

А. С. ЮШКОВ, Е. Л. СЕРИК

БУРЕНИЕ
ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНЫХ
СКВАЖИН



МОСКВА «НЕДРА» 1976 г.

ПРЕДИСЛОВИЕ

В современных геологоразведочных работах участвуют специалисты различных профессий и с разной квалификацией. С проведением буровых работ связаны геологи, гидрогеологи, геофизики, механики, энергетики, экономисты, строители. При работе над книгой авторы исходили из того, что эти специалисты, для которых предназначена книга, должны иметь понятие о всех видах бурения, основных операциях и технологических режимах, в связи с чем соответствующие разделы излагались сжато, но с учетом отсутствия у читателя специальной подготовки. Более подробно изложены разделы, касающиеся вопросов, непосредственно связанных с деятельностью геологов: улучшение выхода керна, отбор проб грунтов, воды и газа, проведение геофизических и гидрогеологических работ в скважинах, направленное бурение, кернометрия.

В книге дан необходимый для основных расчетов по бурению справочный материал, а для серийного оборудования и инструмента — номера государственных стандартов.

В конце книги приведен список справочной, учебной и специальной литературы по бурению. Это позволит использовать другие источники для расширения представлений о тех или иных специальных вопросах.

Терминология, приведенная в книге, соответствует требованиям ГОСТ 16275—70 и ГОСТ 16276—70, исключены недопустимые термины-синонимы. Техническая база и технологические процессы описаны с учетом последних достижений отечественной практики.

Авторы благодарны д-ру техн. наук, проф. Б. И. Воздвиженскому за ценные замечания, сделанные при рецензировании рукописи.

Глава I

ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О БУРЕНИИ

ПОНЯТИЕ О СКВАЖИНАХ И ОСНОВНЫХ ОПЕРАЦИЯХ ПРИ БУРЕНИИ

Буровой скважиной называется цилиндрическая горная выработка в земной коре, характеризующаяся относительно малым диаметром по сравнению с ее длиной

Скважины, буримые с земной поверхности, могут быть вертикальными и наклонными, а при бурении из подземных выработок — горизонтальными и восстающими (направленными вверх). Устьем скважины — это место пересечения ее с земной поверхностью или элементами горной выработки при бурении в подземных условиях. Дно скважины, перемещающееся в результате действия инструмента на горную породу, называется забоем, а боковая поверхность — стенками

Диаметры скважин находятся в пределах от 26 мм до 1 м и более в зависимости от способа их бурения, назначения и глубины

Специальные скважины, например скважины-шурфы или скважины шахты, могут достигать в диаметре 8 м

Глубины скважин различны — от нескольких метров до нескольких километров. Самые глубокие в мире скважины имеют глубину около 10 км, но намечается бурение и более глубоких скважин (до 15—18 км)

В зависимости от характера разрушения горной породы на забое скважины различают колонковое и бескерновое бурение

При колонковом бурении порода разрушается по наружной кольцевой части забоя скважины. В центральной части остается ненарушенный столбик породы — керн, который после его извлечения на поверхность является объектом геологических исследований. В процессе бескернового бурения горная порода разрушается по всему поперечному сечению скважины (рис. 1)

Разрушение горных пород в скважине является основной операцией бурения

Нормальный процесс бурения невозможен без систематического удаления с забоя бурового шлама — частиц разрушенной горной породы. В зависимости от способа бурения шлам удаляют или одновременно с углублением скважины, или самостоятельно, чередуя с углублением. Много времени при бурении занимают спуско-подъемные операции, которые произво-

дятся для замены износившегося породоразрушающего инструмента и извлечения из скважины керна.

При бурении скважин в неустойчивых породах производится закрепление стенок скважины.

В процессе бурения и по окончании его в скважинах проводят различные геофизические и гидрогеологические исследования, а в ряде случаев — работы по изоляции отдельных горизонтов, ликвидации аварий, искусственному искривлению.

ПРИМЕНЕНИЕ БУРЕНИЯ В НАРОДНОМ ХОЗЯЙСТВЕ

Бурение скважин применяется для решения большого комплекса народнохозяйственных задач и проведения научно-исследовательских работ, начиная от отбора проб грунта перед строительством любого современного здания или сооружения и кончая бурением глубоких скважин с поверхности морей и океанов или скважин для получения образцов лунных пород.

По целевому назначению скважины можно разделить на геологоразведочные, эксплуатационные, технические и взрывные.

Наиболее широко применяется бурение геологоразведочных скважин с целью получения образцов пород по всей глубине скважины или большей ее части, составления геологического разреза и изучения состава и свойств горных пород. Проведение в скважине различных геофизических исследований с изучением физических и других свойств пород расширяет и уточняет представление о породах в околоствольном пространстве.

Без бурения не обходится разведка практически ни одного вида полезных ископаемых как твердых, так жидких и газообразных. На стадии поисково-съёмочных работ пробуриваются картировочные и поисковые скважины. Для выяснения залегания пород на глубине бурят структурные и опорные скважины, а на стадии детальной разведки месторождений — разведочные, опробовательские, гидрогеологические скважины.

Бурение широко применяется при инженерно-геологических изысканиях с целью исследования грунтов при строительстве

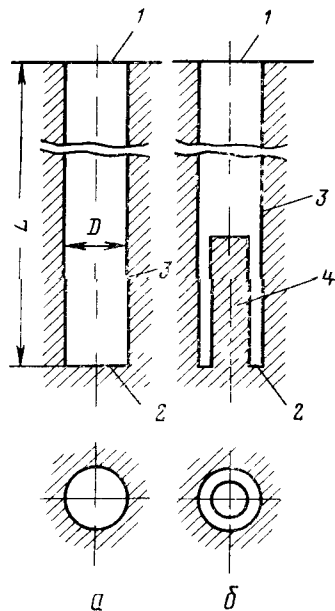


Рис. 1 Элементы буровой скважины

a — при бескерновом бурении,
б — при колонковом бурении,
1 — устье; *2* — забой; *3* — стенки,
л — керн

мостов, плотин, дорог, зданий и др., а также проверки фундаментов и оснований существующих сооружений.

Данные о месторождениях, полученные с помощью геофизических методов разведки, проверяются бурением скважин.

Эксплуатационные скважины бурятся с целью добычи жидких и газообразных полезных ископаемых: нефти, газа, соляных растворов, минеральной, питьевой или технической воды.

Технические скважины бурятся для самых разнообразных инженерных целей:

вентиляции, откачки воды, прокладки трубопроводов и кабелей, лесоспуска в подземные выработки;

осуществления специальных способов проходки горных выработок и добычи полезных ископаемых (уголь, сера и др.);

замораживания пльвунов и водоносных песков перед проходкой шахтных стволов;

нагнетания в пористые породы различных наполнителей (например, цемента);

подземной газификации углей;

дегазации, ликвидации обводнения, увлажнения пластов угля и других целей, обеспечивающих безопасное ведение горных работ;

создания подземных нефте- и газохранилищ путем осуществления взрывов в скважинах в зоне пластичных пород;

тушения подземных пожаров и пожаров на нефтяных скважинах;

для оборонных целей.

Взрывные скважины бурятся при проходке подземных горных выработок, добыче полезных ископаемых открытым способом на карьерах и при подземной разработке, а также для осуществления сейсмозрывов.

КРАТКАЯ ИСТОРИЯ РАЗВИТИЯ БУРЕНИЯ

Установить время возникновения бурения чрезвычайно трудно. Начало бурения или, вернее, сверления и долбления горных пород относят к глубокой древности (в Египте, Китае, Риме). Первые скважины на воду были пробурены в XII в. во Франции.

По имеющимся архивным данным и найденным остаткам старых скважин установлено, что буровые работы в России также своими корнями уходят в глубокую древность. В документах XII в. упоминаются соляные варницы. С развитием солеварения начались и буровые работы для поисков и добычи рассолов. В XVII в. в районе Тотемского завода насчитывалось более 100 заброшенных скважин большого диаметра при глубине до 100 м. Успешно велись буровые работы в Балахонском Усолье, на Пермских соляных промыслах.

К XVII в. относится и первая рукопись — руководство по бурению «Роспись, как зачати делать новая труба», описываю-

щее довольно развитую технику и технологию бурения того времени.

Развитие промышленности потребовало новых видов топлива, сырья, что вызвало и большие перемены в бурении скважин. Первая в мире скважина на нефть ручным ударным способом была пробурена в 1835 г. на Кубани.

Начало колонкового алмазного бурения относят к 1862 г., когда швейцарский часовщик Лешо предложил применить алмазы для бурения горных пород при проходке туннеля в Альпах. Немного позже (1887 г.) шведский инженер Крелиус предложил удачную конструкцию бурового станка, получившего в дальнейшем широкое применение.

В 1899 г. инженер Девис (США) впервые применил дробное бурение, а в 1914 г. немецкий инженер Ломан получил твердый сплав воломит (литой карбид вольфрама), который нашел применение в бурении.

Большие заслуги в развитии техники бурения в конце XIX и начале XX в. в России принадлежат профессорам Г. Я. Дорошенко, Г. Д. Романовскому, С. Г. Войслову, Н. С. Успенскому, И. Н. Глушкову.

В нашей стране наибольшее развитие методика и техника бурения получила за последние полвека. Стали проводиться в большом масштабе геологоразведочные работы. С 1929 г. начали выпускаться отечественные буровые станки. Были разработаны основы техники и технологии разведочного бурения, вопросы буримости пород и нормирования бурения.

В послевоенные годы буровая геологоразведочная техника и технология получила новое развитие. Были разработаны и внедрены новые станки серии ЗИФ с гидравлической подачей, созданы новые породоразрушающие инструменты и оборудование, средства механизации и автоматизации буровых работ.

Большой вклад в дело развития теории, технологии и техники геологоразведочного бурения, а также подготовки специалистов по бурению внесли профессора Б. И. Воздвиженский, С. А. Волков, Н. И. Куличихин, И. А. Остроушко, С. С. Сулашкин, И. А. Уткин, Ф. А. Шамшев, Е. Ф. Эпштейн.

Работы по усовершенствованию техники и технологии разведочного бурения успешно ведут коллективы Всесоюзного научно-исследовательского института методики и техники разведки (ВИТР), Специального конструкторского бюро (СКБ) научно-производственного объединения Геотехника Министерства геологии СССР, Центрального научно-исследовательского горноразведочного института цветных, редких и благородных металлов (ЦНИГРИ), Казахского научно-исследовательского института минерального сырья (КазНИИМС) и других научно-исследовательских учреждений, кафедры технологии и техники разведки Московского геологоразведочного института (МГРИ), Днепропетровского, Ленинградского,

Свердловского горных институтов, Томского, Ташкентского, Иркутского, Казахского и Донецкого политехнических институтов, опытно-методические партии новой техники территориальных геологических управлений и трестов.

Большую работу по обобщению передового опыта и пропаганде достижений в области технологии и техники разведки месторождений полезных ископаемых ведет Всесоюзный научно-исследовательский институт экономики минерального сырья и геологоразведочных работ (ВИЭМС).

В последние годы в связи с внедрением на буровых работах отечественных алмазных коронок модернизированы старые и созданы новые буровые станки. Внедряются методы бурения скважин малого диаметра, бескернового бурения, направленного бурения и др.

