыпки.

Секционные фильтры устанавливают при эксплуатации нескольких водоносных пластов. Каждая секция представляет отдельный фильтр, устанавливаемый в интервале наибольшей проницаемости соответствующего водоносного пласта.

Выбор и расчет фильтра

Выбор типа фильтра зависит в основном от гранулометрического состава пород водоносного горизонта (табл. 11.1). При этом учитываются проектный дебит, степень агрессивности подземных вод.

Расчет рабочей части фильтра сводится к определению его диаметра и длины, которые в свою очередь зависят от проектного дебита, мощности продуктивного пласта и габаритов применяемого водоподъемника для откачки.

Таблица 11.1

Тип и конструкция фильтровой водоприемной части скважины в зависимости от характеристики водоносного пласта

Характеристика пород водоносного пласта	**Тип и конструкция фильтров**
Полускальные неустойчивые породы, щебенистые и галечниковые с преобладающим размером частиц щебня или гальки от 0,01 до 0,1 м (более 50 %)	Трубчатые фильтры с круглой или щелевой перфорацией; каркасно-стержневые фильтры без проволочной обмотки
Гравий крупный гравелистый песок с размером частиц 0,001–0,01 м, преобладающий размер частиц от 2 до 5 мм (более 50 %)	Трубчатые фильтры с круглой перфорацией, щелевые фильтры, каркасные фильтры с проволочной обмоткой из нержавеющей стали
Крупнозерные пески с преобладающим размером частиц от 0,001 до 0,002 м (более 50 %)	Щелевые фильтры всех типов, фильтры с сетками квадратного плетения на трубчатых каркасах
Среднезернистые пески с преобладающим размером частиц от $(0{,}25 \div 0{,}5) \times 10^{-3}$ м (более 50 %)	Гравийные фильтры с однослойной обсыпкой с различными каркасами
Мелкозернистые пески с преобладающим размером частиц от $(0{,}1 \div 0{,}25)\ 10^{-3}$ м	Фильтры с гравийной обсыпкой (песчаной или песчано-гравийной) с различными каркасами. Кожуховые фильтры с песчано-гравийным заполнением

Длина рабочей части фильтра

$$l_p = 7{,}643Q/d_\phi v_\phi, \qquad (11.1)$$

где Q – проектный дебит, м^3/ч; d_ϕ – диаметр фильтра, м; v_ϕ – допустимая входная скорость фильтрации воды, м/сут. Скорость фильтрации

$$v_\phi = 65\sqrt[3]{K_\phi}, \qquad (11.2)$$

где K_ϕ – коэффициент фильтрации пород водоносного пласта, м/сут.

$$K_\phi = 36\ Q/m(h-h_1), \qquad (11.3)$$

где m – мощность водоносного пласта, м; h, h_1 – соответственно динамический и статический уровни воды в скважине, м.

При расчете l_p по формуле (11.1) в качестве наружного диаметра фильтра d_ϕ в зависимости от его конструкции принимается:

1) в трубчатых фильтрах с круглой и щелевой перфорацией – наружный диаметр фильтровой трубы;

2) в проволочных, сетчатых и каркасно-стержневых фильтрах – наружный диаметр обмотки;

3) в гравийных фильтрах – наружный диаметр обсыпки.

По условиям ремонта скважины минимальный диаметр каркаса фильтра должен быть не менее 0,1 м, а при больших дебитах принимается 0,15–0,2 м и более.

При мощности водоносного пласта менее 10 м длина рабочей части фильтра принимается равной указанной мощности, а по формуле (11.1) рассчитывается его диаметр d_ϕ.

После расчета фильтр проверяют на водопропускную способность f, которая должна быть не менее запроектированного дебита Q. Указанное условие имеет вид

$$f = v_\phi F/24 > Q, \qquad (11.4)$$

где F – рабочая площадь фильтра, м^2

В качестве F следует принимать: в корзинчатом гравийном фильтре – внешнюю поверхность действующих воронок (находящихся ниже динамического уровня), во всех остальных типах фильтров – всю наружную боковую поверхность, если скважность каркаса превышает 25 %, в других случаях – площадь отверстий каркаса.

Затем устанавливают размеры отстойника и надфильтровой трубы. Длина отстойника зависит от объема частиц породы мелкой фракции, прошедшей через фильтр, и обычно принимается 1–3 м. Над-фильтровая труба чаще всего не выводится на поверхность, а располагается «впотай». При этом ее верхняя часть должна заходить внутрь эксплуатационной колонны не менее чем на 5 м. Кольцевое пространство между эксплуатационной колонной и надфильтровой трубой герметизируется сальником.

Рабочая часть фильтра должна быть удалена от кровли и подошвы водоносного пласта не менее чем на 0,5–1 м (при условии защиты водоносного горизонта водоупорными породами, а сам пласт должен быть напорным). В этих условиях фильтр часто располагается также в середине интервала пласта. Если водоносный горизонт слабонапорный, безнапорный или не защищен с поверхности водоупорными породами, то рабочую часть фильтра следует располагать в нижней части пласта. Во всех случаях фильтр должен находиться в зоне наибольшей проницаемости пород.

Установленный диаметр фильтра дает возможность определить конечный диаметр скважины. При использовании гравийных фильтров конечный диаметр равен наружному диаметру обсыпки, а при установке фильтров других типов он должен превышать наружный диаметр последних на 40–50 мм.

Оборудование фильтровой части скважины. Если конструкция скважины предусматривает оборудование фильтра на эксплуатационной колонне, то его установка осуществляется последовательным свинчиванием и спуском обсадных труб. При установке «впотай» фильтр опускают на бурильных трубах с помощью бурового ключа, входящего в Г-образный вырез муфты надфильтровой части (см. рис. 11.1).

Для изоляции кольцевого пространства между обсадной колонной и фильтром надфильтровая часть оборудуется пеньковым или резиновым сальником. Распор сальника осуществляется вращением бурильной колонны с буровым ключом. Фильтр можно спускать также на бурильных трубах, соединенных с надфильтровой частью переходником с левой резьбой (см. рис. 11.6, *в*).

При ударном способе бурения фильтр устанавливается под защитой вспомогательной колонны. Предварительно на забой засыпают гравий для образования подушки. После спуска фильтра поднимают вспомогательную колонну для его обнажения. В процессе подъема нужно следить за тем, чтобы фильтр не поднимался при заклинивании вместе с колонной. Высота каждого слоя засыпки не должна превышать 2 м.

При роторном бурении в благоприятных условиях (слабонапорные пласты, представленные мелкозернистыми песками и залегающие на глубине до 100 м) фильтр устанавливают с одновременным вскрытием пласта. Это позволяет исключить при вскрытии промывку глинистым раствором, отрицательно влияющим на проницаемость водоносных пластов. Посадка фильтра с одновременным вскрытием пласта осуществляется гидровмывом или с применением эрлифта.

Сущность посадки фильтра гидровмывом заключается в том, что в скважину, перерытую до кровли пласта обсадными трубами, опускают эксплуатационную колонну с фильтром на конце. Внутрь колонны спускают бурильные трубы с гидронасадкой, по которым нагнетают воду. Последняя выбрасывается с большой скоростью из гидронасадки, размывает и выносит песок на поверхность. В результате фильтр опускается и устанавливается в водоносном пласте.

Установка фильтра с применением эрлифта осуществляется следующим образом (рис. 11.7). Водоподъемные трубы *2* с фильтром *5* опускают в скважину. Водоподъемная колонна *2* выходит ниже фильтра на 0,2 м. По воздухопроводным трубам *3* нагнетается сжатый воздух, а в кольцевой зазор между обсадными *1* и водоподъемными *2* трубами – вода от бурового насоса. В результате откачки происходит вынос песка с водой и погружение фильтра с водоподъемной колонной. После установки

фильтра на требуемую глубину работа эрлифта прекращается. Вращение водоподъемной колонны с муфтой на левой резьбе обеспечивает распор сальника *4*. Затем водоподъемные трубы отсоединяют от фильтра и извлекают.

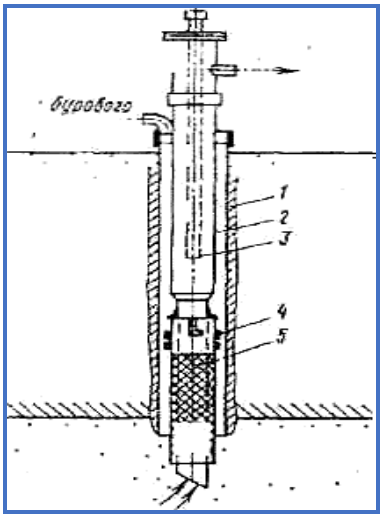


Рис. 11.7. Схема посадки фильтра
с применением эрлифта

При установке фильтра обоими способами в результате последующей откачки и выноса мелкой фракции создается естественная обсыпка фильтра.

11.2. Бесфильтровая водоприемная часть скважины

Водоприемная часть скважины создается бесфильтровой при следующих благоприятных гидрогеологических условиях: водоносный горизонт представлен скальными и полускальными породами, сохраняющими устойчивость при вскрытии; водоносный пласт представлен мелко- и среднезернистым песком, залегающим на глубине до 200 м; кровля пласта представлена прочными неразмокаемыми породами (опоки, аргиллиты, известняки и т. д.).

В первом случае водоносный горизонт вскрывается долотом, диаметр которого равен конечному диаметру скважины.

Глубина вскрытия пласта (в м):

$$l_{вскр} = \frac{7{,}647Q}{D_к v_ф} + (1 \div 2) \ , \qquad (11.5)$$

Увеличение глубины скважины на 1–2 м обусловлено необходимостью внедрения башмака обсадной колонны на 0,5 м ниже кровли водоносного горизонта и осаждением мелких частиц породы на забой. Бесфильтровая: водоприемная часть в песчаном водоносном пласте (рис. 11.8) формируется путем создания в его кровле конусообразной воронки (каверны). Воронка образуется за счет удаления песка с водой при откачке эрлифтом, эжекторным насосом, тартанием желонкой или гидравлическим турбинным расширителем. Через боковую поверхность полученной каверны происходит приток воды в скважину.

где D_K – конечный диаметр скважины, м.

Значение Q и $v_ф$ такие же, как в формуле (11.1). Бесфильтровые скважины этого типа весьма эффективны, т. к. фильтрационная поверхность каверн в сотни раз превышает рабочую поверхность трубчатых фильтров. Откачка из таких скважин осуществляется только эрлифтом, потому что вода содержит большое количество песка.

Расчет бесфильтровой скважины в водоносных песках ведется в следующем порядке (рис. 11.8).

Высота параболического свода h_n (в м), при котором соблюдается условие устойчивости кровли пласта, определяется по формуле

$$h_n = \frac{\gamma_в (h_1 - S_{\max})}{(1 - m_к)\gamma_к - \gamma_в m_к}, \qquad (11.6)$$

где $\gamma_в$ – плотность воды, т/м^3; S_{max} – наибольшее понижение уровня воды, м; $S_{max} = h – h_1$; h и h_1 – соответственно динамический и статический уровни воды, м; $m_к$ – пористость кровли пласта; $\gamma_к$ – плотность породы кровли пласта, т/м^3.

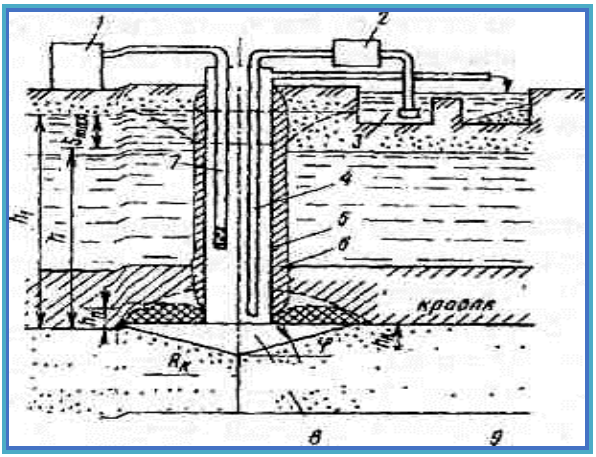


Рис. 11.8. Схема сооружения бесфильтровой скважины: *1 – компрессор; 2 – насос; 3 – отстойник; 4 – трубы для подачи воды; 5 – обсадные трубы; 6 – цементное кольцо; 7 – эрлифтные трубы; 8 – воронка (каверна); 9 – водоносный пласт*

Допустимый радиус каверны $R_{к.доп}$ (в м) вычисляется по формуле

$$R_{к.доп} \le \frac{\gamma_в (h_1 - S_{\max}) tg\alpha}{(1-m_к)\gamma_к - \gamma_в m_к}, \qquad (11.7)$$

где α – угол внутреннего трения для пород, слагающих кровлю водоносного пласта; величина $tg\ \alpha$ изменяется от 0,78 (пластичные глины) до 7,45 (кварцевые породы).

Допустимый при радиусе $R_{к.доп.}$ дебит (в $м^3/ч$):

$$Q_{доп} = 3600\pi v_ф R^2_{к.доп.} \sqrt{1 + tg^2\alpha}, \qquad (11.8)$$

где $v_ф$ – допустимая выходная скорость фильтрации, м/с; φ – угол естественного откоса породы водоносного пласта; величина φ изменяется в пределах от 0–5° (пески-плывуны) до 35° (крупнозернистый песок). Если допустимый дебит Q больше проектного $Q_{пр}$, то по формуле (11.8) можно найти при заданном дебите радиус воронки:

$$R_{\hat{e}.\hat{i}.} = \sqrt{\frac{Q_{\ddot{i}\partial}}{3600\pi v_{\delta}\sqrt{1+tg\varphi}}}. \qquad (11.9)$$

Если принять, что каверна имеет форму круглого прямого конуса, то ее радиус в процессе формирования

$$R_{кф} = \sqrt{3V_{п} / \varepsilon\pi h_{к}}, \qquad (11.10)$$

где $h_к$ – глубина каверны, м; $V_п$ – объем вынесенного песка, м^3; ε=1,05–1,15 – коэффициент разрыхления песка.

Для обеспечения требуемого дебита и предотвращения обрушения кровли пласта, должно выполняться условие: $R_{к.о} \leq R_{кф} \leq R_{доп}$.

11.3. Водоподъемники

Воду из скважин откачивают после окончания бурения (предварительная или пробная откачка) и в процессе эксплуатации (эксплуатационная откачка). В первом случае скважина оборудуется временной водоподъемной установкой, во втором – постоянной. Работа насосных установок определяется подачей (расход воды, подаваемой на поверхность) и напором, равным высоте нагнетания (в метрах водяного столба). Желательно, чтобы водоподъемник мог откачивать воду с примесью песка. В зависимости от положения уровня воды при откачке используют различные типы насосов, которые размещают на поверхности или в самой скважине.

Центробежные насосы с горизонтальной осью. Центробежные насосы с горизонтальной осью монтируют на поверхности и применяют при откачке воды, если ее динамический уровень не снижается более 6–7 м от уровня излива.

Погружные центробежные насосы бывают двух типов: с двигателями, расположенными на поверхности, и погружными двигателями. К первому типу относятся насосы типа АТН (артезианский, турбинный), предназначенные для откачки чистой воды с подачей до 250 м^3/ч и напором до 115 м вод. ст. Насос

типа АТН (рис. 11.10) спускают в обсадную колонну *9*. Он состоит из следующих узлов: сетки всасывания *8* с всасывающей трубой, рабочего узла *7*, напорного трубопровода *6* с отводом 2, трансмиссионного вала *3* и приводной головки с электродвигателем *1*.

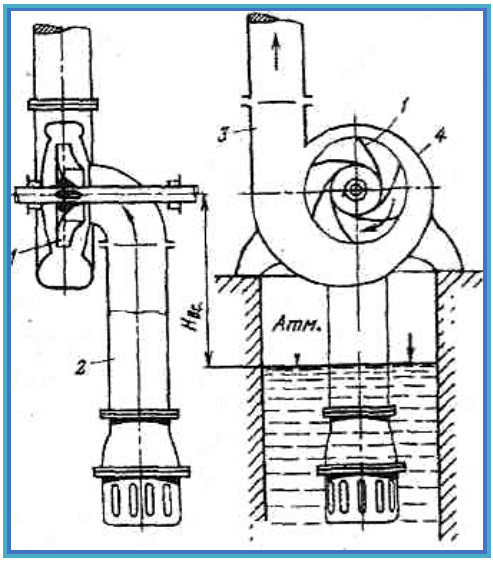


Рис. 11.9. Схема центробежного насоса с горизонтальной осью

Центробежные насосы всасывают и нагнетают воду за счет центробежной силы, возникающей при вращении рабочего колеса *1* (рис. 11.9). Перед пуском насос заполняют водой. При быстром вращении колеса вода под действием центробежной силы отбрасывается к периферии в спиральный диффузор *4*, из которого она отводится по нагнетательному патрубку *3*. Непрерывность подачи воды обеспечивается за счет ее всасывания по патрубку *2* в результате разрежения, возникающего в центральной зоне рабочего колеса. Наибольшее распространение при откачках получили одноступенчатые центробежные насосы типа К, обеспечивающие подачу 4–360 м^3/ч при напоре 8–95 м вод. ст.

Рабочий узел – это многоступенчатый центробежный насос *7*, состоящий из одинаковых звеньев, каждое из которых представляет собой рабочее колесо и направляющий аппарат. Все рабочие колеса закрепляются на общем валу. Напорный трубопровод *6* собирается из отдельных стандартных секций, представляющих собой трубы с отрезками трансмиссионного вала *3*. При стыке двух секций отрезки валов соединяются резьбовой муфтой *5* и центрируются подшипником *4*.