Большие успехи достигнуты в эксплуатационном бурении на нефть и газ. Крупнейшим из них следует считать разработку и широкое внедрение в практику буровых работ забойных двигателей — турбобуров (М. А. Капелюшников, П. П. Шумилов, Э. П. Тагиев, М. Г. Гусман, Р. А. Иоаннесян) и электробуров (А. П. Островский, Н. В. Александров).

Благодаря успехам советских ученых, специалистов буровые работы в Советском Союзе быстро совершенствуются.

Глава II

ФИЗИКО-МЕХАНИЧЕСКИЕ СВОЙСТВА ГОРНЫХ ПОРОД И ИХ РАЗРУШЕНИЕ ПРИ БУРЕНИИ

ФИЗИКО-МЕХАНИЧЕСКИЕ СВОЙСТВА ГОРНЫХ ПОРОД

В зависимости от физико-механических свойств горных пород выбирают способ их разрушения, тип породоразрушающего инструмента, режим его работы, крепление стенок скважины и т. д.

Основные физико-механические свойства пород определяются комплексом геологических признаков: минералогическим составом, структурой и текстурой и зависят от свойства основного минерального вещества, величины зерен, минерального цемента, пористости, трещиноватости и др. Основными свойствами, влияющими на процесс бурения, являются: прочность, твердость, упругость, пластичность, хрупкость, абразивность, устойчивость, пористость, водопроницаемость, трещиноватость, плотность.

Прочностью называется способность пород сопротивляться разрушению при сжатии, скалывании, растяжении и других видах деформаций. Прочность пород зависит от многих факторов и колеблется в широких пределах.

Испытание прочности пород на сжатие проводится на гидрпрессах с определением сжимающего усилия в момент разрушения образцов породы, изготовленных в виде куба с ребром 5 см или цилиндров с диаметром и высотой, равными 5 см. Непараллельность плоскостей образца не должна превышать 0,01—0,03 мм.

Прочность на сжатие вычисляется по формуле

$$\sigma_{сж} = P/S,$$

где P — разрушающее усилие; S — площадь поперечного сечения образца.

Для различных пород предел прочности на сжатие изменяется от 1—2 до 5000 кгс/см².

Проф. М. М. Протоdjяконов разработал широко известную классификацию горных пород по коэффициенту крепости, который приближенно может быть принят равным 0,01 от временного сопротивления породы сжатию.

Для определения прочности пород на скалывание пластинку из горной породы поперечным сечением 30×15 мм и длиной 120—150 мм помещают в прибор между ножами, на один из

которых действует гидравлический пресс. Предел прочности на скалывание $\sigma_{ск}$ определяют по формуле аналогично сжатию.

Временное сопротивление породы растяжению определяют на гидропрессе, имеющем специальное приспособление. В образце породы в форме прямоугольной призмы длиной 80 мм, шириной 20 мм и толщиной 10 мм с двух сторон делают выемки, чтобы поперечное сечение средней части образца в предполагаемом месте разрыва составляло 10×10 мм.

Прочность пород на скалывание и разрыв значительно меньше, чем на сжатие. Если принять предел прочности породы при сжатии за единицу, то предел прочности ее на скалывание равен 0,2—0,08 кгс/см², на растяжение 0,07—0,04 кгс/см².

Например, сиенит гороблагодатского месторождения имеет $\sigma_{сж} = 2152$ кгс/см², $\sigma_{с1} = 220$ кгс/см², $\sigma_{раст} = 143$ кгс/см².

Очевидно, что горные породы легче разрушать скалыванием, чем смятием или раздавливанием.

Сопротивление пород разрушению при динамических нагрузках существенно отличается от сопротивления при статическом воздействии. Это важно иметь в виду, используя способы бурения, в которых преобладает динамическое воздействие на породу.

Динамическую прочность пород определяют методом толчения. Испытуемый образец горной породы разбивают на куски размером 1,5—2,0 см в поперечнике. Из кусков набирают пять проб объемом 15—20 см³ каждая. Каждую пробу толкут в специальной ступке путем сбрасывания на нее гири массой 2,4 кг с высоты 600 мм 10 раз.

Все пять проб просеивают через сито с отверстиями 0,5 мм, и материал ссыпают в трубку диаметром 23 мм, уплотняют постукиванием и измеряют высоту столбика разрушенной породы. Показатель динамической прочности определяется по формуле

$$F_d = \frac{20n}{l},$$

где n — число сбрасываний груза ($n=10$); l — высота столбика раздробленной породы.

По показателю динамической прочности породы делят на шесть групп от 8 до 40 единиц и более. Исследования установили, что к породам одной группы по динамической прочности могут относиться породы с различной прочностью на статическое сжатие.

Твердость — сопротивление породы вдавливанию в нее другого более твердого тела. Бурение сопровождается внедрением в породу рабочих элементов породоразрушающего инструмента. Поэтому показатель твердости непосредственно влияет на скорость бурения.

Существует много методов оценки твердости горных пород, основанных на вдавливании в породу наконечников, царапа-

нии породы, затухании колебаний маятника, на конце которого укреплена игла, царапающая шлифованную поверхность образца, на истирании и резании породы.

Рассмотрим лишь некоторые из методов.

По распространенному методу Л. А. Шрейнера твердость пород определяют путем вдавливания в отшлифованную поверхность образца породы штампа с гладким торцом площадью 1 мм^2 (для твердых пород) и 5 мм^2 (для пород малой твердости). Измерения производятся на приборах УМГП-3 и УМГП-4. Приборы позволяют автоматически записывать график деформации породы. График служит для определения упругости, пластичности, хрупкости пород.

Упругость — свойство пород изменять свою форму и объем под действием внешней нагрузки и восстанавливать первоначальное состояние после устранения воздействия.

Пластичность — свойство пород необратимо деформироваться от действия внешних сил или внутренних напряжений, т. е. претерпевать пластическую (остаточную) деформацию без нарушений сплошности материала.

Хрупкость — свойство пород разрушаться без заметной пластической деформации.

На рис. 2 приведены диаграммы разрушения горных пород, полученные на приборе УМГП-3.

Твердость горной породы по штампу

$$p_{\text{ш}} = P/S,$$

где P — нагрузка, соответствующая пределу прочности на вдавливание (определяется от максимальной ординаты диаграммы деформации); S — площадь штампа.

Диаграмма, показанная на рис. 2, а, получена при испытаниях хрупких пород (например, гранита, кварцита). Участок OD характеризует упругую деформацию породы.

На диаграмме (см. рис. 2, б) участок OA соответствует упругой деформации, AB — пластической. В точке B наступает хрупкая деформация.

Условный предел текучести горной породы

$$p = P_0/S,$$

где P_0 — нагрузка, соответствующая пределу текучести.

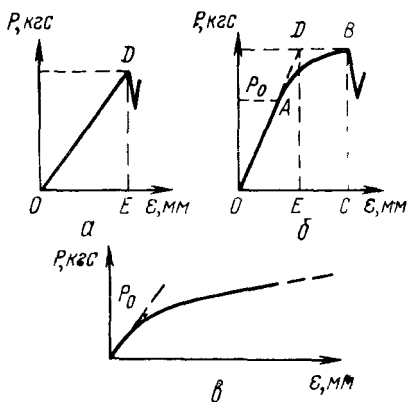


Рис. 2. Диаграммы разрушения горных пород (по Л. А. Шрейнеру):

а — хрупких; б — пластично-хрупких, в — высокопластичных; P — усилие на штампе; ϵ — деформация образца

Хрупкое разрушение происходит при нагрузке $P > P_0$. Такая диаграмма характерна, например, для известняков.

Твердость хрупких пород, определенная по данному методу, колеблется в пределах 100—760 кгс/см².

Пластические породы типа каменной соли не дают хрупкого разрушения (см. рис. 2, в). Мерой твердости в этом случае условно считают предел текучести p_0 .

Твердость мягких пород измеряется методом ВИМС. В породе вдавливают цилиндрический штамп с различными диаметрами основания прибором ДМШ-1 на глубину 10 мм. При этом отмечается нагрузка по динамометру. Твердость для пород типа песков, глин составляет 0,1—1,25 кгс/мм².

ВИТР разработал прибор ВИТР-ОТ (определитель твердости) Образец породы режут абразивным алмазным диском при определенном давлении и времени воздействия. Установлено, что глубина реза обратно пропорциональна твердости породы (по Л. А. Шрейнеру) Для различных пород глубина реза меняется от 1 до 5,3 мм (твердые породы, нагрузка на диск 4,1 кгс) и от 0,76 до 2,28 мм и более (породы средней твердости, нагрузка на диск 1,0 кгс).

Абразивность — способность горной породы изнашивать при трении разрушающий ее инструмент. При бурении абразивных пород сокращается время работы инструмента на забое. Абразивность горных пород в значительной степени зависит от твердости породообразующих минералов. Повышенной абразивностью обладают породы, состоящие из зерен очень твердых минералов, связанных менее твердым цементом. Для оценки абразивности предложено много способов, за основу которых принят один принцип — истирание эталонного предмета.

Широко известен способ Л. И. Барона и А. В. Кузнецова, заключающийся в определении потери массы стержня из стали-серебрянки при трении о горную породу. Применяется стержень диаметром 8 мм, который с одного конца имеет глухое отверстие диаметром 4 мм и глубиной 10—12 мм.

На специально оборудованном сверлильном станке помещают испытуемый образец породы, прижимают к нему и вращают стержень со скоростью 400 об/мин при осевой нагрузке 15 кгс в течение 10 мин. Затем стержень переворачивают и операцию повторяют. После испытания стержень взвешивают с точностью 0,1 мг. Показатель абразивности определяют по формуле

$$a = \frac{\sum_1^n q_i}{2n}, \text{ мг,}$$

где a — показатель абразивности горной породы, q_i — потеря в массе стержня за каждый парный опыт в мг; n — число парных опытов

Показатель абразивности изменяется от 5 мг для малоабразивных пород (известняки, мраморы, апатит, соль, глинистые сланцы и др.) до 90 мг и более (корундосодержащие породы). Авторами метода разработана классификация пород по показателю абразивности из восьми классов.

В ЦНИГРИ разработан метод и прибор для определения абразивности по износу свинцовых шариков (Н. И. Любимов и др.).

Для анализа используется фракция 0,5 мм и менее раздробленной породы, получаемая при определении ее динамической прочности по методу толчения. Это дает возможность в одном образце определить два параметра — динамическую прочность и абразивность. Может быть использован и буровой шлам. Порода объемом 1 см³ помещается в пробирку вместе с семью свинцовыми дробинками нулевого номера (4,2—4,3 мм), предварительно взвешенными. Пробирка в течение 20 мин встряхивается на приборе кривошипно-шатунного типа. После опыта дробинки взвешивают и определяют коэффициент абразивности

$$K_{\text{абр}} = Q/100,$$

где Q — потеря массы дроби в мг.

Выделено шесть групп абразивности пород по показателю $K_{\text{абр}}$ от 0,5 до 3,0.

Исследования ЦНИГРИ показали, что абразивность пород в раздробленном состоянии тесно связана с твердостью пород, определенной методами резания (на приборе ОТ) или истирания. Связь между абразивностью и динамической прочностью пород не наблюдается.

Кроме описанных выше физико-механических свойств пород, на процесс бурения влияют и другие свойства.

Пористость, характеризуемая наличием в породе пустот, усложняет процесс бурения. Поры могут образоваться за счет растрескивания породы.