Насос работает при передаче вращения от электродвигателя *1* через трансмиссионный вал рабочим колесам.

К недостаткам насосов АТН относятся сложность конструкции и особая чувствительность при их монтаже в искривленных скважинах из-за длинного трансмиссионного вала.

Водоподъемники АТН заменяются более совершенными центробежными насосами с погружными двигателями (рис. 11.11). Насосный агрегат этого типа состоит из насоса *3* с сеткой *2* и электродвигателя *1* влагостойкого исполнения, соединенных между собой жесткой муфтой сцепления *4*. Агрегат опускается в скважину, обсаженную колонной *6*, на водоподъемных трубах *9*. Для электропитания двигателя к трубам с помощью хомута 8 и муфты *7* крепится кабель *5*. В комплект агрегата входят опорное устройство *10*, специальная муфта *11*, колено с фланцем *12*, манометр *13*, задвижка *14* и система автоматического регулирования *15*.

Наибольшее распространение получили насосы ЭЦВ, которые предназначены для откачки чистой воды общей минерализацией до 1500 мг/л с содержанием механических примесей не более 0,01 %. Подача насосов 4–375 $м^3$/ч, напор 50–300 м вод. ст.

Основная рабочая характеристика указана в самом названии насоса. Например, марта, насоса ЗЭЦВб-10-80 означает: 3 – третья модификация; Э – с приводом от погружного электродвигателя; Ц – центробежный; В – для подачи воды; 6 – минимально допустимый для монтажа насоса диаметр скважины в мм, уменьшенный в 25 раз и округленный; 10 – подача в $м^3$/ч, 80 – напор в м вод. ст.

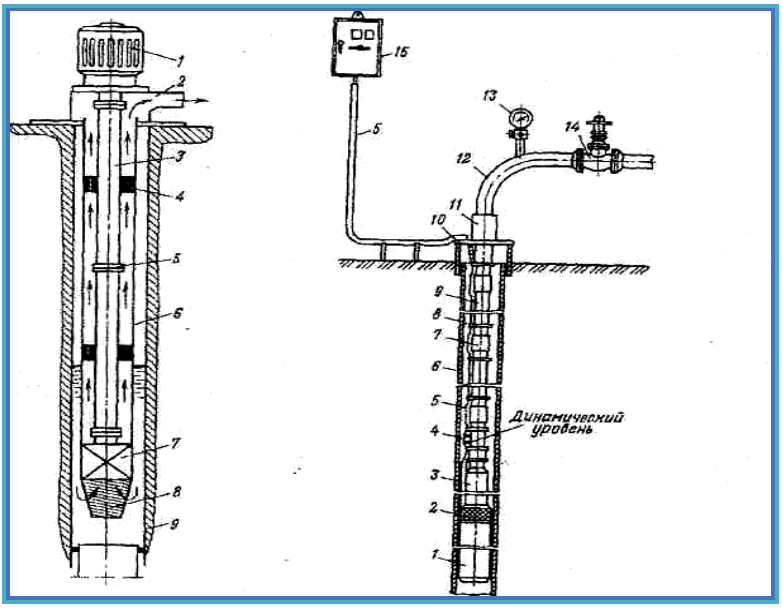


Рис. 11.10.
Принципиальная схема
насоса АТИ

Рис. 11.11. Схема электрического
центробежного насоса
с погружным двигателем

Промышленность выпускает насосы ЭЦВ следующих марок: ЭЦВ-4-125; ЭЦВ-6,3-80; ГЭЦВ-4-130; 1ЭЦВ6-4-190; ЗЭЦВ-6,3-60; 4ЭЦВ6-6.3-85; ЗЭЦВб-6,3-125; ЗЭЦВ-6,3-125; 1ЭЦВ6-10-50; ЗЭЦВб-10-80; 1ЭЦВ6-10-110; 1ЭЦВ6-10-140; 1ЭЦВ6-10-185; ЭЦВ6-10-235; ЗЭЦВ6-16-50; ЗЭЦВ-16-75; ЭЦВ6-25-140ХТрГ; ЗЭЦВ8-16-140; ЗЭЦВ8-25-100; 2ЭВЦ8-25-150; ЭЦВ8-25-300; 1ЭЦВ8-40-60;1ЭЦВ8-40-20; ЭЦВ-40-180; 2ЭЦВ10-63-65; 2ЭЦВ10-63-110; 2ЭЦВ10-63-150; 1 ЭЦВ 10-63-180; 1ЭЦВ10-63-270; 1ЭЦВ10-120-60; ЭЦВ-160-15Г. ЭЦВ10-160-35Г; ЭЦВ12-160-65; 1ЭЦВ12-160-65;

1ЭЦВ12-160-100; 1ЭЦВ12-255-ЗОГ; 2ЭЦВ12-375-ЗОГ; ЭЦВ12-375-ЗОХТр; ЭЦВ14-210-ЗООХ; ЭЦВ16-375-175Х. Для насосов, работающих в химически активной воде, в условиях повышенной температуры или на воде с повышенным содержанием механических примесей, в условное обозначение соответственно добавляются буквы Х, Тр или Г.

Винтовые насосы (рис. 11.12) получили название по основному элементу их конструкции – винту *1*, расположенному в обойме *2,* которая имеет профилированную поверхность. При вращении винта (он обкатывается по двухзаходной поверхности обоймы) между ним и обоймой образуются полости, в которые засасывается жидкость и подается под давлением в напорный трубопровод. Привод винта осуществляется через трансмиссионный вал от двигателя, находящегося на поверхности.

Винтовые насосы типа ВАН и ВЭ имеют небольшие подачу (до 40 $м^3$/ч) и напор (до 40 м вод. ст.). В то же время они имеют высокий кпд и способны откачивать воду с повышенным содержанием песка.

Поршневые штанговые насосы (рис. 11.13) состоят из цилиндра *2* с клапаном *1* и возвратно-поступательно двигающегося в нем поршня *3* с клапанами *4*. Движение поршня осуществляется через колонну штанг (штоков) *5*, соединенных с качалкой *8*, расположенной на поверхности. Качалка кинематически представляет собой кривошипно-шатунный механизм. Вода по водоподъемным трубам 6 поступает в сливной патрубок *7*.

Насос, показанный на рис. 11.13, *а*, относится к поршневым насосам одинарного действия. С целью увеличения подачи применяется насос двойного действия (рис. 11.13, *б*), в котором за один цикл происходит одновременно всасывание и нагнетание воды. Этот насос имеет дополнительно верхний поршень *9* и наружную колонну штанг *10*. Наиболее широко распространены штанговые поршневые насосы Бурвод III ШНД.

Преимущество штанговых насосов – возможность откачки воды с высоким содержанием песка и создание высоких напоров (до 150 м вод. ст.); недостатки – громоздкость конструкции, низкий к.п.д. и малая подача (10–30 $м^3$/ч).

Эрлифты широко применяются при проведении прокачек (предварительная откачка с целью очистки воды от песка), пробных откачек, при бурении скважин с обратно-всасывающей промывкой. Основное эксплуатационное преимущество эрлифтов – отсутствие при работе движущихся механизмов, что дает возможность откачивать воду с высоким содержанием песка. Эрлифты имеют большую подачу (до 200 $м^3$/ч) и поднимают воду на 60–70 м (при использовании компрессоров, рассчитан-

ных на рабочее давление 0,6–0,7 МПа). Недостатки эрлифта – низкий к.п.д. (20–25 %) и необходимость значительного заглубления ниже динамического уровня воды h (рис. 11.14).

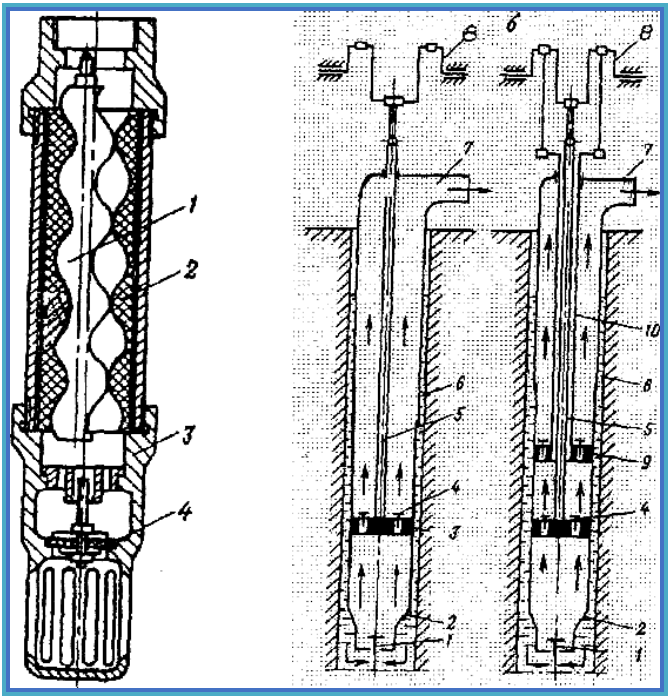


Рис. 11.12. Схема винтового насоса: *1 – винт; 2 – обойма; 3 –нижняя крышка; 4 – клапан*

Рис. 11.13. Схема работы поршневого штангового насоса

Принцип действия эрлифта основан на законе сообщающихся сосудов. В скважину опущены две трубы: воздухопроводная диаметром d_1 и водоподъемная диаметром d. На практике применяют два основных варианта относительного расположения указанных колонн: параллельное – трубы расположены по схеме «рядом» (рис. 11.14, *а*) и концентричное – трубы расположены по схеме «внутри» (рис. 11.14, *б*).

При параллельном расположении воздухопроводная труба в нижней части соединяется с водоподъемной с помощью смесителя. Последний перфорирован для прохода сжатого воздуха в водоподъемную колонну.

При концентричном расположении труб роль смесителя выполняет нижняя часть эрлифта в месте перфорации, выполненной в воздухопроводной колонне. Функцию сообщающихся сосудов выполняет водоподъемная колонна и скважина, которая при вскрытии водоносного пласта заполняется водой до статического уровня h_1.

Работа, эрлифта происходит следующим образом. Сжатый воздух от компрессора подается в воздухопроводную трубу и, проходя через перфорированные отверстия смесителя, который находится на глубине H, смешивается с водой, имеющейся в водоподъемной колонне.

До подачи сжатого воздуха в колонну первоначальный уровень воды в ней равен статическому h_1. При насыщении воды пузырьками воздуха ее плотность уменьшается, а уровень жидкости в водоподъемной колонне повышается вплоть до излива из скважины.

Наиболее часто применяется схема эрлифта с концентрическим расположением труб, как более простая при монтаже.

При необходимости подъема воды из скважин с низким динамическим уровнем (до 100–120 м) используются спаренные эрлифты (рис. 11.14, *в*), выполненные по смешанной схеме: в водоподъемную колонну эрлифта, выполненного по схеме «рядом», опускается вторая колонна воздухопроводных труб.

Воздух, поступающий из смесителя последней, дополнительно снижает плотность поднятой на определенную высоту воды h_o в результате работы эрлифта, выполненного по схеме «рядом». В результате уровень воды в скважине вновь повышается вплоть до излива из скважины. Другой путь повышения напора эрлифта – применение для его привода компрессоров высокого давления и производительности.

Для работы эрлифта важное значение имеет коэффициент погружения его смесителя $k=H/h$. При использовании компрессоров с рабочим давлением 0,6–0,7 МПа величина $\leq 3{,}5$. Чем больше k, тем эффективнее работает эрлифт.

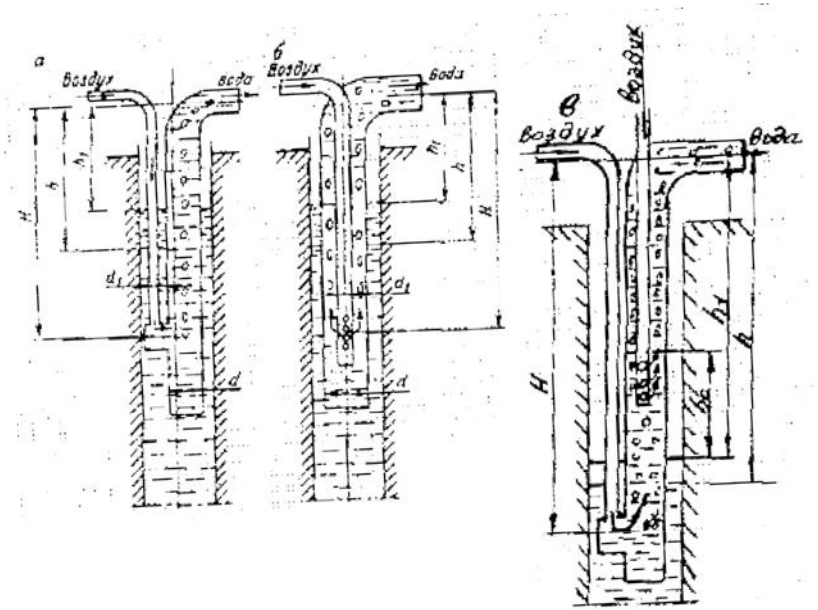


Рис. 11.14. Схемы работы эрлифта

Расчет эрлифта проводится при заданных величинах коэффициента смесителя K, статического h_1 и динамического h_2 уровней и дебита воды Q. Целью расчета является определение следующих параметров: поперечные размеры водоподъемной и воздухопроводной колонн, необходимая производительность компрессора и мощность его привода, коэффициент полезного действия эрлифта. Методика расчета и соответствующие формулы приведены в работах [1, 7].

Водоструйные насосы (гидроэлеваторы) приводятся в действие за счет энергии рабочей (первичной) жидкости. Насосы просты по конструкции, надежны, не имеют трущихся частей и клапанов, могут откачивать загрязненную воду с глубины до 75 м. Недостатки водоструйных насосов – невысокий к.п.д. (до 35 %), небольшая подача (до 15 м^3/ч) и необходимость иметь дополнительный насос для нагнетания первичной жидкости (воды).

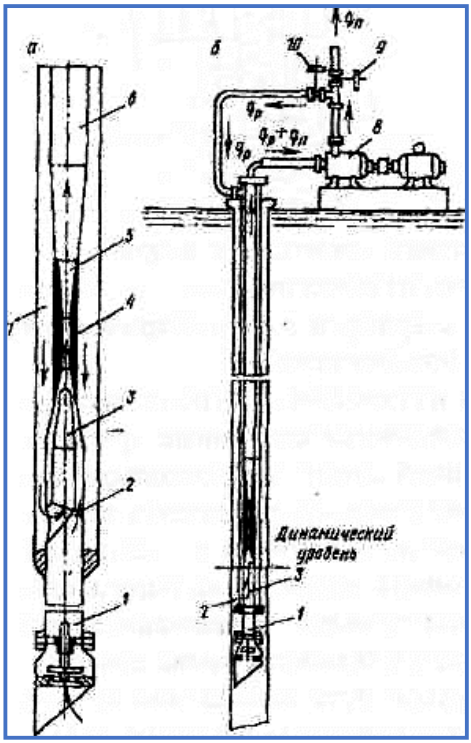


Рис. 11.15. Схема работы водоструйной установки

Схема водоструйной установки показана на рис. 11.15. Электродвигатель приводит в действие центробежный горизонтальный насос *8*, расположенный у устья скважины. Первичная вода $q_р$ нагнетается насосом в напорный трубопровод *7* и далее поступает в эжекторный аппарат. Истечение из сопла *3* жидкости с большой скоростью (до 5 м/с) обусловливает разрежение в смесительной камере *4*. В результате часть жидкости из скважины $q_п$, открывая клапан *1*, поступает в смесительную камеру *4* и через канал *2*, смешиваясь с первичной водой, подается через диффузор *5* по водоподъемным трубам *6* на поверхность. Поднятая из скважины вода идет на слив, а первичная вода вновь нагнетается центробежным насосом в напорный трубопровод.

Количество откачиваемой жидкости регулируется краном *9,* а жидкости, подаваемой в скважину, – краном *10*.

Конструкция водоструйных установок бывает двухколонной и одноколонной. При двухколонной конструкции в скважину опускают напорный трубопровод и водоподъемные трубы. При одноколонной конструкции водоструйный насос снабжается резиновым пакером. В этом случае вода поднимается по колонне труб, на которой опущен насос, а нагнетается – между этой колонной и обсадными трубами.

Контрольные вопросы к главе XI:

1. В каких условиях водоприемная часть скважины выполняется фильтровой и бесфильтровой?
2. Основные типы фильтров и их устройство.
3. Выбрать тип фильтра, его диаметр и рассчитать длину рабочей части, если водоносный пласт представлен гравийно-галечниковыми отложениями, мощность его 50 м, ожидаемый дебит воды 110 $м^3$/ч.
4. В каких условиях при откачке применяют центробежные насосы с горизонтальной осью?
5. Принципы действия и область применения насосов типа АТН.
6. Принцип действия и область применения электрических погружных центробежных насосов.
7. Принцип действия и область применения эрлифта.

Глава XII. СПОСОБЫ БУРЕНИЯ, ВСКРЫТИЯ, ОПРОБОВАНИЯ И ОСВОЕНИЯ СКВАЖИН НА ВОДУ

12.1. Способы бурения скважин на воду

В настоящее время применяют следующие способы сооружения скважин на воду: роторный с прямой и обратной промывкой, а также с продувкой; ударно-вращательный с применением пневмоударников; шнековый; ударно-канатный; комбинированный. Роторный способ наиболее распространен и составляет до 80 % общего объема буровых работ. Колонковое бурение используется редко, т. к. не обеспечивает получения больших диаметров скважин.

Роторное бурение с прямой промывкой применяется при хорошо изученном разрезе и обеспечивает высокие скорость бурения, проходку на большую глубину в породах различной твердости, небольшой расход обсадных труб. Основной недостаток роторного способа с промывкой глинистым раствором – глинизация (кольматация) водоносного пласта и вследствие этого снижение дебита. Значительные трудности вызывает бурение этим способом валунно-галечниковых отложений, в особенности залегающих близко к поверхности. Основной недостаток роторного бурения можно в ряде случаев устранить, используя при вскрытии пласта в качестве промывочной жидкости техническую воду, специальные растворы, оказывающие минимальное кольматирующее воздействие на стенки скважин.

Роторное бурение с обратной промывкой эффективно при бурении скважин большого диаметра (до 1500 мм) и обеспечивает получение больших дебитов воды. Скорость бурения этим способом возрастает в 1,5–2 раза по сравнению с роторным бурением с прямой промывкой. Недостатки роторного бурения с обратной промывкой – бурение только в мягких породах I–IV категорий и ограниченная глубина скважин (до 200 м).

Роторное бурение с продувкой имеет скорость проходки скважин в 1,5–2 раза превышающую аналогичный показатель при бурении с прямой промывкой. При этом способе упрощается организация работ, обеспечивается качественное вскрытие и

опробование пластов. Область применения способа ограничивается глубиной скважин до 200 м (при использовании компрессоров, рассчитанных на рабочее давление 0,6–0,7 МПа). Бурение с продувкой применяется лишь в устойчивых породах и при наличии водопритоков в скважину до 3–5 л/с.

Ударно-вращательное бурение с использованием пневмоударников обеспечивает рост производительности в породах высокой и средней твердости в 2–2,5 раза по сравнению с вращательным бурением с продувкой и имеет аналогичную область применения. Следует отметить, что при использовании компрессоров, развивающих давление до 2,5 МПа при производительности 15 $м^3$/мин, возможно бурение скважин глубиной до 400–500 м.

Вращательное шнековое бурение эффективно при сооружении скважин глубиной до 50 м в мягких песчано-глинистых породах. Недостатки способа – невысокое качество информации о параметрах вскрываемого водоносного пласта и ограничения по крепости пород и глубине скважины. Применение шнекоколонкового бурения ликвидирует первый из указанных недостатков.

Ударно-канатное бурение применяется при бурении скважин глубиной до 150 м в основном в рыхлых неустойчивых породах. Хорошие результаты получаются при проходке валунно-галечниковых отложений. Ударно-канатное бурение обеспечивает возможность качественного вскрытия и опробования водоносных пластов и буримых пород, что обусловливает его использование в малоизученных районах. Вместе с тем, для ударно-канатного способа характерны более низкие скорости бурения и сложность конструкции скважины, значительно возрастающая с увеличением глубины.

Комбинированный способ бурения позволяет соединить преимущества применяемых последовательно во времени методов, что повышает качество опробования водоносных пластов. Широко применяются сочетания роторного бурения с прямой и обратной промывкой с ударно-канатным или последнего со шнековым.

При выборе способа бурения следует руководствоваться целевым назначением скважины, гидрогеологической характе-

ристикой водоносного пласта и глубиной его залегания, объемом работ по освоению пласта. Объективную оценку выбранного способа бурения дают его технико-экономические показатели (коммерческая скорость бурения, стоимости 1 м проходки и 1 $м^3$ добываемой воды) и их сравнение с аналогичными показателями других способов в тех же условиях. Такая оценка возможна только после выполнения расчетов сметной стоимости работ по сооружению скважины несколькими способами бурения.

12.2. Конструкции скважин на воду при вращательном и ударно-канатном бурении

По целевому назначению скважины на воду делятся на поисковые, поисково-разведочные, разведочно-эксплуатационные и эксплуатационные. Конструкции поисковых и поисково-разведочных скважин предусматривают оборудование их временными водоподъемниками. После выполнения необходимых исследований эти скважины ликвидируются. Наиболее часто сооружаются разведочно-эксплуатационные скважины, которые после выполнения комплекса исследований передаются для эксплуатации.

Необходимо, чтобы конструкция разведочно-эксплуатационной скважины удовлетворяла следующим требованиям: 1) водоприемная часть должна обеспечивать приток воды, равный запроектированному дебиту; в нее не должны проникать частицы из окружающих пород; 2) диаметр эксплуатационной колонны должен быть достаточным для размещения в ней как временного водоподъемника, так и насоса, предназначенного для откачки; 3) эксплуатируемый водоносный горизонт должен быть надежно изолирован от неиспользуемых водоносных пластов; 4) в ствол скважины не должны проникать поверхностные воды и воды из других водоносных горизонтов; 5) конструкция должна быть несложной, удобной в эксплуатации и при проведении работ по ее восстановлению и ремонту.

Конструкция скважины зависит от выбранного способа бурения, гидрогеологических параметров водоносного пласта и технологии его вскрытия, характеристики пород разреза, глубины скважины и других показателей.

При вращательном бурении наиболее часто используются конструкции скважин, показанные на рис. 12.1. Схема, показанная на рис. 12.1, *а*, предназначена для эксплуатации водоносного пласта, представленного устойчивыми трещиноватыми породами, поэтому водоприемная часть выполняется бесфильтровой. Вмещающие породы до кровли водоносного пласта перекрываются эксплуатационной колонной, в которой размещается насос для откачки. Верхняя часть разреза, представленная рыхлыми породами, перекрывается кондуктором.

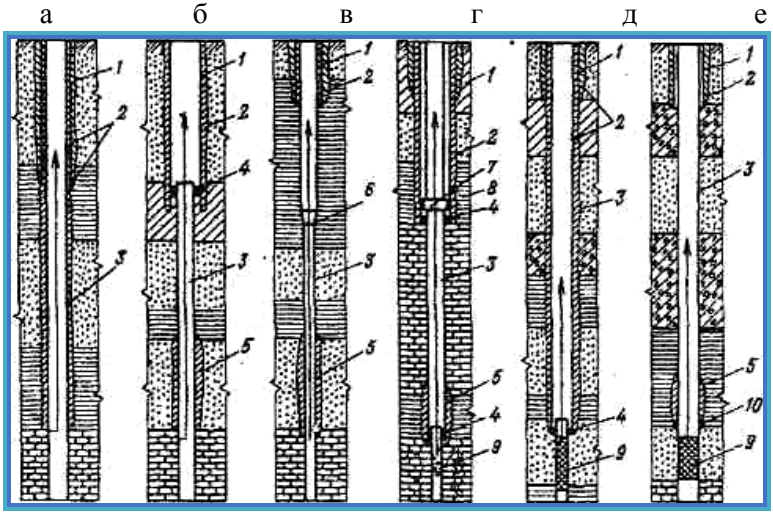


Рис. 12.1. Схемы конструкций скважин при роторном бурении:
1 – кондуктор; 2 – затрубное цементирование; 3 – эксплуатационная колонна; 4 – сальник; 5 – подбашмачное цементирование; 6 – переводник; 7 – муфта с левой резьбой; 8 – промежуточная колонна; 9 – фильтровая колонна (фильтр); 10 – манжета для цементирования

При глубине скважины более 300 м и неблагоприятных условиях (сильное поглощение промывочной жидкости, неиспользуемый пласт с аномально высоким давлением) между кондуктором и эксплуатационной колонной устанавливают промежуточную колонну. Затрубное пространство кондуктора и эксплуатационной колонны цементируют, как правило, на пол-

ную глубину. При больших глубинах в ряде случаев цементирование можно не доводить до устья, однако это делается лишь тогда, когда исключена гидравлическая связь водоносных горизонтов и, как следствие, смешивание и загрязнение подземных вод.

В случае эксплуатации напорных пластов с большим дебитом, предопределяющим монтаж насоса больших габаритов, эксплуатационная колонна устанавливается в верхней части разреза, выполняя также функцию кондуктора (рис. 12.1, *б*). Часть разреза, расположенная ниже башмака, до кровли водоносного пласта перекрывается хвостовиком (потайная колонна, не выходящая на поверхность).

Другой схемой конструкции скважины при эксплуатации устойчивых водоносных пластов является установка кондуктора и ступенчатой эксплуатационной колонны с подбашмачным цементированием выше кровли водоносного пласта (рис. 12.1, *в*). Поперечный размер верхней части колонны должен позволять размещать насос для откачки. Длина эксплуатационной колонны и верхней части ступенчатой колонны должна быть такой, чтобы ниже динамического уровня воды можно было поместить насос.

В неустойчивых водовмещающих породах в конструкции скважины предусматривается фильтровая водоприемная часть. Чаще всего фильтр устанавливается «впотай» (рис. 12.1, *г, д*), т. к. в случае выхода из строя его можно поднять и заменить. Кроме того, потайное расположение фильтра позволяет использовать эксплуатационную колонну большего диаметра, в которой можно поместить насос повышенной подачи. Реже применяется монтаж фильтра на эксплуатационной колонне, часть затрубного пространства которой, расположенная выше фильтра, изолируется манжетным цементированием (рис. 12.1, *е*). Замена такого фильтра практически исключается.

Большая глубина, характерная при бурении на термальные или минеральные воды, частое переслаивание пород по твердости, агрессивность подземных вод вызывают необходимость создания фильтровой части путем спуска колонны с затрубной ее цементацией в пределах пласта и последующим прострелом гидропескоструйным способом или перфораторами.

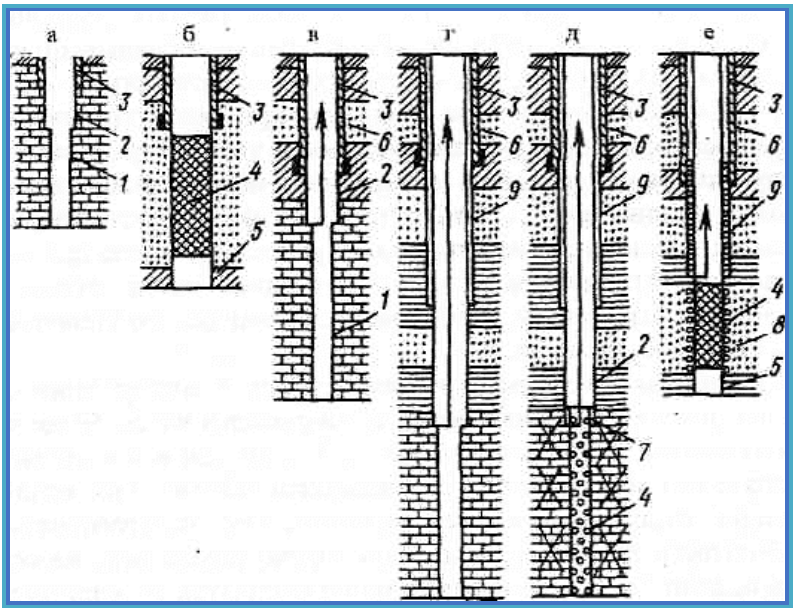


Рис. 12.2. Схемы конструкций скважин при ударно-канатном бурении: *1 – водоприемная часть; 2 – эксплуатационная колонна; 3 – кондуктор; 4 – фильтровая колонна; 5 – отстойник; 6 – межтрубное цементирование; 7 – сальник; 8 – гравийная обсыпка; 9 – промежуточная колонна*

При проектировании фильтров с гравийной обсыпкой конструкция скважины должна учитывать необходимость расширения ствола в пределах водоносного пласта для размещения гравия. При проектировании бесфильтровой конструкции скважины в мелкозернистых песках эксплуатационная колонна устанавливается с цементацией затрубного пространства, причем ее нижний торец находится на 0,5 м ниже водоупорной кровли.

При ударно-канатном бурении применяются конструкции скважин, приведенные на рис. 12.2. Конструкция, представленная на рис. 12.2, *а*, используется в том случае, когда разрез представлен устойчивыми скальными породами и отсутствуют верховодки. При сооружении скважины в аллювиальных отложениях, содержащих грунтовые воды, скважина крепится кон-

дуктором и фильтровой эксплуатационной колонной, выведенной на поверхность (рис. 12.2, *б*). Конструкция, приведенная на рис. 12.2, *в*, применяется при необходимости изоляции кондуктором первого от поверхности неиспользуемого водоносного пласта. В конструкции на рис. 12.2, *г* помимо кондуктора и эксплуатационной колонны предусмотрена техническая колонна, перекрывающая второй от поверхности неэксплуатируемый водоносный пласт. Конструкция на рис. 12.2, *д* применяется в случае установки фильтра в зоне пласта, представленного неустойчивыми породами. При необходимости гравийной обсыпки фильтр устанавливается на эксплуатационной колонне под защитой вспомогательных труб (рис. 12.2, *е*).

Таким образом, при ударно-канатном бурении любая колонна, за исключением эксплуатационной, перекрывает лишь один водоносный горизонт и устанавливается башмаком в водоупорные породы.

12.3. Методика проектирования конструкций скважин на воду

Проектирование конструкции скважин при вращательном бурении осуществляется в следующем порядке:

1. По заданному дебиту и динамическому уровню выбирают водоподъемники для проведения временной и эксплуатационной откачки и определяют их поперечные размеры.

2. По габаритам выбранных водоподъемников вычисляют внутренний диаметр эксплуатационной колонны, в которой они будут размещаться, а по нему – наружный диаметр колонны и диаметр соединительных муфт.

3. Вычисляют наружный диаметр долота под эксплуатационную колонну и затем округляют его до стандартного.

4. Выбирают тип водоприемной части скважины, рассчитывают ее основные размеры и глубину вскрытия пласта.

5. С учетом поперечных размеров водоприемной части определяют конечный диаметр скважины.

6. Определяют общую глубину скважины с учетом глубины залегания кровли водоносного пласта и глубины его вскрытия.

7. В зависимости от положения динамического уровня воды, типа применяемого водоподъемного оборудования и свойств вмещающих пород находят длину эксплуатационной колонны.

8. По характеристике пород разреза устанавливают количество обсадных колонн, их поперечные размеры и длину.

9. По диаметрам соединительных муфт обсадных труб определяют диаметры долот, обеспечивающие свободный спуск колонн в скважину.

10. Устанавливают интервалы затрубной цементации обсадных
колонн для надежного разобщения пластов.

Ниже приводятся более подробные рекомендации по проектированию конструкции водозаборных скважин.

При проведении откачек из разведочно-эксплуатационных скважин наиболее широко применяются водоподъемники двух типов: первый – для предварительной, пробной и опытной откачек, второй – для постоянной эксплуатации. Одно из основных требований к водоподъемникам первого типа – способность откачивать воду с большим содержанием механических примесей. В качестве временных водоподъемников используются желонки, водоструйные и штанговые насосы, однако наиболее часто применяются эрлифты. Таким образом, для определения необходимого внутреннего диаметра эксплуатационной колонны из условия размещения в ней водоподъемников обоих типов необходимо по проектному дебиту и динамическому уровню рассчитать или выбрать их поперечные размеры.

При использовании эрлифта его поперечные размеры рассчитывают. При выборе временных водоподъемников других типов и насоса для постоянной эксплуатации первоначально устанавливают требуемый манометрический напор $H_м$ (в м вод. ст.), необходимый для подъема воды из скважины:

$$H_м = [(h + h_и)+(0,08\div0,1)(h + h_и +h_д)], \qquad (12.1)$$

где h – динамический уровень воды, м; $h_и$ – расстояние от устья скважины до излива воды, обычно $h_и$=0,7+1 м; $h_д$=2÷5 –

заглубление насоса под динамический уровень, м.

По проектному дебиту и величине напора $H_м$, определяют типы водоподъемников, а по их техническим характеристикам – поперечные размеры или минимальный внутренний диаметр обсадной колонны, в которой они могут быть размещены. Для установки эрлифта расчетный внутренний диаметр колонны $D_{вн.э}$ определяется по следующим формулам:

при расположении труб эрлифта по схеме «рядом»:

$$D_{вн.э} = D_м + d_м + 2\delta; \qquad (12.2)$$

при расположении труб эрлифта по схеме «внутри»:

$$D_{вн.э} = d_M + 2\delta. \qquad (12.3)$$

Здесь $D_м$ и $d_м$ – диаметры соединительных муфт соответственно водоподъемной и воздухопроводной колонн; δ – зазор между трубами эрлифта и обсадной колонной, необходимый для спуска приборов при проведении гидрогеологических исследований; обычно $2\delta = 25 \div 30$ мм.

Полученный расчетный внутренний диаметр эксплуатационной колонны из условия размещения эрлифта, сравнивается с аналогичным диаметром колонны, необходимым для размещения погружного насоса. Больший из указанных диаметров дает возможность определить по табл. 8.1 стандартные поперечные размеры эксплуатационной колонны (внутренний и наружный диаметры, диаметры муфт).

Необходимый расчетный диаметр скважины под эксплуатационную колонну вычисляют по формуле (8.1) и округляют до стандартного в соответствии с нормальным рядом диаметров применяемых долот. Затем в соответствии с рекомендациями (см. гл. XI, § 1, § 2) выбирают тип водоприемной части скважины. После выбора типа фильтра по формуле (11.1) вычисляют его длину. Конечный диаметр скважины и внутренний диаметр эксплуатационной колонны должны быть на 40–50 мм (при отсутствии гравийной обсыпки) больше диаметра фильтра. Если установленный конечный диаметр скважины окажется больше

ранее определенного внутреннего диаметра эксплуатационной колонны, то следует скорректировать последний в сторону увеличения или расширить интервал скважины в пределах водоносного пласта лопастными или гидротурбинными расширителями.