Трещиноватость пород также снижает эффективность бурения.

Устойчивость — способность пород сохранять стенки скважины без дополнительного крепления. В неустойчивых породах требуется закреплять скважину и, кроме того, принимать меры к сохранению разрушаемого керна. Устойчивость зависит от характера связей в породе.

Сыпучие породы (пески, гравий и др.) характеризуются почти полным отсутствием сил сцепления между частицами. Эти породы неустойчивы.

Связанные породы (главным образом глинистые) обладают значительными силами сцепления между частицами. Эти породы имеют изменяющуюся устойчивость, нарушаемую при насыщении водой, размыве.

Скальные породы (весьма различные по прочности породы от мела, гипса, соли до сливных кварцитов и т. п.) обычно устойчивы, за исключением пород сильно трещиноватых, выветрелых или размываемых промывочной жидкостью

Водопроницаемость пород зависит от размера и характера пор и трещин. От водопроницаемости зависит потеря промывочной жидкости в скважине.

Плотность пород играет важную роль в буровом процессе, так как определяет условия транспортировки разрушенной породы на поверхность

Заканчивая обзор физико-механических свойств горных пород, необходимо остановиться на их *анизотропности* (неравносвойственности) в зависимости от направления воздействия на образец.

Механические свойства многих пород связаны с их текстурой. Для осадочных пород характерна слоистая текстура, для метаморфических — сланцеватая, причем свойства породы в направлении параллельном плоскостям напластования или сланцеватости и квиважа отличны от тех же свойств в перпендикулярном направлении. Магматические породы также могут быть анизотропными, если имеют текстуру, характеризующуюся ориентированным расположением кристаллов породообразующих минералов.

Анизотропные породы при пересечении их скважиной под углом к плоскости напластования или сланцеватости на забое разрушаются неравномерно, что приводит к искривлению оси скважины.

СПОСОБЫ БУРЕНИЯ И РАЗРУШЕНИЯ ГОРНЫХ ПОРОД

Разрушение горных пород при бурении возможно двумя методами: механическим воздействием на породу с помощью инструмента и физическими способами

В настоящее время бурение скважин осуществляется в основном породоразрушающими инструментами. Физические способы находятся в стадии изучения и экспериментирования или применяются в ограниченных объемах.

На забое при воздействии породоразрушающими инструментами характер разрушения породы может быть объемный, поверхностный и усталостный.

При объемном разрушении в точках контакта инструмента с породой возникают напряжения, превосходящие твердость породы на вдавливание, т. е. имеет место соотношение

$$C/F \geq p_{ш},$$

где C — осевая нагрузка на породоразрушающий инструмент; F — общая площадь контактов инструмента с породой; $p_{ш}$ — твердость породы на вдавливание штампа.

Поверхностное разрушение происходит, когда

$$C/F < p_{ш},$$

т. е. резы инструмента не внедряются в породу. Этот вид разрушения неэффективен, так как разрушение породы происходит только за счет сил трения инструмента о породу. Поверхностное разрушение связано либо с недостаточной осевой нагрузкой, либо с увеличением площади контакта за счет износа (затупления) режущих элементов инструмента

Усталостное разрушение породы занимает промежуточное место между объемным и поверхностным и возникает в породе при условиях, аналогичных поверхностному разрушению. За счет многократного силового воздействия инструмента в породе развивается система трещин, поэтому твердость ее снижается и периодически на забое возникают условия для объемного разрушения.

Процесс бурения необходимо производить при объемном разрушении пород, и извлекать инструмент для замены на стадии начала усталостного разрушения.

Эффективность разрушения пород одного и того же петрографического состава снижается с глубиной скважин. Это происходит за счет уплотнения пород от давления вышележащих слоев. Кроме того, в скважинах, заполненных водой или промывочными растворами, на породу действует гидростатическое давление, отрицательно влияющее на скорость бурения.

На рис. 3 дана классификация способов бурения. Наиболее распространенным является вращательный способ с промывкой. По виду и особенностям применяемого оборудования и инструмента можно выделить геологоразведочное вращательное бурение, осуществляемое станками со шпиндельным или роторным вращателем, и глубокое разведочное и эксплуатационное бурение скважин, преимущественно на нефть и газ, с помощью роторных установок или забойных двигателей (турбобуров и электробуров).

Это бурение названо глубоким, так как применяемое оборудование и инструмент позволяют бурить скважины более глубокие, чем оборудование и инструмент для геологоразведочного бурения на твердые полезные ископаемые. Оборудованием и инструментом для глубокого бурения бурят самые глубокие скважины для геологических научно-исследовательских целей, в том числе для изучения земной коры и верхней мантии Земли.

При геологоразведочных работах преобладает колонковое бурение. Применение бескернового бурения ограничено наносами и отдельными интервалами коренных пород, которые достаточно изучены на предшествующих стадиях или этапах геологоразведочных работ, а также скважинами технического назначения.

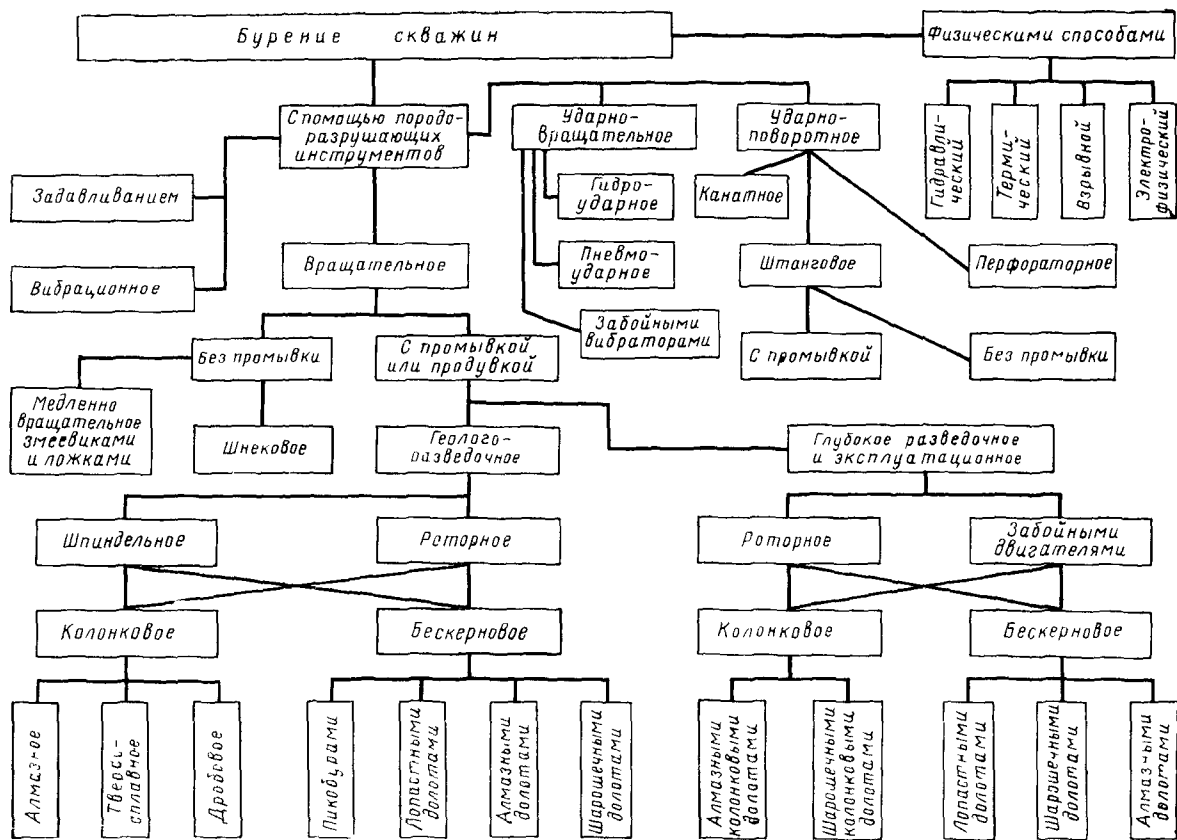


Рис. 3. Классификация способов бурения

При глубоком бурении преобладает бескерновое бурение. Колонковое бурение применяется преимущественно в скважинах разведочного характера и на ограниченных интервалах для отбора образцов пород.

Ударно-вращательное бурение выделено в самостоятельный вид только в связи с особым характером разрушения пород. Для бурения этим способом используется обычное оборудование и инструмент вращательного бурения, добавляются лишь забойные машины, обеспечивающие создание ударов по породоразрушающему инструменту.

Разрушение пород инструментом режущего типа

К породоразрушающему инструменту режущего типа относятся лопатные долота, пикобуры, долота для шнекового бурения, твердосплавные резцовые коронки, алмазные коронки и долота. В мягких породах применяются лопатные долота и пикобуры со значительными по величине режущими лопастями, часто армированными крупными резцами из твердого сплава, а также ребристые твердосплавные коронки. Разрушение пород в этом случае объемное, процесс близок к резанию пластичных материалов, толщина срезаемой стружки значительна (рис. 4, а). Скорость бурения почти прямо пропорциональна скорости перемещения резца. Важное значение приобретают условия удаления продуктов разрушения породы.

В породах средней твердости применяются твердосплавные коронки, имеющие резцы в виде одностороннего клина. Разрушение породы происходит в результате раздавливания, смятия и скальвания (отрыва), а также частично истирания (рис. 4, б). Важное значение имеет расположение резцов в корпусе коронки для получения наиболее эффективных углов резания. Обычно резцы выступают из корпуса на разную величину. Это приводит к образованию ступенчатой формы забоя, что облегчает процесс разрушения породы. С затуплением резцов уменьшается способность их внедряться в породу.

В породах высокой твердости и абразивности применяются твердосплавные коронки с самозатачивающимися резцами. Резцы в виде тонких пластинок, стержней и призм опираются о пластинки из мягкого металла, которые изнашиваются быстрее, чем твердосплавный резец, поэтому резец непрерывно обнажается, сохраняя неизменную площадь сечения и возможность внедрения в породу (рис. 4, в). Разрушение породы самозатачивающимися коронками происходит в тонком приповерхностном слое путем царапания, микрорезания и истирания.

В алмазных коронках и долотах зерна алмазов являются мелкими резцами высокой твердости, которые разрушают породу в небольшой приповерхностной зоне путем резания и ца-

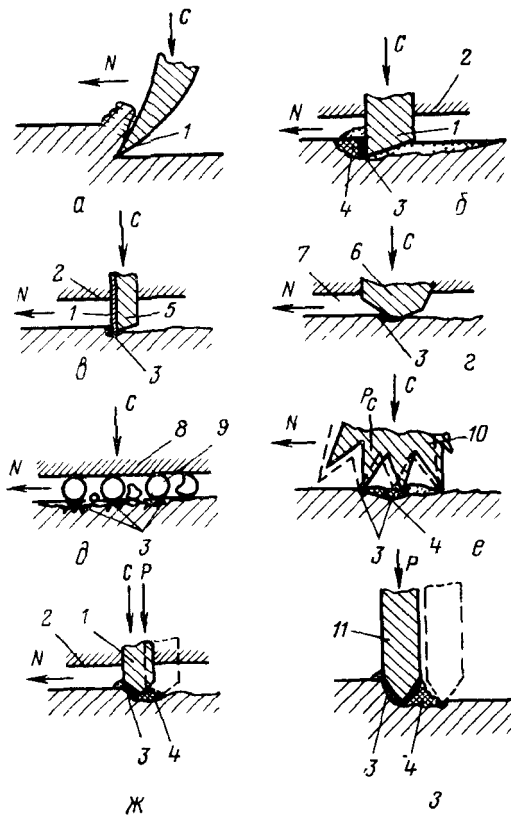


Рис. 4 Схемы взаимодействия элементов породоразрушающего инструмента с породой при бурении:

а — мягких пород лопатным долотом; *б* — пород средней твердости резцовой твердосплавной коронкой; *в* — твердых пород самозатачивающейся твердосплавной коронкой; *г* — алмазной коронкой; *д* — дробью; *е* — шарошечным долотом; *ж* — твердосплавной коронкой ударно-вращательным способом; *з* — долотом ударно-поворотным способом;

1 — резец; 2 — корпус коронки; 3 — зона смятия породы; 4 — зона скалывания породы; 5 — опорная пластина резца; 6 — алмазное зерно; 7 — матрица алмазной коронки; 8 — корпус дробовой коронки; 9 — дробь; 10 — шарошка; 11 — ударное долото; *C* — осевая нагрузка; *N* — горизонтальное усилие при вращении; *P_с* — динамическое усилие при перекатывании зубьев шарошки; *P* — сила удара

рапания, а также скалывания отдельных микрочастиц (рис. 4, *г*). Решающим фактором при работе мелкоалмазными коронками является скорость резания (вращения коронки).

Разрушение пород при дробовом бурении

Сущность способа заключается в том, что под торцом специальной коронки находится в свободном состоянии чугунная или стальная дробь (чугунные шарики диаметром 2,5—4 мм или стальные цилиндрики такого же размера по диаметру и высоте), которая при вращении инструмента и определенной осевой нагрузке разрушает твердые породы. Порода разрушается в результате смятия, раздавливания, частично скалывания и истирания в процессе перекатывания по забою частиц колотой и целой дроби (рис. 4, *д*).

Неравномерность перекатываемых частиц по размерам приводит к возникновению динамических нагрузок, имеющих немаловажное значение для разрушения породы.

Скорость бурения дробовым способом уступает алмазному.

Разрушение породы шарошечными долотами

Шарошечные долота являются инструментами дробящего действия. Долота имеют зубья. Перекатывание долота по забою создает динамическую нагрузку при ударе каждого зуба о породу (см. рис. 4, е).

Порода разрушается путем скалывания при ударе зуба и частично резания-смятия при скольжении зуба по забою.

Частота ударов при работе шарошечным долотом зависит от скорости вращения инструмента, а сила удара — от конструкции шарошки (высоты падения зуба) и удельной осевой нагрузки, приходящейся на этот зуб. Следовательно, шарошечные долота являются инструментом вращательно-ударного действия.

Разрушение породы при ударно-вращательном и ударно-поворотном бурении

Ударно-вращательное бурение осуществляется с помощью забойных механизмов — гидроударников, пневмоударников или забойных вибраторов. При этом используется поверхностное оборудование, применяемое при вращательном способе бурения.

Бурение гидроударным и пневмоударным способами производится специальными твердосплавными коронками или долотами с крупными резцами. Гидроударник или пневмоударник, находящийся над породоразрушающим инструментом, передает инструменту удары с частотой 900—2000 ударов в минуту. Порода разрушается преимущественно за счет скалывания и смятия под воздействием окружного усилия. Скорость вращения инструмента должна быть более низкой, чем минимальные скорости при вращательном бурении, с тем, чтобы расстояние между соседними ударами инструмента о породу было наиболее рациональным (рис. 4, ж).

Применение забойных вибраторов, устанавливаемых над породоразрушающим инструментом обычного или специально го типа, с частотой колебаний до 3000—5000 в минуту, также позволяет повысить скорость бурения в 2—5 раз в результате приложения к породе динамических нагрузок.

Ударно-поворотное бурение отличается от ударно-вращательного тем, что осуществляется не вращение, а поворот породоразрушающего инструмента на некоторый угол после каждого удара.

Усилия, возникающие при этом способе, исключительно динамические. Порода раздавливается при внедрении инструмента и скалывается в секторе между двумя соседними линиями удара (рис. 4, з). Оборудование для ударно-поворотного бурения отличается от оборудования для вращательного и ударно-вращательного бурения.

Разрушение породы при вибрационном бурении и бурении задавливанием

Вибрационное бурение и бурение задавливанием применяются в нетвердых сыпучих и связанных породах

Вибрационное бурение осуществляется путем внедрения в породу бурового снаряда, которому расположенный на поверхности и жестко связанный с ним вибратор сообщает 1000—2000 колебаний в минуту

Соприкасающаяся с инструментом порода теряет свои связи, снижая сопротивляемость сдвигу, в результате чего инструмент под действием собственного веса погружается в породу

Разновидностью вибрационного бурения является виброударное бурение, когда вибратор не связан жестко с инструментом, а, являясь вибромолотом, наносит по инструменту удары. Инструмент внедряется в породу в результате ее раздвигания и уплотнения под действием динамических нагрузок

При бурении задавливанием инструмент внедряется в мягкие породы под действием значительных статических осевых нагрузок

Разрушение пород физическими способами

К недостаткам механических способов бурения относятся быстрый износ элементов породоразрушающего инструмента и низкий коэффициент использования энергии (0,08—0,1). Предпринимаются усилия по созданию принципиально новых способов разрушения пород при бурении, основанных на достижениях в области физики разрушения и обработки твердых материалов

Гидравлические способы бурения основаны на разрушении пород струей воды

Способность струи воды, подаваемой под давлением, разрушать породы, используется при вращательном бурении мягких пород. Для этого в долота вмонтированы насадки, из которых струя промывочной жидкости, выходя под давлением, разрушает породу и очищает режущие элементы долот

Создан инструмент для гидравлического бурения гидрогеологических скважин в мягких породах. При диаметре труб 250—300 мм подается 50—80 м³/ч жидкости при давлении 10—30 кгс/см². Жидкость с большой скоростью вылетает из сопел конусной головки и размывает грунт

Лабораторные опыты, проводившиеся со струями при давлении 700—1000 кгс/см², показали способность воды разрушать и твердые породы. Эффективно также разрушение пород прерывистой, импульсной струей, выбрасываемой из сопла отдельными порциями при давлениях 3000—5000 кгс/см²

Перспективно применение эрозионного гидромониторного бурения, при котором порода разрушается струей жидкости,

истекающей из гидромониторных насадок при перепаде давления около 350 кгс/см^2 со скоростью не менее 200 м/с и содержащей абразивный материал (кварцевый песок, стальную дробь) в концентрации $5\text{--}15\%$ по объему

Взрывной способ бурения основан на доставке к забою пластмассовых ампул с зарядом компонентов жидкого ВВ через равные интервалы времени У забоя ампула проходит через суженное сопло, служащее для разрушения в ампуле перегородки между компонентами заряда Далее ампула со смешавшимися компонентами выбрасывается через метательное сопло со скоростью, необходимой для срабатывания взрывателя ударного действия От взрыва разрушается порода и углубляется скважина

Способ бурения разработан достаточно детально и осуществляется в опытном порядке на глубинах до 2800 м в осадочных породах с подачей зарядов 300 штук в 1 ч

Термический способ бурения основан на разрушении пород под действием струи газов, раскаленных до $2250\text{--}3000 \text{ }^\circ\text{K}$ и истекающих со скоростью $1800\text{--}2200 \text{ м/с}$

Под динамическим действием струи газов вследствие разницы в коэффициентах расширения и теплопроводности минералов и цементирующего вещества порода разрушается на кусочки

Термическое бурение применяется в промышленных масштабах при открытых работах В качестве горючего используются керосин или соляровое масло, окислителем служит кислород Горелка охлаждается водой

Ручные термобуры позволяют бурить шпуров глубиной до $1,5\text{--}2 \text{ м}$, а станки для термического бурения — скважины глубиной $8\text{--}42 \text{ м}$ и диаметром $160\text{--}250 \text{ мм}$

Электротермический способ бурения применяется в условиях Антарктиды для расплавления льда электронагревателями Электротермобур позволяет бурить скважину диаметром до 160 мм с получением керна льда диаметром до 90 мм на глубину до 500 м Мощность нагревателя до 8 кВт Снаряд имеет насос для отсасывания воды, образующейся при расплавлении льда

Термомеханический способ бурения предусматривает ослабление прочности пород путем местного нагрева с последующим разрушением их обычным инструментом для вращательного бурения

Электрофизические способы бурения применялись в опытном порядке

Порода разрушается в результате ударной волны при электрическом разряде на границе породы и жидкости, ударных импульсов при захлопывании вакуумной полости, создаваемой на этой же границе различными способами, за счет разряда (пробоя) в породе

Ведутся опыты по разрушению горных пород струей плазмы

Необходимо отметить, что почти все описанные физические способы применяются только для бескернового бурения, что затрудняет их внедрение в практику геологоразведочных работ.

БУРИМОСТЬ ГОРНЫХ ПОРОД

Буримостью называется способность горной породы разрушаться под воздействием внешних усилий

Буримость горной породы характеризуется механической скоростью бурения — величиной углубки скважины за единицу времени

Этот показатель является очень важным, так как по буримости пород производится планирование и нормирование буровых работ

В настоящее время в основу классификаций пород по буримости положена зависимость фактической буримости пород от их петрографической характеристики, определенная путем большого числа фотохронометражных наблюдений

Для проектирования и нормирования бурения существуют следующие классификации

1) для вращательного механического бурения с двенадцатью категориями пород по буримости;

2) для вращательного бурения шнеками с шестью категориями;

3) для ударного механического бурения (исключая разведку россыпных месторождений) с семью категориями,

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

5) для ручного ударного и вращательного бурения с пятью категориями;

6) для бурения комплектом «Эмпайр» с шестью категориями

В табл. 1 приведена в сокращенном виде классификация пород по буримости для геологоразведочного механического вращательного бурения. В этой же таблице приведена примерная буримость пород, а для сравнения — примерная твердость пород при вдавливании штампа по методу Л. А. Шрейнера и коэффициент крепости по М. М. Протодьяконову. Геолог после осмотра и описания извлеченного из скважины керна относит породу к той или иной категории в соответствии с классификацией. Для того чтобы облегчить определение горной породы и отнести ее к соответствующей категории, на месторождениях составляют эталонные коллекции пород различной буримости

Для характеристики условий бурения в целом (например, при проектировании работ) используют показатель средней

Таблица I

Классификация горных пород по буримости для вращательного механического бурения и примерные механические свойства пород