Конечный диаметр скважины при бесфильтровой водоприемной части в устойчивых породах определяют по условию проходимости долота через внутренний диаметр эксплуатационной колонны. При сооружении бесфильтровой водоприемной части в песчаных пластах конечным диаметром будет диаметр скважины под эксплуатационную колонну. В этом случае рассчитывают основные размеры водоприемной каверны по формулам (11.6)– (11.10).

Глубина проектируемой скважины (в м) равна: $L_{скв}=L+l_{вскр}$ (L – расстояние от поверхности до кровли водоносного пласта, м; $l_{вскр}$ – глубина вскрытия пласта для оборудования водоприемной части скважины, м).

При расположении рабочей части фильтра в середине интервала пласта, глубина вскрытия последнего $l_{вскр}=0{,}5\ (L_м+ l_р)+l_0$ (1 м – мощность водоносного пласта, м; $l_р$ – длина рабочей части фильтра, м; l_0 – длина отстойника, м).

При расположении фильтра в нижней части водоносного горизонта и большой мощности последнего глубина вскрытия будет ориентировочно равна указанной мощности ($l_{вскр}=l_м$. При эксплуатации маломощного пласта ($l_м< 10$ м) глубина скважины $L_{скв} = L+l_м +l_о$.

При оборудовании бесфильтровой водоприемной части в песках глубина разрабатываемой каверны составляет ориентировочно 0,8–1 м. Минимальная длина эксплуатационной колонны при расположении фильтра «впотай» определяется из необходимости монтажа водоподъемника на требуемой глубине. При использовании в качестве водоподъемника эрлифта минимальная расчетная длина эксплуатационной колонны $L_{тап.э}= H +$ (5÷10) м (H – глубина погружения смесителя).

При использовании насоса с погружным двигателем $L_{тап.э}=h+$ (3÷5) м. $L_н$ – длина рабочей части выбранного электронасоса, м.

Для окончательного установления длины эксплуатационной колонны следует также учитывать характер ожидаемого геологического разреза. Если выше кровли водоносного горизонта залегают размываемые породы и неиспользуемые водоносные пласты, то эксплуатационная колонна перекрывает всю мощность вмещающих пород с углублением башмака на 0,3–0,5 м ниже кровли (рис. 12.1, *б*). В случае залегания устойчивых пород выше кровли водоносного горизонта и отсутствия неиспользуемых водоносных пластов длину колонны выбирают с учетом требуемого заглубления обоих водоподъемников под динамический уровень и необходимости установки башмака обсадных труб в водоупорные породы. Часть разреза, расположенная между башмаком колонны и кровлей водоносного горизонта, перекрывается верхней частью фильтровой колонны.

Определив размеры водоприемной части скважины, эксплуатационной колонны и соответствующие диаметры скважины, из анализа геологического разреза выясняется необходимость установки кондуктора и промежуточных колонн. Зная ранее найденный наружный диаметр эксплуатационной колонны, определяются поперечные размеры последующих, больших по диаметру обсадных колонн (промежуточной и кондуктора).

В соответствии с технологией вращательного бурения расчетный наружный диаметр последующей колонны $D_{п.к.}$ определяется из соотношения: $D_{п.к.}=D_{н.э}+(80\div100)$ мм ($D_{н.э}$ – наружный диаметр эксплуатационной колонны, мм).

Вычисленный диаметр $D_{п.к}$ округляется до стандартного. Соблюдение указанного соотношения вызвано необходимостью бурения нижних интервалов ствола и спуском обсадных колонн муфтового соединения с зазором для цементации затрубного пространства. Установленные наружные диаметры обсадных колонн дают возможность по табл. 8.1 найти их внутренний диаметр и диаметр муфт.

Независимо от конструкции скважины ее устье закрепляют на глубину 2–3 м направлением с последующим цементированием.

Диаметр долота $D_д$ для бурения под обсадную колонну определяют по формуле (8.1) с округлением величины $D_д$ до ближайшего стандартного значения нормального ряда долот.

Затем устанавливают интервалы цементирования обсадных колонн. Следует иметь в виду, что промежуточная колонна цементируется в интервале, позволяющем ликвидировать возможное осложнение (самоизлив при вскрытии пласта с высоким давлением, катастрофическое поглощение и др.),

Пример составления конструкции скважины на воду. Исходные данные: заданы ожидаемый геологический разрез и гидрогеологическая характеристика водоносного пласта (табл. 12.1).

Таблица 12.1

Ожидаемый: разрез и гидрогеологические условия работ

Характеристика пород разреза	**Мощность, м**	**Гидрогеологические условия**
Суглинки и глины с отдельными валунами	0-10	Проектный дебит $Q = 79$ м^3/ч
Суглинки и пески с отдельными валунами	10-25	Ожидаемый статический уровень воды – 29м
Плотные голубовато-серые глины	25-50	Динамический уровень воды при откачке – 37 м
Переслаивание трещиноватых водоносных песчаников и гравелитов с редкими прослоями глин; минерализованная вода	50 - 120	Район хорошо изучен
Плотные глины	120 - 00	
Мелкозернистый водоносный песок, пресная вода	200 - 230	
Голубовато-серая глина	230 - 260	

Требуется выбрать способ бурения разведочно-эксплуатационной скважины и составить ее конструкцию.

Выбор способа бурения. Анализ ожидаемого геологического разреза позволяет установить, что кровля намеченного к эксплуатации пласта залегает на отметке 200 м, т. е. с учетом глубины его вскрытия ожидаемая глубина скважины будет более 200 м. Из задания следует, что район работ в гидрогеологическом от-

ношении хорошо изучен, т. е. нет необходимости уточнять его путем отбора образцов из вмещающих пород. Поэтому для бурения проектируемой скважины предусматривается применить роторный способ, обеспечивающий высокую производительность и небольшую металлоемкость конструкции скважины.

1. *Проектирование конструкции скважины.* Проектом предусматривается после сооружения скважины проведение предварительной и пробно-эксплуатационной откачки. При получении положительных результатов скважина оборудуется водоподъемником, предназначенным для эксплуатационной откачки, и передается заказчику. Поэтому предусматривается использовать два типа водоподъемников: при проведении предварительной и пробной откачки – эрлифт, при эксплуатационной откачке – электронасос с погружным двигателем. Выбор эрлифта в качестве временного водоподъемника обусловлен тем, что он способен откачивать загрязненную воду с большим дебитом (до 200 м^3/ч) при динамическом уровне до 50–60 м, т. е. вполне обеспечивает получение запроектированного дебита и необходимого напора. Выбор для эксплуатационной откачки насоса с погружным двигателем обосновывается высоким к.п.д. водоподъемников этого типа, их компактностью и простотой обслуживания.

Для определения внутреннего диаметра эксплуатационной колонны нужно установить поперечные размеры водоподъемников.

Результаты расчета параметров эрлифта, трубы которого расположены по схеме внутри, по методике, изложенной в работе [1], приведены ниже: коэффициент погружения смесителя k=2; глубина погружения смесителя под динамический уровень H=72 м; полный расход воздуха W=6,336 м^3/мин; пусковое давление воздуха p_o=0,478 МПа, рабочее давление воздуха p=0,412 МПа; внутренний расчетный диаметр водоподъемной трубы d=147 мм; внутренний расчетный диаметр воздухопроводной трубы d_1=50 мм; расчетная производительность компрессора $W_к$=7,58 м^3/мин; рабочее давление компрессора p_p=0,462 МПа; мощность на валу компрессора $N_к$=47,3 кВт; ко-

эффициент полезного действия $\eta_э$=0,169. По расчетным диаметрам d и d_1 выбираем стандартные размеры насосно-компрессорных и обсадных труб:

Колонна	водоподъемная	воздухопроводная
Диаметр колонны, мм:		
наружный	168	60,3
внутренний	154,3	50,3
Диаметр муфты, мм	188	78

По давлению $p_р$, расчетному расходу $W_к$ и мощности $N_к$ выбираем для привода эрлифта компрессор ДК-9М.

Для выбора погружного насоса предварительно по формуле (12.1) вычисляем требуемый манометрический напор:

$$H_м=(37+1)+0,1(37+1+5) = 42,3 \text{ м вод. ст.}$$

По проектному дебиту Q=79 м^3/ч, напору $H_м$=42,3 м и данным гл. XI, 3 выбираем погружной электронасос марки 1ЭЦВ10-120-60, имеющий следующую техническую характеристику: подача – 120 м^3/ч; напор – 60 м вод. ст.; минимальный диаметр эксплуатационной колонны, необходимый для размещения насоса – 250 мм.

Минимальный расчетный внутренний диаметр эксплуатационной колонны для размещения эрлифта определяем по формуле (12.3): $D_{вн.н}$=188+30=218 мм. По большему диаметру, равному 250 мм, и данным табл. 8.1 выбираем стандартные обсадные трубы для эксплуатационной колонны, имеющие следующие параметры: $D_н$=273 мм; $D_{вн}$=259,1 мм; $D_м$=299 м. По формуле (8.1) определяем расчетный диаметр долота: $D_{д.р}$=299+2·20=339 мм. Полученная величина округляется по нормальному ряду диаметров применяемых долот до стандартного, равного 349 мм (см. гл. IV, 2).

Водоносный пласт представлен рыхлыми породами (мелкозернистые пески), поэтому предусматривается оборудование скважины фильтром. В соответствии с рекомендациями табл. 11.1 выбираем сетчатый фильтр с двухслойной гравийной об-

сыпкой. В качестве каркаса фильтра принимаем обсадную трубу диаметром 146 мм. С учётом толщины стержней и сетки диаметр сетчатого фильтра будет около 155 мм. Для надежной работы фильтра толщина обсыпки принимается равной 150 мм. Тогда наружный диаметр фильтра по контуру обсыпки D_o=155+2·150=455 мм. По формуле (11.3) находим коэффициент фильтрации пород водоносного пласта

$$K_ф = \frac{36 \cdot 79}{30(40-29)} = 8{,}66 м/сут.$$

По формуле (10.2) вычисляем скорость фильтрации

$$v_ф = 65\sqrt[3]{8{,}66} = 133{,}2 м/сут.$$

Длина рабочей части фильтра вычисляется по формуле (11.1)

$$l_p = 7{,}643\frac{79}{0{,}455 \cdot 133{,}2} \approx 10 м$$

Водопропускная способность фильтра проверяется по формуле (11.4)

$$f = 133{,}2\pi 0{,}455 \cdot 10 \div 24 = 79{,}7 м^3/ч.$$

Так как запроектированный дебит равен 79 м^3/ч, то условие $f > Q$ выполнено. В каркасе фильтра (обсадной трубе диаметром 146 мм) сверлим 720 отверстий на 1 м длины, диаметр отверстий 18 мм. Вдоль каркаса устанавливаем восемь прутков диаметром 3 мм, затем каркас обматываем сеткой квадратного плетения.

Материал обсыпки состоит из двух слоев. Наружный слой толщиной 70 мм представлен крупными частицами гравия размером D_1=10d_{50}. Внутренний слой толщиной 80 мм состоит из частиц гравия размером D_2= 5d_{50}. Так как в задании отсутствуют данные о среднем размере частиц d_{50} водоносного пласта, то этот параметр будет определен после вскрытия горизонта и

оценки его гранулометрического состава. Гравийная обсыпка будет создаваться после спуска каркаса фильтра на забой путем доставки с поверхности в нисходящем потоке жидкости. Отстойником фильтра будет служить обсадная труба диаметром 146 мм и длиной 3 м. Надфильтровая часть устанавливается впотай с вхождением внутрь эксплуатационной колонны на 5 м и герметизацией кольцевого зазора сальником.

Проверяем условие соблюдения необходимого зазора между эксплуатационной колонной и опускаемым фильтром:

$$D_{вн.э} = d_ф + 50 = 155 + 50 = 205 \text{ мм}.$$

Так как внутренний диаметр выбранной эксплуатационной колонны 259 мм, то условие выполнено. Для расширения ствола под гравийную обсыпку предусматривается применить гидротурбинный расширитель.

Фильтр будет установлен в срединной плоскости пласта. Тогда глубина вскрытия последнего будет: $l_{вскр}=0,5(30+5)+3\approx20$ м, а проектная глубина скважины $L_{скв}= 200+20=220$ м.

Так как разрез представлен слабоустойчивыми размываемыми породами, эксплуатационная колонна должна перекрыть всю их мощность с углублением башмака на 0,3 м ниже кровли. Следовательно, длина колонны составит 201 м (с учетом ее возвышения над устьем на 0,7 м).

Учитывая относительно небольшую глубину скважины, предусматриваем установку только кондуктора. Последний перекрывает первые два слоя неустойчивых пород (суглинки и пески с валунами) с углублением в глины на 5 м. Таким образом, длину кондуктора принимаем равной 30 м. Расчетный диаметр кондуктора

$$D_{к.н}=273+100=373 \text{ мм}.$$

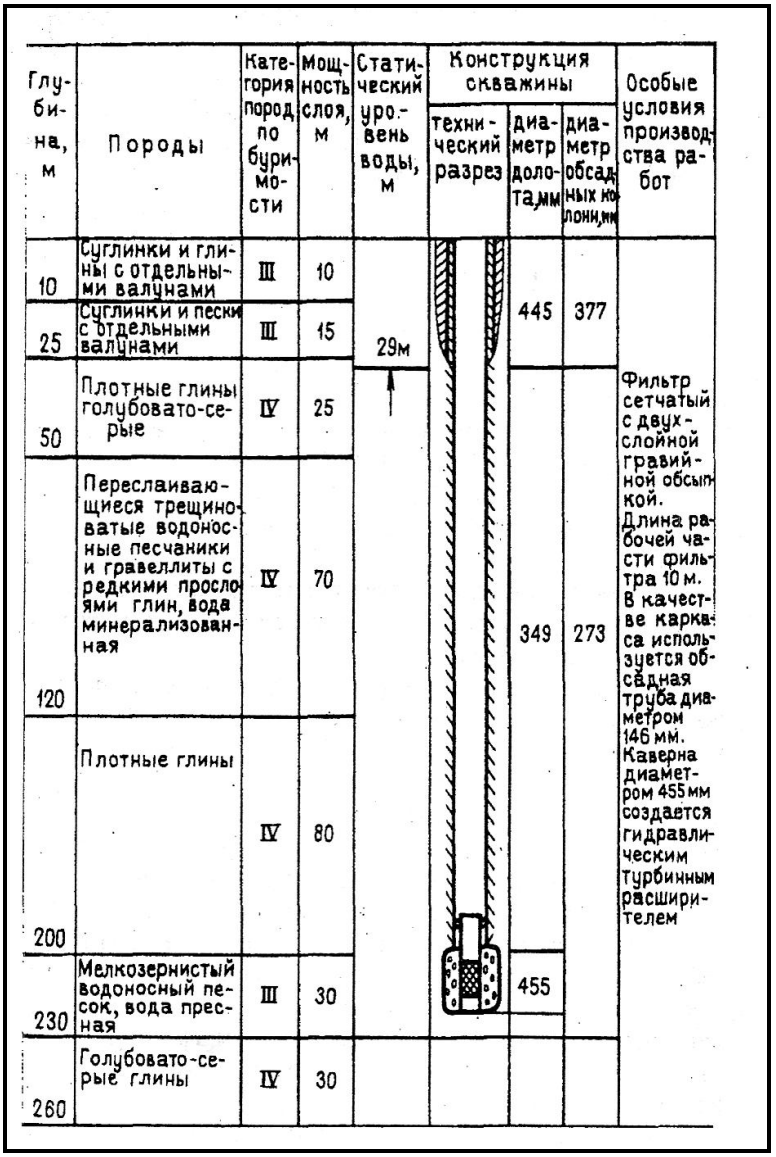
В качестве кондуктора используются обсадные трубы следующих размеров: $Д_н$=377 мм; $D_{вн}$=359 мм; D_M=402 мм. Учитывая небольшую глубину спуска кондуктора, можно принять соответствующий диаметр скважины $D_д$=455 мм.

Устье скважины закрепляется направлением, представляющим отрезок обсадной трубы диаметром 508 мм (внутренний диаметр 486 мм), который опускается в шурф глубиной 2,5 м с последующим бетонированием. Затрубное пространство кондуктора цементируется на всю длину. Так как в разрезе присутствует пласт песчаников с минерализованной водой, то для исключения перетоков эксплуатационную колонну также цементируем от башмака до устья. На основании расчетных данных выполняется технический разрез проектируемой скважины (рис. 12.3).

Проектирование конструкции скважин при ударно-канатном бурении. Общий порядок проектирования конструкции скважины при этом способе такой же, как при вращательном бурении, однако имеются некоторые особенности. Последние заключаются в широко применяемом при ударно-канатном бурении принудительном спуске обсадных колонн, что обусловливает их небольшой выход. Для надежной изоляции пересекаемых пластов необходимо обеспечить внедрение башмаков обсадных труб в водоупорные породы. Исключение составляет эксплуатационная колонна, башмак которой должен входить в водоносный пласт на 1–2 м ниже кровли.

При ударно-канатном бурении для уменьшения поперечных размеров конструкции скважины и свободного прохода труб меньшего диаметра в колонны предыдущего диаметра рекомендуется применять обточенные соединительные муфты. При проектировании конструкции в сложных и слабоизученных геологических условиях следует планировать резерв диаметра, т. е. конечный диаметр скважины должен быть на один очередной номер больше расчетного.

Внутренний диаметр колонны, в которую опускается фильтр, должен быть больше наружного диаметра последнего на 50 мм, а при создании гравийной обсыпки – на 100–150 мм. В песчано-глинистых отложениях с целью упрощения конструкции скважины рекомендуется применять технологию спуска обсадных труб под защитой «тиксотропной рубашки» и вибропогружатели (гл. IX, 6).