Категория буримости	Наиболее типичные представители пород	Буримость м·ч	Твердость по Л. А. Шреюнеру кгс/см ²	Коэффициент крепости по М. М. Протодьяконову
I	Торф, гесс, ил. слабый мел, пески и супеси без гальки и щебня	23,0	10	0,3—1
II	Торф супеси и суглинки с примесью до 20% гальки и щебня. Песок плотный мергель, мел, каменная соль плавун безнапорный	11,0	10—25	1—2
III	Слабобцементированные песчаники Суглинки и супеси с примесью гальки и щебня более 20% Плавун напорный Известняк — ракушечник Слабы каменный уголь Бурыи уголь Плотная глина	5,7	25—50	2—4
IV	Мерзлые пески, ил., торф Сланцы глинистые, углистые, алевритовые Гипс, ангидрит, калииная соль Неплотные известняки и доломиты Каменный уголь средней плотности	3,35	50—100	4—6
V	Галечно щебенистые грунты Сланцы хлоритовые, серицитовые, талько-хлоритовые слюдяные Мрамор Антрацит Серпентиниты Дуниты, затронутые выветриванием	2,25	100—150	6—7
VI	Сланцы глинистые, кварцево-серицитовые кварцево-хлоритовые Полевощпатовые песчаники Конгломераты осадочных пород на известковом цементе Апатиты Сидериты	1,5	150—200	7—8
VII	Сланцы роговообманковые, амфибол-магнетитовые слабокремненные Окварцеванные известняки и песчаники Затронутые выветриванием крупнозернистые слениты, диориты, габбро Хромиты Бурые железняки Сульфидные руды Гематитовые руды	1,89	200—300	8—10
VIII	Окремненные сланцы, известняки доломиты Диабазы Гнейсы Кринокристаллические скарны Плотный колчедан	1,28	300—400	11—14
IX	Базальты Конгломераты изверженных пород на кремнистом цементе Крупно- и среднезернистые граниты гранодиориты Пегматиты Скарны мелкокристаллические Габбро пориты Плотные бариты	0,76	400—500	14—16

Категория буримости	Наиболее типичные представители пород	Буримось, м/ч	Твердость по Л. А. Шрею, кгс/см ²	Коэффициент крепости по М. М. Протодьяконову
X	Мелкозернистые граниты, гранитоиды Кварцевые сливные песчаники. Жильный кварц Валунно-галечные отложения изверженных пород	0,48	500—600	16—18
XI	Кварциты Роговики железистые Джеспилиты Альбитофиры ороговикиованные	0,32	600—700	18—20
XII	Монолитносливные кварциты, джеспилиты, роговики, кремль, корундовые породы	0,15	>700	20—25 и более

Примечание Для пород I—VI категорий приведена буримость твердо-сплавным, а для VII—XII — алмазным инструментом.

категории пород по буримости, который определяется по средневзвешенной норме времени на бурение 1 м скважины или по средневзвешенной норме бурения за единицу времени:

$$H_{\text{св}} = \frac{H_1 M_1 + H_2 M_2 + \dots + H_{12} M_{12}}{M_0},$$

где $H_{\text{св}}$ — средневзвешенная норма времени в станко-сменах на 1 м; H_1, H_2, \dots, H_{12} — норма времени на бурение 1 м горных пород каждой категории в станко-сменах; M_1, M_2, \dots, M_{12} — объем бурения по каждой категории в м; M_0 — общий объем бурения

Например, проектируется бурение нескольких скважин средней глубиной до 700 м с общим объемом 7830 м, в том числе по породам: IV категории буримости — 350 м, VII — 520 м, VIII — 2370 м, IX — 3410 м, X — 1080 м. По Справочнику укрупненных проектно-сметных нормативов на геологоразведочные работы (СУСН). Выпуск V. Разведочное бурение. (М., «Недра», 1969 г.) в табл. 4 для интервала глубины скважины 0—700 м находим нормы времени на бурение 1 м каждой категории: IV—0,19, VII—0,36, VIII—0,42, IX—0,53, X—0,81 станко-смены.

$$H_{\text{св}} = \frac{0,19 \cdot 350 + 0,36 \cdot 520 + 0,42 \cdot 2370 + 0,53 \cdot 3410 + 0,81 \cdot 1080}{7830} = 0,508$$

Средневзвешенная норма находится между значениями норм для VIII и IX категорий. Интерполируя, находим, что средней норме 0,508 станко-смены соответствует средняя категория 8,8

Буримость зависит не только от свойств горной породы, но и от способа бурения, качества и типа породоразрушающего инструмента, глубины скважины и режима бурения. Одна и та же порода при бурении, например, ударным способом или твердо-сплавной буровой коронкой будет иметь различную буримость.

По мере совершенствования буровой техники показатели буримости одних и тех же пород также изменяются.

В связи с этим нормативы на бурение, отражающие достигнутый уровень техники и технологии, в дальнейшем должны корректироваться.

Очевидно, классификация буримости пород по петрографическим признакам не является совершенной, так как указанные признаки не отражают в достаточной мере различия в физико-механических свойствах пород.

В связи с этим некоторые исследователи предлагают использовать для практических целей классификации пород, основанные на их физико-механических свойствах.

Так, ВИТР предлагает определять категории пород при помощи прибора ОТ методом резания. Предлагаемая шкала буримости по данным прибора ОТ приводится в табл. 2.

В результате исследований, выполненных в ЦНИГРИ, Н. И. Любимов предлагает отнести породы к той или иной

Таблица 2

Категория пород по буримости	Глубина реза в мм при нагрузке, кгс	
	4,1	1,0
XII	≤1,15	—
XI	1,16—1,75	—
X	1,76—2,40	—
XI	2,41—3,10	—
VIII	3,11—4,00	—
VII	4,10—5,30	0,76—1,03
VI	—	1,04—1,62
V	—	1,63—2,28
IV	—	>2,28

Таблица 3

Категория породы	Пределы значения ρ , кгс/см ²	Пределы значения σ_m
I	0,05—0,25	—
II	0,25—1,25	—
III	1,25—6,25	2,00—3,00
IV	—	3,00—4,50
V	—	4,50—6,75
VI	—	6,75—10,10
VII	—	10,10—15,20
VIII	—	15,20—22,80
IX	—	22,80—34,15
X	—	34,15—51,20
XI	—	51,20—76,85
XII	—	76,85—111 и более

категории на основе определения физико-механических свойств. Для пород мягких (I—III категории) рекомендуется использовать метод вдавливания штампа на глубину 10 мм, а для остальных пород объединенный показатель

$$\rho_m = 3F_d^{0,8} K_{абр},$$

где F_d — показатель динамической прочности; $K_{абр}$ — коэффициент абразивности, определенный по методике ЦНИГРИ.

Предлагаемая на этой основе шкала классификации пород по физико-механическим свойствам приведена в табл. 3.

Глава III

БУРОВОЙ ИНСТРУМЕНТ И ТЕХНОЛОГИЯ ВЫПОЛНЕНИЯ ОСНОВНЫХ ОПЕРАЦИЙ ПРИ ВРАЩАТЕЛЬНОМ БУРЕНИИ ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНЫХ СКВАЖИН

ОБЩАЯ СХЕМА БУРОВОЙ УСТАНОВКИ ДЛЯ ВРАЩАТЕЛЬНОГО БУРЕНИЯ ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНЫХ СКВАЖИН С ПРОМЫВКОЙ

Основным средством поисков и разведки твердых полезных ископаемых является колонковое бурение скважин. В значительных объемах применяется колонковое бурение также при структурном бурении в процессе поисков нефтяных и газовых месторождений и при гидрогеологических и инженерно-геологических изысканиях. Более 80% всех объемов геологоразведочного бурения в СССР пробуривается колонковым способом.

Основными операциями при вращательном бурении являются: собственно бурение спуско-подъемные операции, крепление скважины, специальные работы в скважине, - монтажно-демонтажные работы.

На намеченной для бурения точке монтируется буровая установка (рис. 5), в которую входят станок 8, буровой насос 9, вышка 16 и здание 15.

При колонковом бурении горная порода разрушается породоразрушающим инструментом — буровой коронкой 1. Резцы коронки разрушают породу кольцевым забоем. При этом образуется керн. Коронка 1 соединена с колонковой трубой 3, которая служит для размещения керна. Через трубный переходник 4 колонковая труба соединяется с колонной бурильных труб 5 меньшего диаметра. Колонна бурильных труб является длинным валом, который служит для передачи вращения и осевой нагрузки от бурового станка 8, находящегося на поверхности, к буровой коронке 1, работающей на забое скважины. Бурильная колонна состоит из отдельных труб 5, соединенных между собой при помощи буровых замков 7 и муфт 6 на резьбе. Набор из коронки, колонковой трубы, переходника и бурильных труб называется буровым снарядом. Верхняя бурильная труба, соединенная со станком, называется ведущей.

Буровой насос 9 подает промывочную жидкость (воду, глинистый раствор) через нагнетательный шланг 10 и сальник 11 в бурильные трубы 5. Сальник 11 служит для соединения нагнетательного шланга с вращающейся колонной труб.

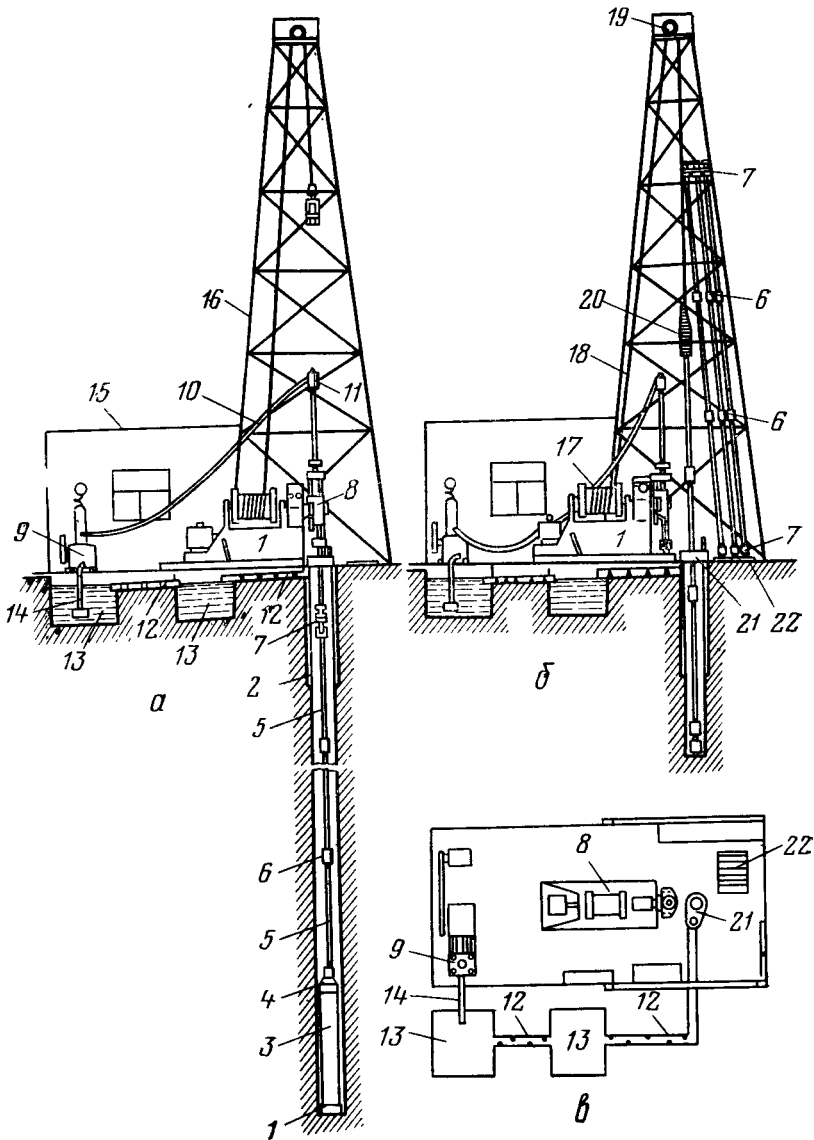


Рис. 5. Общая схема буровой установки для колонкового бурения:
 а — при бурении; б — при подъеме; в — план буровой установки

Пройдя через бурильные трубы, промывочная жидкость омывает забой, охлаждает породоразрушающий инструмент 1 и по кольцевому зазору между колонной бурильных труб и стенками выносит на поверхность буровой шлам. Промывочная жидкость вместе со шламом протекает через систему желобов 12 и отстойники 13, в которых шлам осаждается. Очищенная жидкость засасывается насосом 9 через всасывающий шланг 14 из отстойника 13 и вновь направляется к забою. Таким образом, в процессе бурения осуществляется непрерывная замкнутая циркуляция промывочной жидкости.

При колонковом бурении углубка за один рейс невелика, обычно не превышает нескольких метров и ограничивается либо износом буровой коронки, либо необходимостью извлечения керна из колонковой трубы.

По окончании бурения керн заклинивают в буровой коронке и отрывают от забоя, после чего начинают подъем снаряда. Для подъема от колонны отвинчивают ведущую бурильную трубу, и буровой станок вместе с ней отодвигается от устья скважины. Начинается подъем бурового снаряда при помощи лебедки станка 17, троса 18, проходящего через кронблок 19 вышки 16, и элеватора 20, который служит для захвата колонны.

Для ускорения подъема путем сокращения операции по развинчиванию резьбовых соединений снаряд поднимают не по одной трубе, а свечами, состоящими из нескольких бурильных труб. Свечи соединяются между собой замками 7, а бурильные трубы в свече — муфтами 6. После подъема на длину свечи колонна закрепляется (подвешивается) на устье скважин, и поднятая свеча отвинчивается от колонны при помощи трубо-разворота 21. Отвинченную свечу устанавливают на подсвечник 22, элеватор 20 отсоединяют от верха свечи, опускают вниз, соединяют у устья с колонной, и снова повторяется подъем снаряда на длину свечи. После подъема на поверхность колонкового набора, состоящего из коронки, колонковой трубы и переходника, производится извлечение керна, замена изношенной буровой коронки. Затем производится спуск снаряда в скважину, причем длина колонны увеличивается на величину, необходимую для углубки в течение следующего рейса, путем добавления бурильных труб.

При бурении скважина в верхней части разреза пересекает мягкие или неустойчивые горные породы (глины, пески, валуно-галечниковые отложения, разрушенные скальные породы). Для закрепления стенок скважины интервал неустойчивых пород перекрывается колонной обсадных труб 2. Обсадными трубами в отдельных случаях закрепляются и глубоко лежащие горизонты.

Целью бурения геологоразведочных скважин являются геологические исследования. Поэтому, кроме извлечения образцов

пород кернов, в скважине проводятся специальные работы: измерение ее искривления, геофизические исследования (каротаж), опробование стенок скважины, ориентирование керна, тампонирующее для изоляции отдельных горизонтов, гидрогеологические и другие работы.

После выполнения скважиной геологической задачи производят ликвидационное тампонирующее путем заполнения ее глинистыми или цементными наполнителями с целью охраны недр.

Оборудование и вышку перевозят на новую точку в собранном или демонтированном виде.

ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЙ БУРОВОЙ ИНСТРУМЕНТ

Буровой инструмент, служащий для бурения скважины, называется технологическим. К нему относятся породоразрушающий инструмент, колонковые трубы, переходники, бурильные трубы и их соединения, утяжеленные бурильные трубы, шламовые трубы, расширители, кернорватели, буровые сальники.

В качестве породоразрушающего инструмента для колонкового бурения применяют буровые коронки, для бескернового — различные долота.

Буровые коронки представляют собой стальное кольцо, имеющее резьбу для присоединения к колонковой трубе. При твердосплавном бурении к корпусу коронки прикреплены резы из твердого сплава, а при алмазном бурении — матрица, содержащая алмазные зерна (рис. 6, а, б). На наружной поверхности коронок имеются пазы для прохода промывочной жидкости. Внутренняя поверхность коронки выполнена конусной. Для заклинивания керна применяются **кернарватели**, которые состоят из конического разрезного пружинного кольца и корпуса кернорвателя (рис. 7, а, г). Кернорватель располагается в колонковом наборе между коронкой и колонковой трубой. При заклинивании пружинное кольцо входит в конусную часть коронки и зажимает керн.

Если кернорватель отсутствует, то керн заклинивают, заполняя конусную часть коронки специальным заклиночным материалом.

Расширители применяются для предохранения скважины от сужения, связанного с износом коронок по наружному диаметру. Они представляют собой цилиндр, на наружной поверхности которого имеются режущие элементы — твердосплавные вставки или алмазосодержащие штабики.

Для алмазного бурения применяются расширители, корпус которых одновременно является корпусом кернорвателя (рис. 7, в).

При бурении дробью применяют коронку, представляющую собой длинный цилиндр с гладким торцом. Цилиндр имеет на-

клонный вырез Истирающим материалом служит чугунная или стальная дробь размером от 1,8 до 4,5 мм. Дробь засыпается на забой скважины. При вращении снаряда дробь через вырез коронки попадает под коронку и под действием осевой нагрузки разрушает породу. При этом разрушается дробь и изнашивается по длине дробовая коронка. Коронка также имеет в верхней части конусную поверхность для заклинивания керна Кернорватели при дробовом бурении не применяются.

Более подробно конструкции и типы коронок, а также долот для бескернового бурения в зависимости от их назначения описаны в главе VI

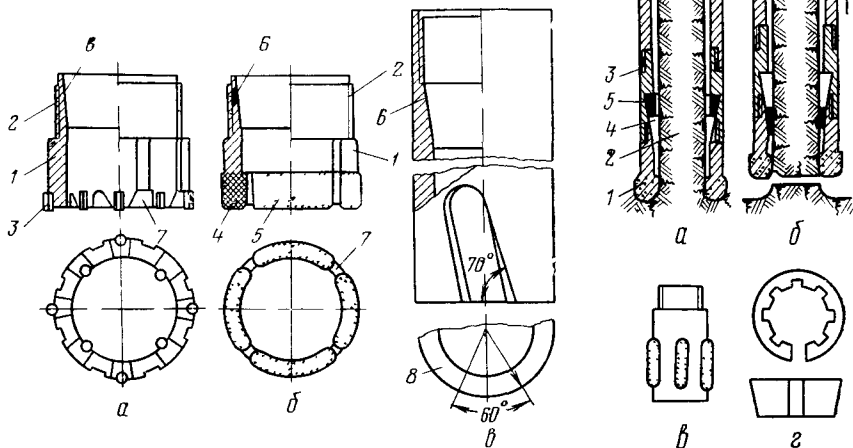


Рис. 6 Буровые коронки:

а — твердосплавная, *б* — алмазная; *в* — дробовая, 1 — корпус коронки (короночное кольцо), 2 — резбья; 3 — твердосплавные резцы; 4 — алмазосодержащая матрица; 5 — алмазы 6 — конусная поверхность, 7 — промывочный паз

Рис. 7. Схема отрыва керна от забоя при помощи кернорвателя:

а — положение до отрыва керна 1 — коронка, 2 — керна 3 — корпус кернорвателя, 4 — конусная расточка; *б* — кернорвтельное кольцо, 6 — колонковая труба, 6 — положение после отрыва керна, 6 — корпус кернорвателя, являющегося одновременно расширителем, 2 — кернорвтельное кольцо

Колонковые трубы (ГОСТ 6238—52) служат для приема выбуренного керна. Трубы бесшовные изготавливаются из качественной стали. Трубы с готовыми резьбами поставляются длиной 4,5; 3 и 6 м. На концах труб нарезана внутренняя трапецидальная резьба длиной 40 мм.

Обсадные трубы изготавливаются из той же трубной заготовки, что и колонковые трубы, и отличаются от них только длиной резьбы, которая составляет 60 мм. ГОСТ 6238—52 предусматривает соединение обсадных труб трубными ниппелями или труба в трубу

Колонковые трубы для дробового бурения (ГОСТ 11319—65) отличаются большей толщиной стенки и наружной резьбой на одном конце для соединения с внутренней резьбой коронки. Длина резьбы 60 мм.

Таблица 4

Диаметр, мм									
Твердосплавных коронок		Алмазных коронок		Дробовых коронок		Труб колонковых и обсадных			
наружный по резьбам	внутренний по резьбам	наружные	внутренний	наружный	внутренний	наружный	внутренний	внутренний колонковых для дробового бурения	внутренний nipple-обсадных труб
151	132—133	—	—	150	125	146	137	131	135,5
132	113—114	—	—	130	105	127	118	122,5	116,5
112	93—94	112	92	110	85	108	99,5	94,5	97,5
93	74—75	93	73	91	66	89	81	76	78,5
76	58—59	76	59	75	54	73	65,5	60	62,5
59	44	59	42	—	—	57	49,5	—	46,5
46	31	46	31	—	—	44	37	—	33,5
36	21	36	22	—	—	34	27	—	—
—	—	26	14	—	—	—	—	—	—

В табл. 4 приведены диаметры коронок, колонковых и обсадных труб, применяемых при геологоразведочном бурении.

Диаметры коронок больше, чем диаметры колонковых труб, что обеспечивает наличие зазора между колонковой трубой и стенкой скважины для прохода промывочной жидкости, выносящей с забоя шлам. Внутренние диаметры обсадных труб и соединительных nipple к ним обеспечивают проход через них коронок смежного меньшего диаметра.

Бурильные трубы служат для передачи вращения от вращателя станка породоразрушающему инструменту. Кроме того, бурильные трубы являются каналом, по которому подается на забой промывочная жидкость. Через бурильные трубы передается осевая нагрузка, необходимая для эффективной работы инструмента.

Буровая колонна представляет собой вращающийся вал, по добному которому по длине нет ни в одной области техники. Колонну труб диаметром 50 мм в скважине глубиной 1000 м для наглядности по относительным размерам можно сопоставить с проволокой диаметром 1 мм и длиной 20 м. При относительно малом диаметре бурильные трубы должны обладать высокой прочностью.

Бурильные трубы изготавливаются бесшовными из качественных сталей марок Д, 36Г2С, 40Х, 30ХГС с пределом прочности при растяжении не менее 65—70 кгс/мм². Трубы при изготовлении подвергаются термической обработке — нормализации или закалке с высоким отпуском.

По ГОСТ 7909—56 и ГОСТ 8467—57 предусматривается выпуск бурильных геологоразведочных труб диаметрами 63,5; 50; 42 и 33,5 мм. В отдельных случаях при геологоразведочном бурении применяют трубы диаметрами 60 и 73 мм по ГОСТ 631—63, предусмотренные для бурения неглубоких скважин на нефть и газ.

Бурильные геологоразведочные трубы имеют толщину стенки соответственно диаметрам 6; 5,5; 5 и 4,75 мм. Трубы выпускаются длиной 1,5; 3; 4,5 и 6 м. Наиболее употребительна длина 4,5 м.

Для того чтобы труба не ослаблялась в месте резьбы, она на концах утолщается высадкой (кроме труб 33,5 мм).

Применяются муфтово-замковое и ниппельное соединения труб.