Глубина, м	Породы	Категория пород по буримости	Мощность слоя, м	Статический уровень воды, м	Конструкция скважины: технический разрез	Конструкция скважины: диаметр долота, мм	Конструкция скважины: диаметр обсадных колонн, мм	Особые условия производства работ
10	Суглинки и глины с отдельными валунами	III	10	29м		445	377	Фильтр сетчатый с двухслойной гравийной обсыпкой. Длина рабочей части фильтра 10 м. В качестве каркаса используется обсадная труба диаметром 146 мм. Каверна диаметром 455 мм создается гидравлическим турбинным расширителем
25	Суглинки и пески с отдельными валунами	III	15					
50	Плотные глины голубовато-серые	IV	25			349	273	
120	Переслаивающиеся трещиноватые водоносные песчаники и гравеллиты с редкими прослоями глин, вода минерализованная	IV	70					
200	Плотные глины	IV	80					
230	Мелкозернистый водоносный песок, вода пресная	III	30			455		
260	Голубовато-серые глины	IV	30					

Рис. 12.3. Технический разрез разведочно-эксплуатационной скважины на воду

12.4. Техника и технология бурения вмещающих пород и вскрытия водоносных горизонтов

Для сооружения скважин на воду в зависимости от способа бурения наиболее широко используются следующие установки:

- при роторном бурении с прямой промывкой (продувкой): УРБ-ЗАМ, УРБ-ЗА2, 1БА-15В, УБВ-600;
- при роторном с обратной промывкой и ударно-канатном бурении:

Fa-12, УГБ-ЗУК-ОП, 1БА-15К, УРБ-ЗАМ-ОП;

- при ударно-канатном бурении: БУГ-100М, УГБ-ЗУК, УГБ-4УК;
- при шнековом и ударно-канатном бурении: УГБ-50М, ЛБУ-50, УГБ-1ВС.

При выборе буровой установки учитывают конструкцию скважины и возможность реализации технологии вскрытия водоносных пластов с минимальной кольматацией.

Зарубежные фирмы для сооружения водозаборных скважин широко используют установки ударного и комбинированного (сочетание ударного и вращательного) способов бурения. Гидрофикация механизмов станков позволяет задавливать и извлекать обсадные трубы с большим усилием. В ряде установок для этой цели используются полиспастные системы. Для выполнения трудоемких вспомогательных операций широко применяются средства малой механизации.

Технология роторного бурения вмещающих пород изложена в гл . IV, 6.

Технология вскрытия водоносных горизонтов. На выбор способа вскрытия влияют гидрогеологические характеристики пласта: гранулометрический состав, проницаемость и устойчивость пород; интенсивность водопроявлений; глубина залегания; проектный дебит. Способ вскрытия должен оказывать минимальное кольматирующее влияние на водоносный пласт, т. е. сохранять его естественную проницаемость. В то же время технология вскрытия должна позволять оборудовать водоприемную часть скважины. В неустойчивых и слабоустойчивых поро-

дах это требование заключается в предотвращении их обрушения в период монтажа фильтра.

В зависимости от указанных параметров Г. П. Квашниным [26] разработана классификация рациональных способов вскрытия водоносных пластов. Один из основных классификационных принципов – степень устойчивости стенок скважины при ее заполнении водой до устья, т. е. при различных соотношениях гидростатического и пластового давления. В зависимости от устойчивости стенок и интенсивности водопроявлений применяются два основных способа вскрытия водоносных горизонтов: ударно-канатный; вращательный и его разновидности.

Вскрытие водоносных пластов ударно-канатным способом рекомендуется при глубине залегания горизонта 100–150 м, катастрофическом поглощении промывочной жидкости и в случае, если вскрываемые пласты неустойчивы в стенках скважины. Для предотвращения обрушения пласта последний чаще всего перекрывается вспомогательной колонной, под защитой которой устанавливается фильтр. Затем вспомогательная колонна извлекается, обнажая фильтр. При бурении песчано-глинистых пород с применением тиксотропной «рубашки» пласт вскрывается фильтровой колонной с конусным башмаком-расширителем.

Вращательный способ рекомендуется при большой глубине скважины и вскрытии пластов с различной степенью устойчивости в стенках скважины. Предотвращение стенок скважины от обрушения достигается созданием гидростатического противодавления столба промывочной жидкости, заполняющей ствол. В результате появляются условия для установки фильтра. В то же время применяемый буровой раствор должен оказывать минимальное кольматирующее влияние на пласт. В этой связи правильный выбор промывочной жидкости является решающим фактором, от которого зависит эффективность вскрытия и освоения водоносных горизонтов.

Техническая вода применяется при вскрытии водоносных пластов, представленных мелко- и среднезернистыми песками, по прямой и обратной схеме циркуляции. Вскрываемые пласты должны быть слабонапорными или напорными без проявления самоиз-

лива. Промывка водой не рекомендуется при бурении пластов с прослоями глин и подошвы водоносных горизонтов, сложенной глинистыми породами, вследствие кольматации стенок скважины наработанным глинистым раствором. Необходимое условие успешного вскрытия пласта с промывкой водой – поддержание постоянного избыточного гидростатического – 0,04 МПа.

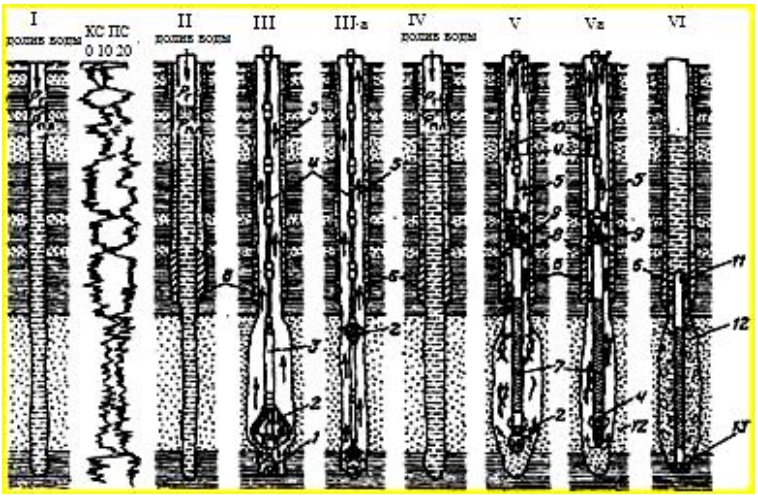


Рис. 12.4. Схема проведения технологических операций при вскрытии водоносных песков с прямой промывкой водой и устройством гравийной обсыпки:

I – бурение, каротаж, определение интервала для установки рабочей части фильтра; II – разбуривание с промывкой глинистым раствором до кровли водоносного пласта, спуски цементирование обсадной колонны, замена глинистого раствора водой; III и III а – расширение ствола в интервале установки фильтра с промывкой водой; IV – извлечение инструмента с одновременным доливом воды; V и Va – спуск фильтровой колонны, промывка и устройство гравийной обсыпки; VI – извлечение бурильных труб, установка герметизирующего сальника; 1 – пилот-долото; 2 – расширитель; 3 – колонна УБТ; 4 – бурильные трубы; 5 –направление потока промывочной воды; 6 – эксплуатационная колонна; 7 – фильтровая колонна; 8 – центрирующие фонари; 9, 10 – сальниковые устройства; 11 – переводник с левой резьбой и обратным клапаном; 12 – гравийная обсыпка; 13 – пробка с клапаном

Одна из технологических схем вскрытия пласта при прямой промывке показана на рис. 12.4. Для вскрытия и оборудования фильтровой части скважины по указанной схеме на буровой должен быть запас воды Q_B

$$Q_B=Q_1+Q_2+Q_3+Q_4=Q_5, \qquad (12.6)$$

где Q_1 – объем воды, необходимый для замены глинистого раствора перед васрытием пласта, м^3; Q_2 – объем воды, необходимый для заполнения скважины в интервале водоносного пласта после его вскрытия, м^3; Q_3 – объем воды, восполняемый при вскрытии пласта с поглощением; Q_4 – объем воды, необходимый для восполнения поглощения при проработке пласта, м^3; Q_5 – объем воды, используемый при загрузке гравия в процессе формирования гравийного фильтра, м^3.

Последовательность технологических операций при вскрытии водоносного пласта с применением обратной промывки водой и оборудование водоприемной части скважины показаны на рис. 12.5. Ориентировочный расход воды на 1 м вскрываемого пласта составляет 0,5–2 (мелкозернистые глинистые пески) до 50 л/с (гравелистые пески и гравийно-галечниковые отложения).

Глинистые растворы следует применять для вскрытия в исключительных случаях, т. к. они вызывают кольматацию пласта и значительное снижение дебита скважины. Обычно растворы применяются при вскрытии водоносных пластов с аномально высоким пластовым давлением и возможным газопроявлением.

К специальным растворам относятся водогипановые аэрированные, меловые, полимерные и самораспадающиеся, обладающие рядом преимуществ по сравнению с глинистыми. Специальные растворы (см. гл. III, 4) оказывают минимальное кольматирующее влияние на вскрываемые водоносные горизонты и улучшают в ряде случаев очистку скважины от бурового шлама.

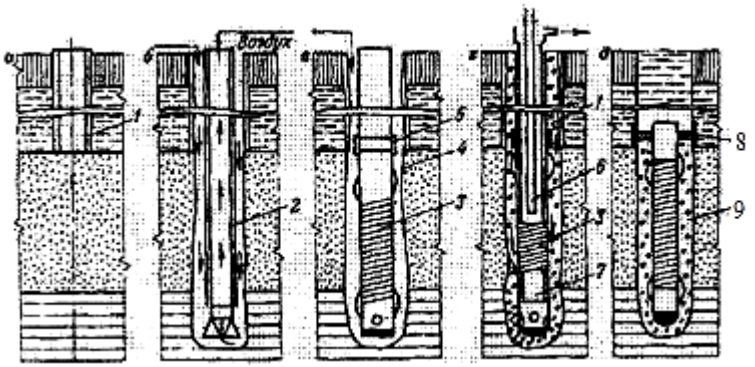


Рис. 12.5. Схема проведения технологических операций при вскрытии водоносного пласта с применением обратной промывки: *а – бурение до кровли пласта с обратной промывкой глинистым раствором; б – вскрытие водоносного пласта с промывкой водой при избыточном, противодавлении; в – спуск фильтровой колонны; г – откачка эрлифтом с одновременной отгрузкой гравия в нисходящем потоке; д – установка герметизирующего сальника 1 – эксплуатационная колонна; 2 – бурильная колонна; 3 – фильтровая колонна; 4 – центрирующие фонари; 5 – переводник с левой резьбой; 6 – воздухопроводные трубы эрлифта; 7 – водоподъемные трубы эрлифта; 8 – сальник; 9 – гравийная обсыпка*

12.5. Опробование водоносных горизонтов

При бурении гидрогеологических скважин проводят различные наблюдения и исследования, цель которых – оценка параметров вскрываемых водоносных пластов, установление их гидравлической взаимосвязи, уточнение литологических слоев и т. д. Для уточнения разреза и определения свойств пород отбирают пробы в виде керна или шлама из отдельных интервалов или по всему стволу скважины.

Признаком вскрытия водоносного пласта является изменение уровня воды в скважине. Статический уровень воды при бурении с промывкой замеряют путем добавления в скважину или откачки из нее 50–100 л воды. При этом углубление забоя прекращается. Если через 1–3 ч уровень воды установится на той же глубине, то его можно принять за статический уровень вскрытого водоносного горизонта. Другой признак вскрытия

водоносного пласта – изменение количества жидкости в зумпфах циркуляционной системы. Например, резкое уменьшение объема промывочной жидкости свидетельствует о большой проницаемости вскрытого пласта и его небольшом напоре.

Исследование интенсивности поглощения промывочной жидкости по стволу скважины целесообразно проводить скважинными расходомерами. Вскрытие водоносного пласта может быть зафиксировано по изменению параметров промывочной жидкости. Например, увеличение содержания песка и уменьшение вязкости раствора свидетельствуют о вскрытии пласта рыхлых пород, поэтому регулярно (два-три раза в смену) следует измерять плотность, вязкость, содержание песка и водоотдачу раствора.

Наблюдение за температурой промывочной жидкости целесообразно проводить, если в разрезе возможны термальные воды. Контроль минерализации промывочной жидкости, осуществляемой резистивиметрами и солемерами, проводится при бурении соленосных толщ или в районах распространения соленых вод.

Качественная информация о водоносности вскрываемых пластов может быть получена при вращательном бурении с продувкой. Наиболее полную информацию получают при исследовании пластов специальными опробователями.

Опережающий метод опробования, разработанный Д. Н. Башкатовым, В. И. Блажковым, А. Г. Теслей и другими, используется для водоносных пород, представленных песками с включением небольшого количества щебня и гальки. В комплект оборудования (рис. 12.6) входят фильтр-опробователь *1*, уровнемер, оборудование для эрлифтнои откачки через бурильные трубы *7*. При достижении фильтром-опробователем *1* забоя скважины в бурильные трубы *7* нагнетается чистая вода, с большой скоростью выбрасываемая через сопло, которым оканчивается фильтр. Расхаживание колонны с одновременным размывом песков обеспечивает внедрение фильтра-опробователя в пласт за 3–5 мин на глубину 1,2–1,5 м. Объем воды для посадки фильтра составляет 0,2–0,8 м^3.

Фильтр от глинистого раствора изолируется массой заглинизированного песка, осевшего после прекращения подачи воды для размыва. После введения фильтра-опробователя в пласт че-

рез бурильные трубы осуществляется откачка эрлифтом или поршневым насосом. В процессе, откачки с помощью уровнемера измеряется понижение уровня воды, а после прекращения откачки – его восстановление.

Метод опережающего опробования позволяет получить пробу воды на анализ и положение пьезометрического уровня подземных вод. В результате обработки результатов откачки определяется коэффициент фильтрации водоносных пород. Применение описанного метода особенно эффективно при последовательном опробовании нескольких водоносных горизонтов.

Испытатели пластов на трубах с пакерующими элементами успешно применяются для поинтервального исследования вскрываемых водоносных горизонтов. В качестве примера на рис. 12.7 показан комплект ИИВ (испытательный инструмент ВСЕГИНГЕО). Он включает фильтр-хвостовик *1* с глубинным манометром *2*, секционный пакер *3*, испытатель пластов *4* с приемным и уравнительным клапаном и запорный поплавковый клапан *5*. В фильтре-хвостовике и выше приемного клапана, установлены глубинные самопишущие манометры, фиксирующие процесс исследования в координатах давление-время. Расшифровка указанного графика позволяет определить основные параметры водоносного горизонта (дебит, водопроводимоеть, коэффициент фильтрации и т. д.). Комплект ИИВ можно применять в различных компоновках. Он выпускается диаметрами 65 и 110 мм при диаметрах сменных пакерующих элементов 65, 75, 110, 145 и 170 мм. Комплект ИИВ используется в скважинах глубиной до 2000 м.

Процесс исследования водоносного горизонта заключается в следующем. Инструмент спускается в скважину на пустых бурильных трубах. Приток жидкости в последние предотвращается с помощью приемного клапана испытателя пластов *4*, а уравнительный клапан обеспечивает выравнивание давления под и над пакером. Глубинный манометр фиксирует при этом рост гидростатического давления.

При создании осевой нагрузки на пакер уравнительный клапан закрывается, а резиновые элементы пакера изолируют опробуемый пласт.

В то же время открывается приемный клапан и жидкость поступает в бурильные трубы, заполняемые до запорного клапана. Глубинные манометры фиксируют изменение давления в процессе притока жидкости.

Затем оба манометра, записывают кривую восстановления давления в пласте. При необходимости через бурильные трубы можно провести микрооткачку. Для этого в узле запорного клапана имеется специальная втулка, открывающаяся сбросом в трубы штыря.

При бурении глубоких скважин на минеральные и термальные воды успешно применяются комплекты испытательных инструментов (КИИ), разработанные для нефтяных и газовых скважин. Нормальный ряд КИИ ГрозУфНИИ предназначен для исследования в скважинах диаметром от 75 до 265 мм.

Опробователи пластов на кабеле в последнее время все шире применяют в связи с ростом глубин скважин и необходимостью детализации исследований по разрезу. Спуск прибора, на каротажном кабеле обеспечивает экономичность и оперативность исследований. Время опробования даже в глубоких скважинах занимает 1–2 ч.

Каротажные опробователи пластов ОПГ-4-9 и ОПГ-4-7 предназначены для работы в гидрогеологических скважинах диаметрами соответственно 112–243 мм и 112–196 мм. Опробователи обеспечивают герметизацию участка стенки скважины, отбор пластовой жидкости и газа и подъем пробы на поверхность с сохранением герметичности. Объем отбираемой пробы не превышает 15–20 л. Зона исследования пласта по глубине составляет 0,4–0,5 м, а погрешность установки опробователя – 25–30 см.

Приборы типа ОПТ рассчитаны для работы с трехжильным каротажным кабелем в комплекте с серийными каротажными станциями. Опробователь состоит из глубинного прибора и наземных пультов управления. После установки ОПТ в интервале опробования включают электродвигатель, прибор прижимается к стенке скважины и герметизируется. Проба отбирается в два пробосборника под действием разности пластового и атмосферного давления. Герметичность отобранной пробы контролируется датчиками давления и притока.