Бурильные трубы для муфтово-замкового соединения имеют наружные конусные резьбы. В свече трубы соединяются муфтами (ГОСТ 7909—56), а свечи между собой бурильными замками (рис. 8, а). Бурильный замок (ГОСТ 7918—64) со-

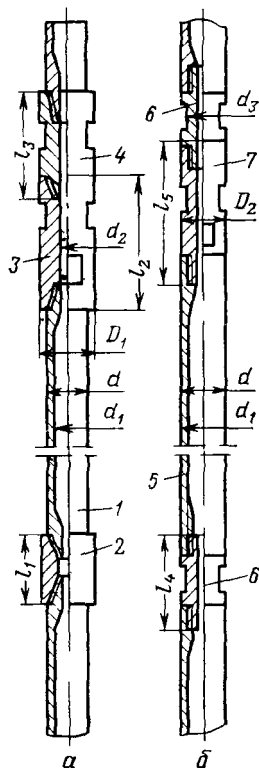


Рис. 8. Соединения бурильных труб:

а — муфто-замковое; б — ниппельное; 1 — бурильная труба при муфто-замковых соединениях; 2 — муфта; 3 — муфта замка; 4 — ниппель замка; 5 — бурильная труба при ниппельном соединении; 6 — ниппель однопрорезной типа А; 7 — ниппель двухпрорезной типа Б

стоит из двух частей — ниппеля замка и муфты замка, соединенных резьбой с большим шагом и конусностью. Это позволяет разъединять свечи за 3—4 оборота вместо 6—8 при цилиндрических резьбах, что сокращает время на спуско-подъемные операции.

Ниппель замка имеет одну, а муфта замка две прорези, используемые при спуско-подъемных операциях для поддержания колонны на весу, развинчивания свеч и присоединения элеватора.

Бурильные трубы для ниппельного соединения (ГОСТ 8467—57) имеют внутренние цилиндрические резьбы трапецеидальной формы. В свече трубы соединяются однопрорезными

ниппелями (тип А). Свечи соединяются между собой при помощи однопрорезного и двупрорезного (тип В) ниппелей (ГОСТ 8482—57). Два ниппеля образуют ниппельный замок (рис. 8, б).

Основные размеры бурильных труб и соединений даны в табл. 5 по обозначениям рис. 8.

Таблица 5

d	d ₁	Муфта замковое соединение					Ниппельное соединение			
		d ₂	D ₁	l ₁	l ₂	l ₃	D ₂	d ₃	l ₄	l ₅
63,5	51,5	40	83	150	315	235	—	—	—	—
50	39	28	65	140	265	200	52	22	160	210
42	32	22	57	130	235	170	44	16	150	200
33,5	24	—	—	—	—	—	34	14	115	175

Колонны труб с ниппельным соединением применяются при бурении алмазными и твердосплавными коронками малых диаметров (59, 46 и 36 мм), где для обеспечения вращения колонны с большой скоростью необходимо максимально приближать диаметр бурильных труб к диаметру скважины.

С учетом диаметров алмазных коронок выпуск труб ниппельного соединения планируется диаметрами 24, 32, 38, 54 и 68 мм с толщиной стенки 4,5 мм.

Трубные переходники (ГОСТ 8004—65) служат для соединения колонковых и бурильных труб, имеющих разные диаметры и резьбы. Переходники типов П1 и П2 имеют две резьбы и конусную поверхность с насечкой, облегчающей извлечение снаряда с вращением в случае заклинивания его вывалившимися из стенок скважины кусками породы. Переходники такого типа называют фрезерными (рис. 9, а). Переходники типов П3, П4, П5 (рис. 9, б) имеют три резьбы. Верхняя наружная резьба левая служит для присоединения шламовой трубы. Эти переходники обычно называют тройными. Переходники П3А, П4А, П5А применяются для соединения с утолщенными трубами при дробовом бурении.

Отсоединительный переходник состоит из двух частей, соединенных крупной резьбой и имеющих упоры, предотвращающие ее затягивание. Он устанавливается в бурильной колонне над колонковой трубой и служит для разъединения колонкового набора и бурильной колонны в случае возникновения аварии — прихвата колонкового набора в скважине.

Шламовые трубы (ГОСТ 8238—56) служат для улавливания тяжелых частиц шлама, которые выпадают из промывочной жидкости в момент падения скорости потока при переходе из

узкого кольцевого зазора между стенками скважины и колонковой трубой в больший кольцевой зазор между бурильными трубами и стенками скважины (рис. 10).

Шламовые трубы применяются в тех случаях, когда шлам содержит тяжелые частицы, которые не могут быть вынесены с забоя на поверхность из-за недостаточной скорости восходящего потока промывочной жидкости (например, шлам содержит частицы металла при дробовом бурении).

Утяжеленные бурильные трубы (УБТ) устанавливаются над колонковой трубой и служат для концентрации веса в нижней части колонны бурильных труб и увеличения ее жесткости. Применение УБТ позволяет по-

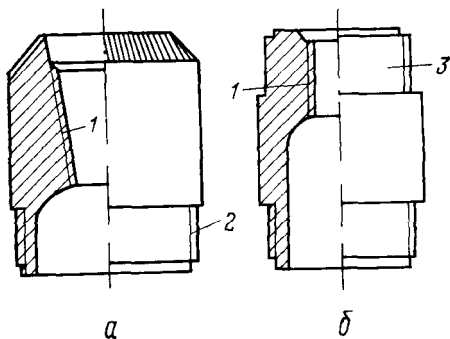


Рис. 9. Трубные переходники:
1 — резьба под бурильный замок, 2 — резьба под колонковую трубу, 3 — резьба под шламовую трубу

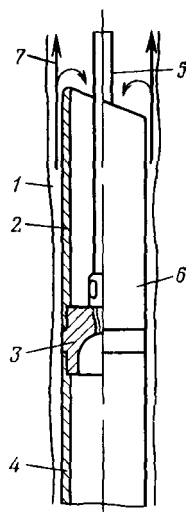


Рис. 10. Схема размещения шламовой трубы в буровом снаряде
1 — скважина, 2, 6 — шламовая труба, 3 — тройной переходник, 4 — колонковая труба, 5 — бурильная труба, 7 — направление восходящего потока промывочной жидкости

высить осевую нагрузку за породоразрушающий инструмент и улучшить условия работы бурильной колонны. Для геолого-разведочного бурения применяются трубы УБТ-РПУ (табл. 6) с приваренными резьбовыми соединительными концами.

Ведущие трубы служат для передачи крутящего момента и вращения от ротора или шпинделя бурового станка колонне бурильных труб и породоразрушающему инструменту. В зависимости от типа вращателя бурового станка ведущие трубы могут иметь круглое, трехгранное или квадратное сечение.

Буровой сальник (рис. 11, а) соединяется с ведущей трубой и с нагнетательным шлангом и служит для подачи промывочных жидкостей во вращающуюся колонну труб. Если буровой сальник имеет устройство для подвешивания бурильной колонны, то он называется вертлюгом-сальником (рис. 11, б)

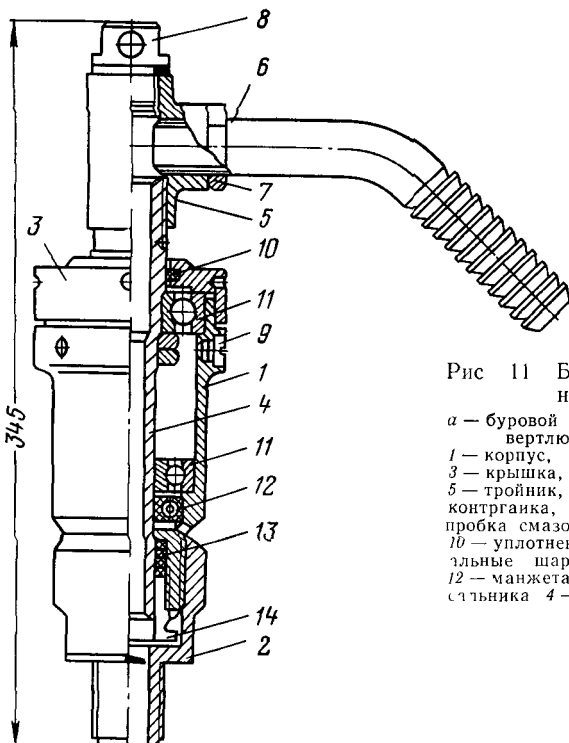
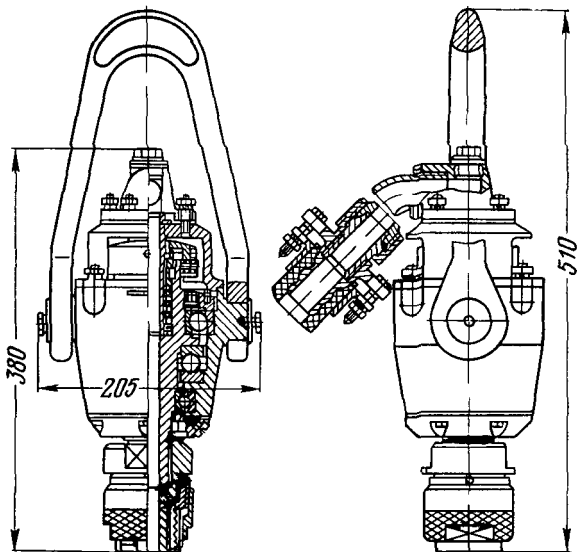


Рис 11 Буровые сальники

а — буровой сальник, б —
 вертлюг сальник,
 1 — корпус, 2 — переходник
 3 — крышка, 4 — шпindelь
 5 — тройник, 6 — отвод, 7 —
 контргайка, 8 — пробка, 9 —
 пробка смазочного отверстия
 10 — уплотнение, 11 — радиа-
 льные шарикоподшипники
 12 — манжета, 13 — набивка
 сальника 4 — нажимная гай-
 ка

а



б

Таблица 6

Размеры УБТ, мм				Масса одной трубы, кг
наружный диаметр	внутренний диаметр	толщина стенки	длина одной трубы	
73	35	19	4790	136
89	45	22	4785	167

В верхней части сальника имеется отверстие, закрытое пробкой, которое служит для засыпки в трубы заклиночного материала.

Технологический буровой инструмент, соединенный в определенной последовательности, называется *буровым снарядом*. Состав бурового снаряда зависит от способа бурения и особенностей скважины

ЗАБУРИВАНИЕ СКВАЖИНЫ И ОПЕРАЦИИ С БУРОВЫМ СНАРЯДОМ ПРИ БУРЕНИИ

Для бурения ведущая труба пропускается через полый шпindel бурового станка и закрепляется при помощи патронов (рис. 12). На верхнем конце ведущей трубы находится промывочный сальник.

Перед забуриванием скважины шпindel станка устанавливается строго под заданным углом при помощи точного угломера с уровнем. Проверяются также горизонтальность рамы станка, надежность крепления рамы станка к фундаменту и станины станка к раме, отсутствие люфта шпинделя во вращателе. Ведущая труба и инструмент для забуривания должны быть прямолинейны. Геолог должен уметь контролировать соблюдение указанных мер, так как от них зависит сохранение скважиной проектного направления.

Забуривание скважины производится твердосплавной коронкой или долотом для бескернового бурения. Снаряд для забуривания состоит из коронки (долота), короткой колонковой трубы, переходника и ведущей трубы, закрепленной в шпинделе. Вращение буровому снаряду передается через шпindel и патроны. Шпindel одновременно с вращением перемещается поступательно вместе с буровым снарядом. Через шпindel к буровому снаряду прилагается также осевая нагрузка.