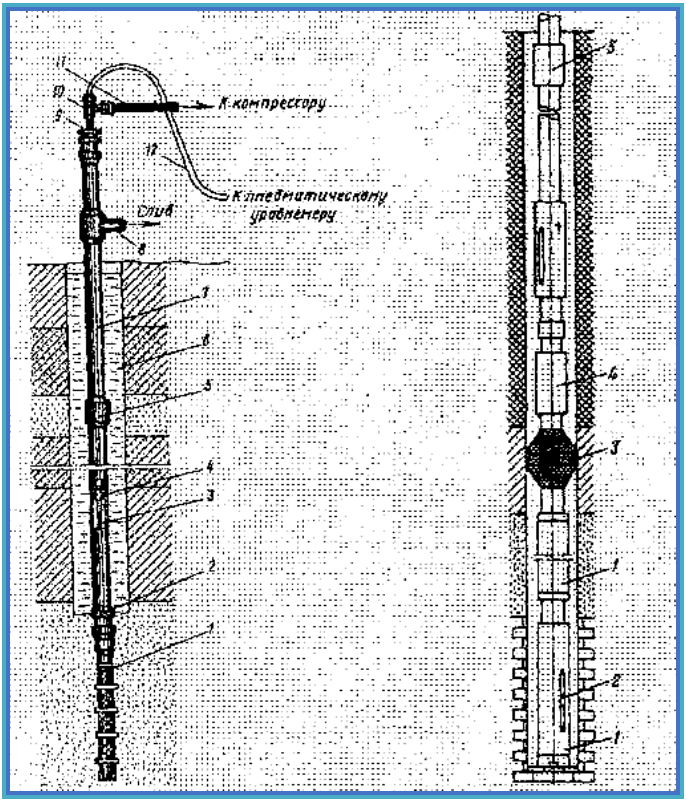


Рис. 12.6. Схема опережающего опробования водоносных горизонтов; *1 – фильтр-опробователъ; 2 – переходник; 3 – датчик; 4 – воздушные трубы со смесителем; 5 – ниппель; 6 – глинистый раствор; 7 – бурильные трубы; 8 – тройник для слива воды; 9 – хомут; 10 – тройник; 11 – шланг; 12 – резиновая трубка*

Рис. 12.7. Испытательный снаряд ИИВ

Разработаны также опробователи ОПУ-92 и ОПУ-76 для исследования в скважинах диаметрами соответственно 92 и 76 мм.

12.6. Освоение водоносных пластов

Освоение скважин на воду – заключительный этап их сооружения. На этом этапе проводятся работы по восстановлению водоотдачи пласта, нарушенной при вскрытии. Кольматация происходит за счет частичной закупорки трещин и пор водоносного горизонта продуктами разрушения горных пород и главным образом за счет глинизации стенок скважины Степень уменьшения проницаемости пласта, зависит от применяемого способа вскрытия. Если при ударном и вращательном бурении **с** промывкой водой или продувкой кольматация минимальна, то при вскрытии с промывкой глинистым раствором она резко повышается.

Глинизация ствола, проникновение фильтрата бурового раствора на значительное расстояние вызывают заиливание фильтрационных каналов и вследствие этого снижение дебита. Уменьшению последнего способствует также замазывание фильтра, глиной при его спуске. Применяемые методы восстановления водоотдачи основаны на физическом, химическом или физико-механическом воздействии.

Физические методы восстановления водоотдачи. В эту группу входят методы, основанные на гидравлической и механической очистках фильтров и импульсные методы.

Гидравлические методы основаны на размыве глинистой корки струёй воды и создании перепада давлений в системе пласт-скважина. В результате происходит обрушение заглинизированной зоны ствола. Гидравлические методы применяются для разглинизации высоконапорньгх пластов и осуществляются по следующим технологическим схемам.

Промывка зафильтрового пространства через башмак отстойника фильтра заключается в том, что вода нагнетается по бурильным трубам, соединенным с крышкой отстойника, в которую вмонтирован обратный клапан. В результате поток воды устремляется в кольцевой зазор между фильтром и стенками скважины, размывая и удаляя глинистую корку.

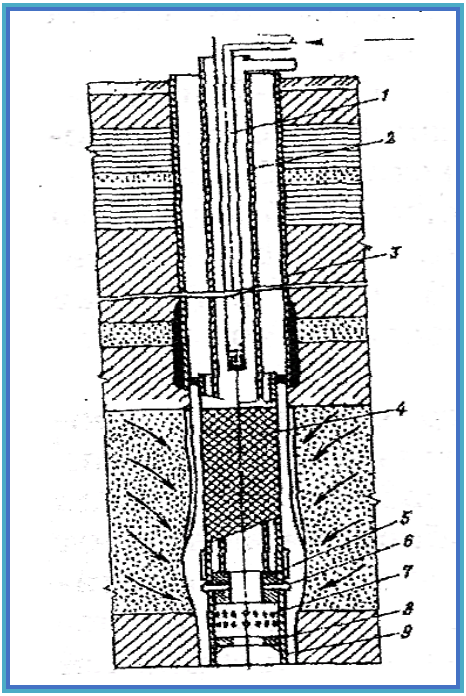


Рис. 12.8. Схема разглинизации пластов обратновсасывающей промывкой (метод ВСЕГИНГЕО)

По окончании разглинизации бурильные трубы вывинчивают, а дно отстойника засыпают гравием. Метод разглинизации пластов обратно-всасывающей промывкой, разработанный ВСЕГИНГЕО, заключается в удалении породы (обрушенной в зафильтровом пространстве) через специальные окна в период откачки (рис. 12.8). Для этого в обсаженную кондуктором *3* скважину между фильтром *4* и отстойником монтируют устройство, состоящее из насадки *9* с упорным кольцом *8*, промывочных окон *7*, скользящей втулки *5*, которая фиксируется срезными штифтами *6*. В процессе откачки эрлифтом *1* вследствие понижения уровня воды создается перепад давления в системе пласт-скважина.

В результате происходит обрушение стенок и удаление породы вместе с жидкостью через промывочные окна *7* и водо-

подъемную колонну *2* на поверхность. После окончания разглинизации ударом водоподъемной колонны *2* по скользящей втулке *5* срезают штифты *6*. Втулка перемещается вниз, перекрывая окна *7*.

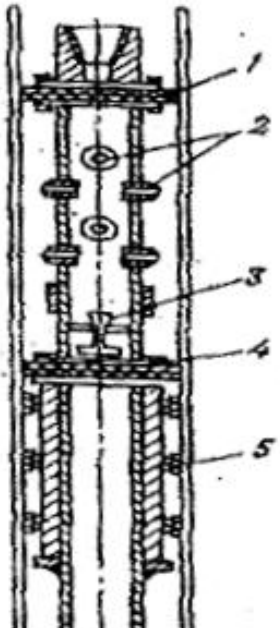


Рис. 12.9. Гидроерш

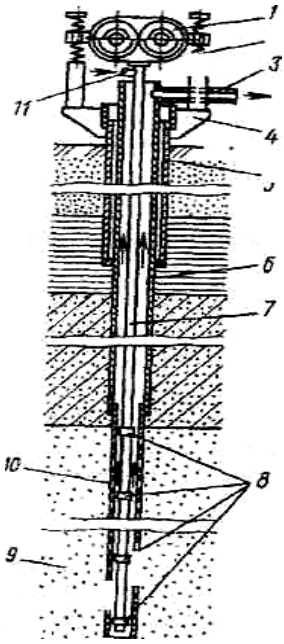


Рис. 12.10. Схема вибрационного метода восстановления водоотдачи водоносных пластов: *1 – вибратор; 2 – амортизационные пружины; 3 – патрубок для вывода со шламом; 4 – опорная рама;* 5 *– обсадная труба; 6 – эксплуатационная труба; 7 – насосно-компрессорная труба; 8 – диски; 9 – водоносная порода; 10 – фильтр скважины; 11 – патрубок для подачи воды или воздуха*

Гидроерши также используют для удаления глинистого раствора из пространства между рабочей частью фильтра и водоносным пластом и размыва глинистой корки. Гидроерш Ф. И. Письменского и И. Р. Мельникова (рис. 12.9) состоит из следующих узлов: верхнего *1* и нижнего *4* поршней с грузом для создания гидравлического удара в рабочей части фильтра, приемного клапана *3*, механического ерша *5* для очистки внутренней поверхности фильтра и гидравлических насадок *2*.

Устройство на бурильных трубах опускают в скважину без верхнего поршня *1* и придают ему возвратно-поступательное перемещение. Нижний поршень с приемным клапаном представляет собой сваб, с помощью которого жидкость перемещается в надпоршневое пространство и создается перепад давления в системе пласт-скважина. С установленным верхним поршнем устройство используется для промывки рабочей поверхности фильтра и стенок скважины в пространстве между поршнями высоконапорными струями воды, выбрасываемыми через гидронасадки.

Импульсные методы освоения скважин заключаются в воздействии ударных волн на вскрытый водоносный пласт. Средства для создания гидроимпульсов давления могут быть самыми различными: вибрации, откачка эрлифтом с прерывателем потока жидкости, электровзрыв, пневмовзрыв, взрыв заряда твердых ВВ, свабирование и т. д.

Вибрационный метод заключается в том, что одновременно с промывкой или откачкой на водоносный пласт и фильтр воздействуют гидравлические импульсы, которые возбуждаются в столбе жидкости рабочим органом (рис. 12.10), представляющим собой трубу *7* с дисками *8*. Рабочий орган совершает продольные колебания с амплитудой 5–10 мм при частоте 10–14 Гц с помощью вибратора. Возникающие перепады давления в пределах 0,2–0,5 МПа достаточны для эффективной разглинизации зоны водоносного пласта и фильтра. Вибрационный метод используется при глубине залегания водоносного пласта до 200 м.

Метод освоения путем возбуждения гидроимпульсов с помощью прерывателя при откачке эрлифтом применяется для освоения водоносных горизонтов в трещиноватых породах. Эрлифт с концентрическим расположением труб опускают в скважину.

Затрубное пространство между эксплуатационной колонной и водоподъемными трубами выше пласта герметизируют пакером. На выходе в трубопроводе для откачиваемой воды монтируют заслонку с приводом, обеспечивающим перекрывание потока с частотой 0,2–1 Гц. В результате на водоносный пласт действуют знакопеременные давления, способствующие раскрытию трещин, очистке их от шлама и глинистого раствора.

Электровзрывной (эпектрогидравлический) метод обработки скважин основан на импульсном выделении электрической энергии в виде искрового разряда. Для реализации метода используются генераторы импульсов тока с накопителем электрической энергии в виде конденсаторной батареи. При высоковольтном электрическом разряде внутри фильтра возникает ударная волна, которая, распространяясь в радиальном направлении, разрушает осадки на поверхности фильтра и стенках скважины.

Последующее движение воды при захлопывании парогазового пузыря вызывает отделение разрушенных осадков и глинистых частиц и их вынос в ствол скважины.

Преимущества эдектровзрывного метода заключаются в возможности многократного воспроизведения электрических разрядов и плавного регулирования гидродинамических параметров путем изменения емкости и напряжения конденсаторов. Недостаток метода – сложность применяемого оборудования.

Пневмовзрывной способ освоения водоносных пластов основан на применении скважинных пневмоснарядов, обеспечивающих быстрый выпуск сжатого до высокого давления (10–12 МПа) воздуха. В результате в жидкости возникают волны давления, разрушающие глинистые и химические осадки на фильтре и стенках скважины. Существенное преимущество пневмовзрывного способа – возможность регулирования частоты и интенсивности выхлопов сжатого воздуха, доступность и

безопасность рабочего тела – воздуха.

Взрыв заряда твердых взрывчатых веществ применяется для освоения водоносных горизонтов, представленных как неустойчивыми, так и крепкими трещиноватыми породами. Возникающая при взрыве ударная волна очищает рабочую поверхность фильтра и, распространяясь далее в пространстве за фильтром, деформирует глинистую зону

водоносного пласта. При разрыве газового пузыря возникает депрессия на пласт, и смесь глинистого раствора с песком устремляется внутрь фильтра. Пульсация газового пузыря способствует интенсивной разглинизации пласта.

Для проведения взрывных работ изготовляют специальные торпеды, представляющие собой цилиндр с центрирующими фонарями. Внутри цилиндра находится заряд взрывчатого вещества.

Для разглинизации водоносных песков в качестве ВВ используется детонирующий шнур. Торпеду опускают в скважину на электрическом кабеле. С помощью электродетонатора торпеда взрывается, и скважина очищается от разрушенной породы.

Свабированиё заключается в том, что при возвратно-поступательном перемещении сваба (поршень *4* с клапаном *3* на рис. 12.9) жидкость порциями перемещается в надпоршневое пространство. В результате создается депрессия на водоносный пласт, вызывающая приток воды из пласта в скважину, очистку фильтра и стенок скважины от глинистой корки, осадков и загустевшего раствора. Свабирование наиболее эффективно при освоении напорных водоносных пластов при глубине их залегания свыше 100 м.

Механические методы освоения водоносных пластов заключаются в разрушении зоны глинизации лопастным расширителем, установленным под башмаком фильтра. Образовавшаяся каверна заполняется гравийной обсыпкой. Для очистки рабочей поверхности фильтра от осадков применяются механические ерши.

Химические методы восстановления водоотдачи. Эти методы широко распространены в отечественной и зарубежной практике. Сущность их заключается в воздействии на фильтр и прифильтровую зону реагентов, растворяющих кольматирующие вещества. Кроме того, реагенты могут воздействовать на

более удаленную зону пласта, формируя в породе новые фильтрационные каналы. В качестве химических реагентов применяют соляную кислоту, глинокислоту (смесь плавиковой и соляной кислот), дитионит натрия $Na_2S_20_4$, триполифосфат натрия $Na._5P_3Oio$ и др.

Наиболее часто применяется солянокислотная обработка пластов, представленных карбонатными породами. В результате химической реакции образуются растворимые в воде соли $CaC1_2$ и $MgCL_2$, которые удаляются из пор и трещин пласта при откачке воды. Для разглинизации используется 10–15 %-ный раствор НО, нагнетаемый в скважину по трубам, перфорированным в нижней части. Химическая обработка закольматированных водоносных горизонтов может осуществляться по трем технологическим схемам: создание реагентной ванны в водоприемной части скважины; обработка прифильтровой зоны с однократным вытеснением реагентного раствора из ствола в пласт; многоцикличная схема с периодическим перемещением раствора от ствола в прифильтровую зону и в обратном направлении.

Для химической обработки скважин используется типовое химическое оборудование (резервуары, насосы), защищенное специальными покрытиями. Работы с химическими реагентами ведутся после инструктажа по технике безопасности в спецодежде: резиновый костюм, перчатки, сапоги, противогаз. Химическую обработку скважины следует выполнять в строгом соответствии с проектом работ и требований охраны природы.

Физико-химические методы восстановления водоотдачи. К этой группе относятся термореагентный, кислотоструйный, вибро-реагентный, термовиброреагентный и другие методы.

Термореагентный метод основан на интенсификации процесса растворения кольматирующих соединений путем использования разогретого раствора, поступающего в водоприемную часть скважины. При солянокислотной обработке в качестве термореагента (вещество, взаимодействующее с химическим реагентом с выделением тепла) обычно используется металлический магний.

Кислотоструйный метод основан на сочетании химической активности реагента и действия струи химического раство-

ра, выбрасываемых с большой скоростью из гидромониторных насадок. Кислотоструйная обработка применяется в скважинах с открытой (бесфильтровой) водоприемной частью.

Виброреагентный метод основан на одновременном воздействии химической активности реагента и вибрационного воздействия на прифильтровую зону. В результате интенсифицируется процесс растворения в зоне контактирования реагента с кольматантом. Технологическая схема декольматации этим методом заключается в том, что в скважину, оборудованную вибратором с рабочим органом обычного типа (см. рис. 12.10), через устье подается реагентный раствор, затем осуществляется вибрирование. Применение виброреагентного метода позволяет увеличить удельные дебеты скважин в 1,5–1,7 раза. Метод весьма перспективен для широкого использования в практике восстановления водоотдачи водозаборных скважин.

Термовиброреагентный метод усиливает эффект применения виброреагентной обработки скважин за счет подогрева реагентного раствора в призабойной части до температуры 60–80 °С. Подогрев осуществляется скважинными электронагревателями или с помощью термореагентов.

Пневмореагентный метод представляет собой рациональное сочетание химической обработки и пневмовзрыва. В результате пульсирующее воздействие газовой полости на закольматированную зону дополняется растворяющим воздействием химического реагента.

12.7. Приборы для гидрогеологических исследований в скважинах

При бурении и откачках в скважинах отбирают пробы, измеряют уровень, температуру и дебит воды. Пробы воды отбирают пробоотборниками, использование которых дает возможность установить химический и газовый состав воды в любой точке скважины.

Для отбора проб воды и растворенного в ней газа используют бесклапанные поршневые пробоотборники ППБ, двухклапанные герметичные пробоотборники ПГ и др. Объем отбирае-

мой пробы составляет 2,5–3 л.

Уровень воды в скважине измеряют хлопушками, световыми датчиками, электроуровнемерами. Хлопушка представляет собой корпус с торцовой полостью и ушком, опускаемым в скважину на мерном шнуре. При контакте торца прибора с водой раздается характерный хлопок.

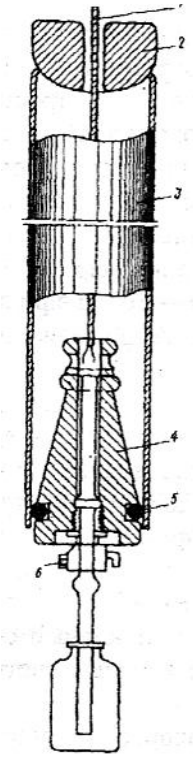


Рис. 12.11. Глубинный пробоотборник ГТП

Световой датчик имеет корпус, внутри которого размещены лампочка и батарейка, снизу контактирующая с легким полым шариком. В момент достижения датчиком уровня воды шарик всплывает, перемещая батарейку вверх и замыкая ее контакты с лампочкой. Длина мерного шнура в момент появления света укажет уровень воды.

Электроуровнемер (рис. 12.12) представляет собой контактный стержень *2*, опускаемый в скважину с помощью гидрогеологической рулетки *4* на одножильном кабеле *3* с мерными метками. В электрическую цепь входят также батарейка *5*, лампочка *6* и второй токопровод, соединенный с обсадной колонной *1*. При контакте стержня с водой электрическая цепь замыкается.

Пробоотборник ГТП (рис. 12.11) представляет собой поддон *4* с кольцевым уплотнением *5*, имеющий осевой канал, перекрываемый краном *6*. Поддон опускается в скважину на мерном тросике *1* на требуемую глубину. Затем с поверхности последовательно сбрасывают корпус *3* и пробку *2*, изолирующие воду в приборе от боковой поверхности и верхнего торца. Пробоотборник поднимают на поверхность, поворотом крана вода из прибора сливается, образуя пробу.

В результате загорается лампочка, а длина кабеля в этот момент показывает положение уровня воды.

Уровнемеры марок УЭ и ПУ имеют диапазон измерений от 0–50 до 0–500 м при допустимой погрешности от ±0,2 до ±0,3 см.

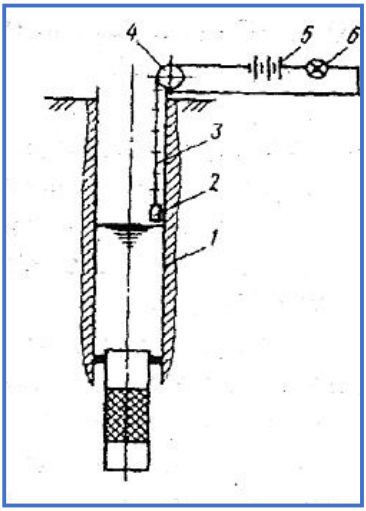


Рис. 12.12. Схема работы электроуровнемера

Описанные уровнемеры относятся к приборам дискретного действия. Непрерывное измерение уровня воды осуществляется пневматическими, мембранными, поплавковыми, звукометрическими, пружинно-поршневыми уровнемерами.

Заслуживает внимания уровнемер УГ-2М, разработанный в Екатеринбургском горном институте совместно с трестом «Востокбурвод» и используемый для регистрации режима откачки по изменению динамического уровня воды. В комплект уровнемера входят скважинный снаряд, наземный каротажный регистратор для непрерывной записи изменения уровня и лебедка с двухжильным каротажным кабелем. Уровнемер УГ-2М обеспечивает измерение уровня воды в диапазоне 0–100 м при погрешности измерения 0,5 % от верхнего предела. Диаметр скважинного снаряда составляет 50 мм.

Температуру воды в скважине измеряют ртутными термометрами, показания которых в момент отсчета мало отличаются от температуры измеряемой жидкости. Существуют также электрические термометры, позволяющие вести непрерывную регистрацию температуры воды в скважине с передачей соответствующей информации на наземный пульт и записью самописцем на диаграмме. Погрешность измерения температуры указанными приборами составляет ±0,5 °С.

Дебит гидрогеологических скважин измеряют следующими способами: объемным, методом водослива, с помощью водяных счетчиков и диафрагменных расходомеров.

Объемный способ измерения дебита широко распространен

и заключается в фиксировании времени t наполнения откачиваемой водой сосуда измеренного объема V. Дебит $Q=V/t$. Для уменьшения погрешности измерения объем емкости должен быть таким, чтобы при ожидаемом дебите она заполнялась водой не менее чем за 1 мин.

Метод водослива заключается в измерении средней скорости $v_{ср}$ движения откачиваемой воды по желобу и площади поперечного сечения потока F. Дебит $Q = v_{ср}F$.

Принцип работы водяных счетчиков основан на измерении частоты вращения крыльчатки, помещенной в трубопровод. Предварительно с помощью объемного метода строят тарировочную кривую вида $Q=f(n)$.

Принцип работы диафрагменного расходомера основан на измерении перепада давления Δh в потоке воды до и после гидравлического сопротивления (диафрагмы), помещенной в трубопровод. Предварительно строят тарировочную кривую вида $Q=f(\Delta h)$.

Контрольные вопросы к главе XII

1. Выбрать и обосновать способ бурения скважины на воду, если проектная глубина скважины 8,0 м, ожидаемый дебит 180 м^3/ч, водоносный пласт – безнапорный, разрез представлен песчано-глинистыми породами.
2. Основные отличия конструкций скважин на воду при ударно-канатном и вращательном бурении.
3. Выбрать тип водоподъемника, если из скважины откачивается чистая вода с дебитом 130 м^3/ч при динамическом уровне воды 80 м.
4. Выбрать способ вскрытия пласта, если глубина залегания водоносного пласта 800 м, ожидаемый дебит 150 м^3/ч; водоносный пласт – высоконапорный (ожидается самоизлив).
5. Сущность импульсных методов освоения пластов.
6. Сущность метода разглинизации водоносных пластов обрат-новсасывающей промывкой.
7. Сущность химических методов восстановления водоотдачи водоносных пластов.
8. Методы и приборы, которыми замеряют дебит скважины.

Глава XIII. ОРГАНИЗАЦИЯ БУРОВЫХ РАБОТ

Основанием для проектирования геолого-разведочных работ является установленное вышестоящей организацией геологическое задание на конкретный объект работ.

На каждое геологическое задание составляется единый проект, в котором предусматриваются все виды работ (буровые, гидрогеологические, лабораторные, строительные, транспортные и т. д.).

Проект состоит из геолого-методической и производственно-технической частей. Приложением к проекту является смета затрат.

Геолого-методическая часть проекта включает следующие разделы: геологическое задание, географо-экономическая характеристика объекта работ; обзор, анализ и оценка ранее проведенных работ; геологическая, гидрогеологическая и геофизическая характеристика объекта работ; методика и объемы проектируемых работ; подсчет ожидаемого прироста (перевода) запасов полезного ископаемого.

Производственно-техническая часть проекта детально освещает организацию производства, техническое вооружение, выбор технологии производства для всех видов геолого-разведочных работ, транспортное и энергетическое обеспечение, средства связи, строительство временных зданий, сооружений, дорог и т. д.

Одновременно с разработкой производственно-технической части проекта составляется смета на геолого-разведочные работы, в которой на основании нормативов затрат определяется полная стоимость всех проектируемых работ в расчетных нормативных ценах (сметная стоимость). Проекты и сметы рассматриваются на техническом (научно-техническом) совете геологической организации и утверждаются руководителем.

13.1. Геолого-техническая документация при проектировании и проведении буровых работ

Сроки начала и окончания буровых работ планируются, исходя из необходимости выполнения задания с учетом производственных возможностей организации, проводящей работы, конкретных природных и геолого-технических условий.

На основе имеющейся проектно-сметной документации рассчитываются объемы буровых работ, и разрабатывается проект плана организационно-технических мероприятий, обеспечивающих выполнение указанных физических объемов. План организационно-технических мероприятий – это определение путей, методов и средств для достижения поставленной цели (выполнения задания). При составлении плана детально изучаются площади, на которых будут буриться скважины, учитываются возможные трудности и осложнения. Важной задачей является выбор бурового оборудования и технологического инструмента, обеспечивающих максимальную производительность и низкую стоимость работ. Решаются вопросы материально-технического снабжения. Составляется график очередности бурения скважин и перемещения буровых установок. После рассмотрения на научно-техническом совете план организационно-технических мероприятий утверждается руководством и становится обязательным для выполнения.

Организация, проводящая работы, планирует буровым бригадам объем бурения в метрах с разбивкой по кварталам и месяцам.

Технологическим руководством для буровой бригады, ведущей проходку скважин, является геолого-технический наряд. Форма геолого-технического наряда (ГТН) зависит от целевого назначения и способа бурения скважин.

Выше (гл. IV, гл. V, гл. VIII) приведены формы ГТН для колонкового бурения на твердые полезные ископаемые, роторного и ударно-канатного бурения скважин на воду. Геолого-технический наряд включает геологическую и техническую части. В геологической части указывается геологический разрез, описание и категория пород по буримости, мощность слоев; в технической части приводятся конструкция скважины, типы

породоразрушающих инструментов, плановый выход керна и интервалы отбора шлама (если они предусмотрены заданием), параметры режима бурения, интервалы и методы цементирования, технико-технологические средства проводки скважин по проектной траектории (при направленном бурении), технология вскрытия, опробования и освоения водоносных пластов (при бурении гидрогеологических скважин). При проведении буровых работ любые отклонения от проекта должны отражаться в ГТН и утверждаться руководством.

В процессе проходки скважин на твердые полезные ископаемые каждая смена буровой бригады ведет буровой журнал, в котором фиксируются описание пробуренных пород, количество пробуренных и обсаженных за смену метров, выход керна и другие, выполненные за смену работы. Заложение и ликвидация скважин оформляется соответствующими актами. В случае возникновения аварии составляется план ее ликвидации. Кроме того, на буровой должен быть журнал по технике безопасности, который содержит замечания и предписания, направленные на безопасное ведение работ.

Геолого-техническая документация при сооружении скважин на воду имеет свои особенности. Основанием для разработки проекта водозаборной скважины служит письмо заказчика, утвержденное задание на проектирование с обоснованной потребностью в воде, акт выбора участка для сооружения скважины, выкогшровка из генерального плана объекта, подлежащего водоснабжению, с нанесением всех существующих и проектируемых скважин, согласование условий водопользования с органами геологической службы, разрешение на специальное водопользование, выдаваемое органами по регулированию, использованию и охране вод.

При выборе места заложения скважины должны учитываться санитарные, экономические и геологические требования. Санитарные требования заключаются в недопустимости загрязнения подземных вод поверхностными стоками, экономические – в максимальном приближении скважины к потребителю, геологические – в исключении возможности взаимодействия проектируемой скважины с действующими скважинами или подса-

сывании вод из неиспользуемых минерализованных водоносных пластов.

После получения исходных данных составляют технический проект на сооружение скважинного водозабора подземных вод. Проект состоит из пояснительной записки, специальной и технологической частей, схемы устройства и расчета зоны санитарной охраны, графического оформления и сметной документации. Пояснительная записка включает введение, геоморфологическую, геологическую и гидрогеологическую характеристики района и выводы. В этой части проекта на основе анализа и оценки всех факторов обосновывается целесообразность бурения скважин и рекомендуется к эксплуатации перспективный водоносный горизонт.

В специальной части дается предварительный разрез, обосновываются способ бурения, конструкция скважины, комплекс геофизических и гидрогеологических исследований, расчетно-эксплуатационная производительность скважины. В технологической части обосновывается выбор буровой установки, оборудования и инструмента для сооружения проектируемой скважины, разрабатывается технология бурения, вскрытия и освоения водоносного горизонта, режимы прокачки и пробной откачки, рекомендуются типы водоподъемных установок. В следующей части проекта приводится расчет размеров зон санитарной охраны строгого режима (1-й пояс) и ограничений (2-й пояс).

Графическая часть проекта включает геолого-технический разрез, схемы монтажа водоподъемного оборудования и обвязки устья скважины, конструкцию ограждения и генплан участка заложения скважин с нанесенными границами зоны санитарной охраны.

Сметная часть проекта составляется на основе проектных данных по сборникам, ценникам и другим действующим нормативным документам. Разработанная проектно-сметная документация подлежит согласованию с органами санитарного надзора и органами по регулированию, использованию и охране вод. После указанных согласований выдается разрешение на бурение проектируемых скважин. На основании утвержденной проектно-сметной документации с заказчиком заключается договор на

сооружение водозабора с приложением особых условий и графика работ.

При сооружении гидрогеологических скважин в буровом журнале обязательно фиксируется: глубина залегания водоносного пласта, описание пород и их категория по буримости, положение уровня воды в скважине в начале и конце смены, характер поглощения, виды работ и затраты времени на их выполнение, количество пробуренных и обсаженных за смену метров, параметры промывочной жидкости.

Параллельно с буровым журналом оформляют промежуточные акты на спуск обсадных колонн, цементирование, установку фильтра и водоподъемника. Соответствующие документы составляют на ликвидацию осложнений и аварий. При проходке водоносных пластов отбирают пробы в объеме 1000 $см^3$ желонками или грунтососами для определения гранулометрического состава водоносной породы.

По окончании всех работ по бурению скважину опробуют откачкой для определения ее дебита, установления химико-бактериологических свойств воды и подготовки к постоянной эксплуатации. Скважина принимается в эксплуатацию с оформлением соответствующего акта комиссией с обязательным участием в ней представителей заказчика, подрядчика, акимата и санэпидстанции. На основании акта приема-сдачи скважины составляют акт-процентовку на фактически выполненные работы.

На основании первичной документации, ведущейся при сооружении скважины, составляют исполнительную документацию, включающую паспорт и учетную карточку водозаборной скважины. В паспорте содержится акт приема-сдачи скважины в эксплуатацию, геолого-технический разрез скважины, результаты откачки, химико-бактериологический анализ воды, заключение по эксплуатации скважины, электрокаротажные диаграммы с заключением об интервале залегания водоносных пластов и инструкция по эксплуатации скважины. Учетные карточки заполняют по типовым формам и высылают в геологические фонды и вышестоящую организацию.

13.2. Организация работ при бурении

Сооружение скважин осуществляется по утвержденным проектам. Выполнение предписаний геолого-технического наряда (ГТН) является обязательным для буровой бригады, сооружающей скважину. Буровая бригада состоит их 4-х вахт и работает круглосуточно. Широко распространена форма организации труда по графику "12 через 12" (12 ч работы через 12 ч отдыха). По этому графику 2 вахты работают в течение недели, а 2 вахты в это время отдыхают на базе буровой организации. Возможны и другие формы вахтового метода.

Состав бригады зависит от применяемой буровой техники, выбор которой в свою очередь зависит от глубины и диаметров сооружаемой скважины. Обычно при бурении скважин глубиной до 1000 м в составе бригады 9 человек (в вахте по 2 человека), а при глубине скважин более 1000 м – 13 человек (в вахте по 3 человека).

Возглавляет бригаду буровой мастер, который несет ответственность за эффективную и качественную работу по сооружению скважины, создание безопасных условий труда, организацию быта и отдыха членов бригады.

Бурильщик обеспечивает бесперебойную работу установки, соблюдение заданной технологии бурения, кондиционный выход керна и выполнение других работ, связанных с сооружением скважины. Бурильщик в течение смены несет полную ответственность за выполнение инструкции по технике безопасности, выполняет все указания геологического надзора и бурового мастера, направленные на качественное выполнение работ.

Помощник бурильщика по указанию бурильщика выполняет все работы, связанные с бурением и спускоподъемными операциями, участвует в приготовлении промывочной жидкости, монтаже, демонтаже и ремонте станка, устранении аварий, обслуживает двигатели внутреннего сгорания (ДВС).

Буровое оборудование размещают по типовым схемам в зависимости от типа применяемой установки. Точку заложения скважины определяют по координатам, указанным в проекте. Расстояние от буровой установки до жилых и производственных помещений и дорог должно быть не менее полуторной высоты

ее мачты. В стесненных условиях (территория населенных пунктов, предприятий и т. д.) допускается размещать установку на меньшем расстоянии, но при этом проводят дополнительные мероприятия по безопасному ведению работ (установка дополнительных растяжных канатов, ограждений, сигнального освещения и т. д.).

Перед монтажом буровой установки размечают площадку под оборудование, инструмент и материалы. Вокруг буровой установки в радиусе 50 м должна быть выкошена трава, а территория очищена от пожароопасных материалов. При размещении установки на территории предприятий или населенных пунктов рабочая площадка должна быть ограждена, должен быть обеспечен свободный доступ транспортных и погрузочных средств к местам размещения инструментов и материалов.

Земляные работы выполняют, как правило, механизированным способом (шурфобуром, экскаватором и т. д.). Объем котлованов для промывочной жидкости должен быть не менее полуторного объема скважины. Погрузочно-разгрузочные работы следует проводить механизированным способом с использованием средств малой механизации. Все смонтированное оборудование должно иметь защитные заземления. Члены буровой бригады в соответствии с графиком выполняют планово-предупредительный ремонт бурового оборудования и ежесменно смазывают механизмы и узлы буровой установки. Чрезвычайно важно квалифицированно, качественно и в срок решать вопросы снабжения буровой необходимыми материалами и запасными частями, а также вопросы социальной сферы (организация отдыха, быта и питания рабочих).

Оперативное управление технологическим процессом сооружения скважин значительно повышается при использовании диспетчерской службы. Наличие радиосвязи с буровыми бригадами делает диспетчерскую службу весьма оперативной системой управления. Диспетчерская система позволяет выяснить состояние буровых работ, обеспеченность материальными ресурсами, оперативно контролировать выполнение основных плановых показателей, перераспределять материально-технические ресурсы в случае возможных осложнений, аварий,

простоев и оказывать при необходимости квалифицированную помощь буровым бригадам.

13.3. Охрана природы при производстве буровых работ

Охрана окружающей среды и рациональное использование природных ресурсов – одна из важнейших проблем нашего времени. В Республике Казахстан работу в этом направлении возглавляет Министерство экологии и природных ресурсов. В обязанности геологической службы входят максимальное восстановление и сохранение окружающей природы и недр, нарушенных при проведении геологоразведочных работ. Необходимо принимать тщательные меры по предупреждению пожаров, неоправданных порубок леса, потрав посевов, загрязнения земельных участков, поверхностных и подземных вод.

При проектировании буровых работ в обязательном порядке разрабатывают мероприятия по охране природы. При планировании площадки для размещения бурового оборудования верхний плодородный слой земли срезают и складируют. Смонтированное буровое оборудование должно обеспечивать пожарную безопасность. В процессе бурения не допускается загрязнять землю продуктами использованных горюче-смазочных материалов, промывочными жидкостями, химическими реагентами. Указанные отходы надо собирать и захоронять на глубину не менее 2 м. Место захоронения должно обеспечить надежную локализацию и изоляцию отходов от подземных вод.

После окончания бурения поисково-разведочных скважин проводят их ликвидационный тампонаж, основной целью которого является устранение возможности перетока подземных вод, вскрытых стволом скважины после извлечения обсадных труб. Неглубокие скважины, ствол которых не вскрыл водоносные пласты, заливают густым глинистым раствором. Скважины, вскрывшие слабонапорные водоносные пласты, тампонируют глиной, доставляемой на забой колонковым набором, с последующим уплотнением. Скважины, вскрывшие высоконапорные пласты, вызывающие самоизлив, заливают цементным раствором. Предварительно из них извлекают обсадные трубы, а

для исключения фонтанирования скважину заглушают утяжеленным раствором. Цементирование осуществляется через бурильные трубы, которые по мере заполнения ствола цементным раствором поднимают.

На устье скважины ставят репер, на котором указаны номер скважины, ее глубина, название организации и дата окончания бурения. При демонтаже бурового оборудования засыпают котлованы (отстойники, приемные емкости и т. д.), рекультивируют землю. При сооружении разведочно-экспдуатационных н эксплуатационных скважин следует тщательно цементировать обсадные колонны с целью изоляции водоносных пластов. Особое внимание уделяется надежной изоляции водоносного пласта, намеченного к эксплуатации.

Для исключения поверхностных загрязнений водозаборные скважины должны иметь зоны санитарной охраны, состоящие из двух поясов. Назначение первого пояса зоны (пояс строго режима) – ограждение водозабора от непосредственного попадания поверхностных и грунтовых вод и загрязнений, обусловленных деятельностью людей. Для надежно защищенных с поверхности водоносных пластов расстояние первого пояса от водозабора составляет не менее 30 м, для незащищенных горизонтов – не менее 50 м. Во втором поясе (зоне ограничений) ограничивается деятельность людей, которая может повлечь за собой ухудшение воды эксплуатируемого водоносного горизонта. Границы второго пояса устанавливают, исходя из санитарных и гидрогеологических условий, и определяют расчетом.

Скважины, не пригодные к эксплуатации, ликвидируют путем санитарно-технической заделки. Последовательность работ следующая: ствол прорабатывают долотом на всю глубину, освобождают от ила и посторонних предметов, чистят от коррозии металлическими щетками. Скважину промывают до осветления воды, проводят дезинфекцию раствором хлорной извести, доставляемым по бурильным трубам в интервал водоприемной части скважины; Затем водоприемную часть засыпают песчано-гравийной смесью, поверх которой на высоту не менее 10 м заливают песчано-цементным раствором. На ликвидацию скважины составляют соответствующий акт.

Контрольные вопросы к главе XIII

1. Документы, служащие основанием для производства буровых работ.
2. Состав и содержание проекта при сооружении скважин на твердые полезные ископаемые и воду.
3. Документы, оформляемые в процессе проходки скважины.
4. Мероприятия, осуществляемые при сооружении водозаборных скважин с целью исключения загрязнения подземных вод.
5. Последовательность работ по ликвидации скважин.
6. Сущность организации работы буровой бригады по вахтовому методу.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. *Бейсебаев А.М., Туякбаев Н.Т., Федоров Б.В.* Бурение скважин и горно-разведочные работы: Учебник. –М.: Недра, 1990. 303 с.

2. Ребрик Б.М. Справочник по бурению инженерно-геологических скважин. –М.: Недра, 1983. 252 с.

3. *Башкатов Д.Н., Драхлис С.Л. и др.* Специальные работы при бурении и оборудовании скважин на воду. –М.: Недра, 1983. 227 с.

4. Справочник инженера по бурению геолого-разведочных скважин. // Под ред. *Козловского Е.А.* Т. 1, 2. –М.: Недра, 1984. 815 с.

5. *Шамшев Ф.А., Тараканов С.И., Кудряшов Б.Б. и др.* Технология и техника разведочного бурения. –М.: Недра, 1983. 626 с.

6. *Туякбаев Н.Т., Федоров Б.В.* Теория формирования и технические средства отбора керна из скважин. –Алма-Ата: Наука, 1988. –62 с.

7. *Федоров Б.В.* Бурение и оборудование гидрогеологических . скважин: Учеб. пособие. –Алма-Ата: КазПТИ, 1989. –94 с.

8. *Бабин Ю.Л., Федоров Б.В.* Буровые и горные работы: Учеб. пособие. –Алма-Ата: КазПТИ, 1991. –125 с.

9. *Танатаров Т.Т., Утегенов Д.К. и др.* Буровое оборудование для производства геолого-разведочных работ: Учеб. пособие. –Алматы: КазНТУ, 1998. 139 с.

10. *Лиманов Е.Л.* Направленное бурение – новый способ разведки месторождений полезных ископаемых: Учеб. пособие. –Алма-Ата: КазПТИ, 1984. –95 с.

11. *Копылов В.Е., Артюшкин В.Н.* Исследование стенок скважин при бурении: Учеб. пособие. –Тюмень: ТГУ, 1981. –102 с.

12. *Танатаров ТТ., Билецкий М.Т.* Основы научных исследований и оптимизации в бурении: Учебник. –Алматы: РИК, 1998. –227 с.

13. *Михайлова Н.Д.* Техническое проектирование колонкового бурения. –М.: Недра, 1985. 199 с.

14. *Сулакшин С. С.* Направленное бурение: Учебник. –М.: Недра, 1987. –271 с.

15. Патентно-техническая политика фирмы «Атлас-Копко» (Швеция) в области геолого-разведочного оборудования и инструмента. // Сб. Техника и технология геолого-разведочных работ; организация производства, обзор. –М.: ОЦНТИ ВИЭМС, 1985. –105 с.

16. Технические средства. для бурения инженерно-геологических скважин за рубежом. // Сб. Техника и технология геолого-разведочных работ; организация производства, обзор. –М.: ОНТИ ВИЭМС, 1985. –63 с.

17. *Горшков Л.К., Мендыбаев Т.Н.* Разведочное бурение с гидроизвлечением кероноприемника. –С-Пб.: Недра, 1994. –158 с.

18. *Кабдулов С.З.* Технология пневмоударного бурения с отбором керна. –Алматы: Олке, 1996. –158 с.

19. *Кудряшов Б.Б., Кирсанов А.И.* Бурение геолого-разведочных скважин с применением воздуха. –М.: Недра, 1990. –262 с.

20. *Кирсанов А.К, Зиненко В.П., Кардыш В.Г.* Буровые машины и механизмы: Учебник. –М.: Недра, 1981. –447 с.

21. *Лиманов Е.Л., Страбыкин И.Н., Елизаров ММ.* Направленное бурение разведочных скважин. –М.: Недра, 1978. –314 с.

22. *Морозов ЮЛ.* Бурение направленных и многоствольных скважин малого диаметра. –М.: Недра, 1976. –211 с.

23. *Федоров Б.В., Туякбаев Н.Т.* Классификация современных способов бурения скважин. //Сб. Повышение эффективности технологии и техники бурения скважин. –Алма-Ата: КазПТИ, 1988. –93 с.

24. Шнековое бурение. //Сб. ОНТИ МГиОН СССР, 1960. –89 с.

25. *Квашнин Г.П.* Технология вскрытия и освоения водоносных пластов. –М.: Недра, 1987. –246 с.

26. *Музапаров М.Ж.* Управление искривлением скважины: Учеб. пособие. –Алматы: КазНТУ 2000. –99 с.

27. Справочник по бурению геолого-разведочных скважин. –С-Пб.: Недра, 2000. –712 с.

28. *Федоров Б.В., Ратов Б.Т., Кудайкулова Г.А., Отебаев М.* Совершенствование алмазных коронок для бурения твердых пород. Сб. «Породоразрушающий инструмент техника и техно-

логия его изготовления и применения» Киев: изд. ИСМ, 2013, с. 26-32

29. *Нескромных В.В., Калинин А.Г.* Направленное бурение. –М.: центр МТП нефтегаз, 2008, С. 382.

30. *Ганджумян Р.А., Калинин А.Г., Сердюк Н.И.* Расчеты в бурении. Справочник. –М.: РГГРУ, 2007. С. 668.

31. *Сердюк Н.И., Куликов В.В., Тунгусов А.А. и др*. Бурение скважин различного назначения. –М.: РГГРУ, 2007. С.624.

32. *Кудайкулов С.К.* Бурение скважин в сложных условиях снарядами со съемными керноприемниками (ССК) Алматы: КазНТУ, 2010. С. 246.

33. *Заурбеков С.А., Федоров Б.В.* Направленное бурение скважин. Аматы: КазНТУ, 2010. С. 240.

34. *Соловьев Н.В., Чихоткин В.Ф., Богданов Р.К. и др*. Ресурсосберегающая технология алмазного бурения в сложно геологических условиях. – М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 1997. С. 329

35. *Федоров Б.В., Коргасбеков Д.Р.* Влияние трещиноватости горных пород на процессе колонкового бурения. International scientific and practical conference. Rost Publishing, Dubai. 2015. pp. 139-146.

36. *Ганджумян Р.А., Тунгусов А.А., Минаков С.И.* Наземные буровые машины, механизмы и сооружения. –М.: РГГРУ. 2016. С. 190.

37. *Булгаков Е.С., Арсентьев Ю.А., Ганджумян Р.А.* Грузоподъемные устройства, механизмы вращения и подачи буровых установок. –М.: РГГРУ, 2007. С. 419

38. *Сулакшин С.С*. Бурение геологоразведочных скважин. –М.: Недра, 1990. С. 302

39. *Сулакшин С.С*. Способы, средства и технология получения представительных образцов пород и полезных ископаемых при бурении геологоразведочных скважин. –Томск: НТЛ. 2000. –С. 248.

40. *Кудайкулов С.К.* Алмазные буровые коронки высокостойкости. Сб. IV Междун. конф. «Ресурсовоспроизводящие, малоотходные и природосберегающие технологии освоения недр» –Москва-Караганда, 2007. –С. 51–55.

41. *Кудайкулов С.К.* Пути повышения информативности и производительности колонкового бурения скважин. Материалы VII межд. конф. «Новые идеи в недрах о земле» –М.: РГГРУ, Т.3., 2015. –С. 282–286.

42. *Ракишев Б.Р., Федоров Б.В.* Техника и технология сооружения геотехнологических скважин. –Алматы: КазНТУ, 2013. –С. 353.

43. *Федоров Б.В*. Бурение скважин в сложных условиях. –Алматы: изд. КОУ, 2013. –С. 162.

44. *Башкатов Д.Н.* Оптимизация процесса бурения. –Н.Новгород: Росбурмаш, 2006. –С. 331.

45. *Аршидинова М.Т., Федоров Б.В.* Направленное бурение: Учеб. пособие. –Алматы: КазНТУ, 2015. – С. 1–103.

ОГЛАВЛЕНИЕ

Введение…….. 3
Глава I. Классификация скважин и способы их бурения… 7
1. Элементы скважины……... 7
2. Определение пространственного положения скважины 8
3. Классификация скважин по целевому назначению……. 10
4. Производственный цикл сооружения скважин и основные рабочие операции при бурении……..... 12
5. Способы разрушения горных пород……. 12
6. Удаление продуктов разрушения горных пород при бурении скважин…….. 16
7. Способы закрепления неустойчивых стенок скважин… 21
8. Основные понятия техники и технологии процесса сооружения скважин……... 23
Глава II. Свойства горных пород и их влияние на процессы сооружения скважин……..... 28
2.1. Физико-механические свойства горных пород…… 28
2.2. Виды разрушения горных пород при бурении……. 35
2.3. Буримость горных пород…… 36
Глава III. Промывка скважин……. 41
3.1. Виды промывочных жидкостей и их назначение…… 41
3.2. Глинистые растворы и их свойства……..... 41
3.3. Регулирование свойств буровых растворов…….. 47
3.4. Специальные промывочные жидкости…….. 50
3.5. Приготовление промывочных жидкостей……. 53
3.6. Очисткапромывочных жидкостей от продуктов разрушения……..…….. 57
Глава IV. Роторное бурение……... 60
4.1. Сущность роторного бурения……. 60
4.2. Технологический инструмент роторного бурения…... 62
4.3. Забойные механизмы вращения долота……. 73
4.4. Вспомогательный инструмент для роторного бурения……..... 77
4.5. Установки роторного бурения…… 79

4.6. Технология роторного бурения с прямой промывкой и продувкой……. 96
4.7. Роторное бурение с обратной промывкой…….…… 103
Глава V. Колонковое бурение…… 109
5.1. Область применения колонкового бурения……... 109
5.2. Технологический инструмент колонкового бурения... 111
5.3. Вспомогательный инструмент и механизмы для спускоподъемных операций……... 120
5.4. Буровые установки колонкового бурения……. 122
5.5. Технология колонкового бурения…….. 132
5.6. Бурение с гидротранспортом керна……... 144
5.7. Основные положения методики проверочных расчетов бурового оборудования……..…….. 147
5.8. Бурение по полезному ископаемому и мероприятия по повышению выхода керна……. 150
Глава VI. Направленное бурение……... 165
6.1. Причины искривления скважин…….…… 165
6.2. Измерение искривления скважин …….……. 170
6.3. Область применения и основные положения методики проектирования направленного бурения……. 175
6.4. Средства направленного бурения…….. 187
6.5. Способы и средства бурения многоствольных скважин… 194
6.6. Средства ориентирования отклонителей при направленном бурении……..…..... 195
Глава VII. Ударно-вращательное бурение, предупреждение и ликвидация аварий……..... 199
7.1. Ударно-вращательное бурение с применением гидроударников…….…….. 199
7.2.Ударно-вращательное бурение с применением пневмоударников ……..…. 204
7.3. Причины аварий и их предупреждение…… 208
7.4. Инструмент и методы ликвидации аварий…… 209
Глава VIII. Крепление и тампонирование скважин……. 215
8.1. Конструкция скважин колонкового бурения…..……... 215
8.2 Конструкция скважин на жидкие полезные Ископаемые……. 217
8.3. Оборудование и технология спуска, обсадных колонн 221

8.4. Цель и задачи тампонирования……. 222
8.5. Тампонажные материалы…….……... 223
8.6. Тампонирование скважин глиной…….……. 225
8.7. Цементирование скважин…..…….. 225
Глава IX. Ударно-канатное бурение……. 229
9.1. Сущность ударно-канатного бурения……... 229
9.2. Технологический инструмент ударно-канатного бурения. 231
9.3. Вспомогательный инструмент ударно-канатного бурения… 236
9.4. Установки ударно-канатного бурения…….…….. 238
9.5. Подготовительные работы и забуривание скважин… 239
9.6. Технология ударно-канатного бурения……..… 241
9.7. Причины аварий, их предупреждение и ликвидация.. 250
Глава X. Бурение неглубоких скважин……. 254
10.1. Пенетрационное бурение……..……... 254
10.2. Вибрационное бурение……...……... 257
10.3. Вращательное шнековое бурение……..…….. 262
10.4. Ударно-канатное бурение неглубоких скважин…..... 271
10.5. Комбинированное бурение неглубоких скважин..… 275
10.6. Геологическая документация и отбор проб при бурении неглубоких скважин……...… 283
Глава XI. Оборудование водозаборных скважин…… 288
11.1. Фильтровая водоприемная часть скважин…...……... 288
11.2. Бесфильтровая водоприемная часть скважины…….. 301
11.3. Водоподъемники…… 304
Глава XII. Способы бурения, вскрытия, опробования и освоения скважин на воду……... 314
12.1. Способы бурения скважин на воду……...……... 314
12.2. Конструкции скважин на воду при вращательном и ударно-канатном бурении……... 316
12.3. Методика проектирования конструкции скважин на воду…….. 320
12.4. Техника, и технология бурения вмещающих пород и вскрытия водоносных горизонтов…….. 332
12.5. Опробование водоносных горизонтов…..…….. 336
12.6. Освоение водоносных пластов……..…….. 341
12.7. Приборы для гидрогеологических исследований в скважинах…….……. 348

Глава XIII. Организация буровых работ…….. 352
13.1. Геолого-техническая документация при проектировании и проведении буровых работ……..… 353
13.2. Организация работ при бурении…….. 357
13.3. Охрана природы при производстве буровых работ… 359
Библиографическое описание…… 362

Учебное издание

Борис Владимирович Федоров

БУРЕНИЕ СКВАЖИН

Учебник

Нач. РО УИЦ *З.А. Губайдулина*
Редактор *Г.М. Дюсенбаева*
Компьютерная верстка *Л.Т. Касжанова*

Подписано в печать 15.02.2016 г.

Тираж 300 экз. Формат 60x84 1/16. Бумага типографская № 1.
Уч. изд. л. 23,1. Усл.п.л. 21,5. Заказ № 687. Цена договорная

Издание Казахского национального исследовательского
технического университета имени К. И. Сатпаева

Учебно-издательский центр КазНИТУ
г. Алматы, ул. Сатпаева, 22

ISBN 978-601-228-921-3