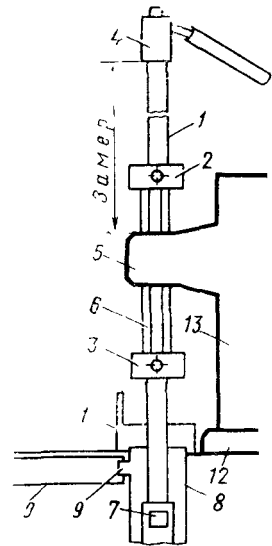
В мягких породах забуривание ведут с подачей небольшого количества жидкости или без промывки, чтобы не размывать устье скважины. После углубления на длину колонковой трубы снаряд извлекают и заменяют трубу на более длинную. Забуривание ведут на низшей скорости вращения с пониженной осевой нагрузкой на породоразрушающий инструмент.

Если мощность наносов невелика, то бурение ведется до устойчивых пород, после чего устанавливают *направляющую обсадную трубу*. При большой мощности наносов забуривание ведут на глубину 4—6 м, направляющая труба закрепляется путем заполнения затрубного пространства цементным раствором. В отдельных случаях для точной установки направляющей трубы на устье скважины выкапывается шурф, в котором труба устанавливается строго по отвесу или угломеру, раскрепляется и цементируется.

На верхний конец трубы навинчивается тройник или приваривается отводной патрубок для направления промывочной жидкости в циркуляционную систему, а также для обеспечения наблюдения буровым мастером выходящего потока жидкости. Устанавливается трубооборот, и начинается нормальный процесс бурения

Рис 12 Схема расположения верхней части бурового снаряда при бурении

1 — ведущая труба, 2, 3 — патроны, 4 — буровой сальник, 5 — неподвижная часть вращателя, 6 — шпиндель, 7 — буровой замок, 8 — обсадная труба, 9 — патрубок для отвода промывочной жидкости; 10 — желоб; 11 — трубооборот, 12 — рама станка, 13 — станина станка



При работе на шпиндельных станках углубление скважины происходит до тех пор, пока верхний патрон не дойдет до нижнего положения. Это расстояние, называемое *ходом шпинделя*, составляет 400—600 мм. Для продолжения бурения раскрепляют патроны и перемещают шпиндель относительно ведущей трубы в верхнее положение. Эта операция называется *перекреплением патронов*.

В процессе бурения за тот или иной период времени измеряют расстояние от сальника до неподвижной точки вращателя станка, называемое *замером*. Разница замеров на начало бурения и в данный момент характеризует увеличение глубины скважины. Обычно перед началом бурения подбирают такую длину бурового снаряда, чтобы величина замера обеспечивала углубление скважины на длину рейса. Для этого на буровой установке имеются короткие бурильные трубы различной длины — от 1 до 3 м. *Рейсом* называется цикл операций, начинающийся спуском бурового снаряда в скважину и заканчивающийся подъемом снаряда и извлечением керна из колонковой трубы. Величина бурения за рейс (длина рейса) зависит от буримости пород, так как с ней связан износ породоразрушаю-

щего инструмента. Падение скорости бурения, чаще всего связанное с износом коронки, указывает на необходимость прекращения бурения и подъема снаряда.

В тех случаях, когда нельзя подобрать такую величину замера, чтобы ее хватило на рейс (например, при бескерновом бурении или бурении мягких пород), проводят *наращивание снаряда* в процессе бурения. Для этого поднимают буровой снаряд на длину ведущей трубы, развинчивают бурильный замок и включают в состав колонны между ведущей трубой и остальной частью дополнительную бурильную трубу.

Если приподнимание снаряда для наращивания нежелательно, например, из опасения повредить керн при опускании коронки на забой, то свинчивают сальник и добавляют трубу сверху.

По окончании рейса производят заклинивание керна. Заклинивающий материал (толченный кварц, сечка из алюминиевой проволоки и др.) засыпается через отверстие в сальнике в бурильные трубы. Поток промывочной жидкости он доставляется к коронке и заполняет конусный зазор между коронкой и керном. Это позволяет заклинить керн в коронке, оторвать его от забоя периодическим кратковременным вращением снаряда и удержать в колонковой трубе при подъеме инструмента. При включении в состав колонкового набора кернорвателя (см. рис. 7) разрезное пружинное рвательное кольцо, находясь в верхней части конусной расточки корпуса кернорвателя, не препятствует проходу керна внутрь колонковой трубы. При подъеме снаряда рвательное кольцо, входя в конусную расточку коронки, плотно охватывает керн, отрывает его от забоя и удерживает до конца подъема.

Максимальная скорость бурения обеспечивается применением наиболее подходящего для данных условий режима бурения, т. е. сочетанием определенных параметров, которые изменяет буровой мастер с поста управления. Такими параметрами при колонковом бурении являются осевая нагрузка на породоразрушающий инструмент, скорость его вращения, расход и качество очистного агента (глинистого раствора, воды, воздуха), подаваемого в скважину.

При колонковом бурении геологоразведочных скважин осевые нагрузки достигают 1000—1500 кгс, а при бескерновом — 3000—4500 кгс. Скорости вращения, предусмотренные конструкциями геологоразведочных станков, достигают 600—1015 об/мин. При таких режимах бурильная колонна подвергается значительным сжимающим, растягивающим, изгибающим и скручивающим нагрузкам.

Бурильные трубы изнашиваются в результате трения о стенки скважины. Если позволяет диаметр скважины, то на бурильные трубы с муфтово-замковым соединением для защиты их от износа могут надевать резиновые кольца — протекторы

по два-три на трубу. Протекторы надевают также на бурильные трубы, работающие в интервале обсадных труб для защиты последних от истирания и ударов. Протекторы выпускаются централизованно, но могут быть изготовлены при помощи несложных устройств и на месте работ из отработанных автопокрышек. В этом случае они надеваются на трубы с натягом плотными пачками по 15—20 штук.

Во время подъема бурового инструмента следует наблюдать за состоянием бурильных труб и резьбовых соединений. Места явного износа труб проверяют калибром. При износе на 2—3 мм по диаметру трубы выбраковывают.

ВСПОМОГАТЕЛЬНЫЙ ИНСТРУМЕНТ ДЛЯ СПУСКО-ПОДЪЕМНЫХ ОПЕРАЦИЙ

Для обслуживания технологического инструмента при бурении и спуско-подъемных операциях используется вспомогательный инструмент (рис. 13).

Подкладные вилки — приспособления, вставляемые в прорези ниппеля или замка для удержания в подвешенном положении бурильной колонны. Вилка с длинной ручкой применяется при проведении спуско-подъемных операций с развинчиванием свеч вручную, с короткой — используется в комплекте с трубооборотом.

Ведущая вилка — приспособление, вставляемое в прорезь ниппеля отвинчиваемой свечи при работе с трубооборотом.

Ключи шарнирные для бурильных (ГОСТ 6494—71), колонковых и обсадных труб (ГОСТ 10559—63) применяются для захвата трубы за гладкую часть. Служат для разборки и сборки буровых снарядов, а также обсадных труб.

Ключи короночные служат специально для свинчивания твердосплавных и алмазных коронок и изготавливаются в виде

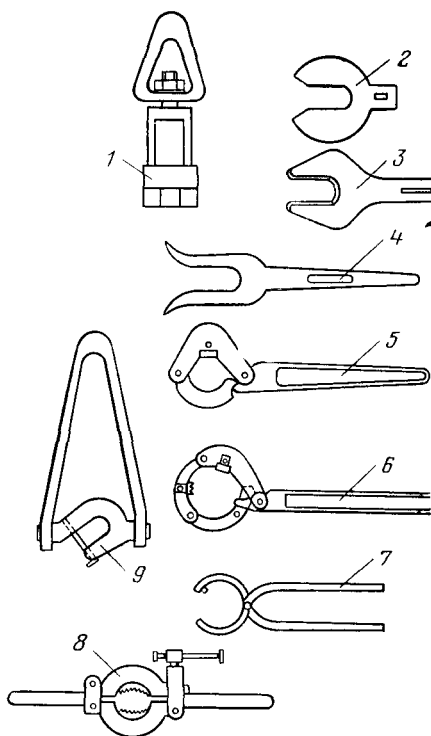
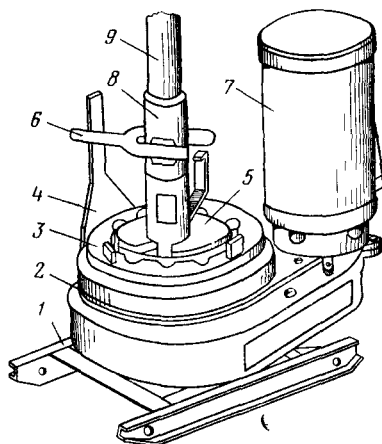


Рис. 13. Вспомогательный инструмент для спуско-подъемных операций:

1 — элеватор; 2 — подкладная вилка к труборазвороту; 3 — ведущая вилка к труборазвороту; 4 — подкладная вилка для работы без труборазворота; 5 — шарнирный ключ для бурильных труб; 6 — шарнирный ключ для колонковых и обсадных труб; 7 — клещи короночные; 8 — шарнирный хомут; 9 — фаршгуль

клещей с зубом, круговых ключей со штифтами (ГОСТ 10465–74) или специальных шарнирных ключей. Свинчивание коронок шарнирными ключами, предназначенными для труб, не допускается, так как приводит к их смятию.

Шарнирный хомут — трубнозахватное устройство, состоящее из двух звеньев, соединенных шарнирами, снабженных плашками и стягиваемых винтом. Служит для захватывания бурильной трубы в любом месте при необходимости поворота



*Техническая характеристика
Труборазворота РТ-1200М*

Максимальный крутящий момент, кгс·м	350
Скорость вращения вала, об/мин	75
Время развинчивания одного соединения, с	4—5
Мощность привода, кВт	3
Габариты, мм	
длина	885
ширина	495
высота (до кромки крышки)	376
Масса механизма, кг	260

Рис. 14. Труборазворот РТ-1200М:
1 — рама; 2 — корпус; 3 — крышка, 4 — водило; 5 — подкладная вилка, 6 — ведущая вилка; 7 — двигатель; 8 — буровой замок; 9 — бурильная труба

бурового снаряда в скважине вручную или удержания его в подвешенном положении над забоем.

Элеватор — трубнозахватное устройство, присоединяемое к талевой системе для удержания труб при производстве спуско-подъемных операций. Элеваторы для геологоразведочного бурения (ГОСТ 8542—57) захватывают трубы за прорезь nipple или замковой муфты. От выпадения труба предохраняется подвижным кольцом или поворотным стаканом с защелкой.

Фарштуль — подъемное устройство, надеваемое на бурильную трубу и предназначенное для подъема колонны за выступы муфты или промывочного сальника.

Трубный подсвечник — устройство, сваренное в виде решетки из отрезков труб. Служит основанием для установки бурильных свечей около устья скважины.

Труборазворот — механизм, предназначенный для свинчивания и развинчивания бурильных труб.

Труборазворот РТ-1200 М (рис. 14) имеет реверсивный электропривод и шестеренчатый редуктор. Он стационарно устанавливается на устье скважины. Ведомая шестерня механизма

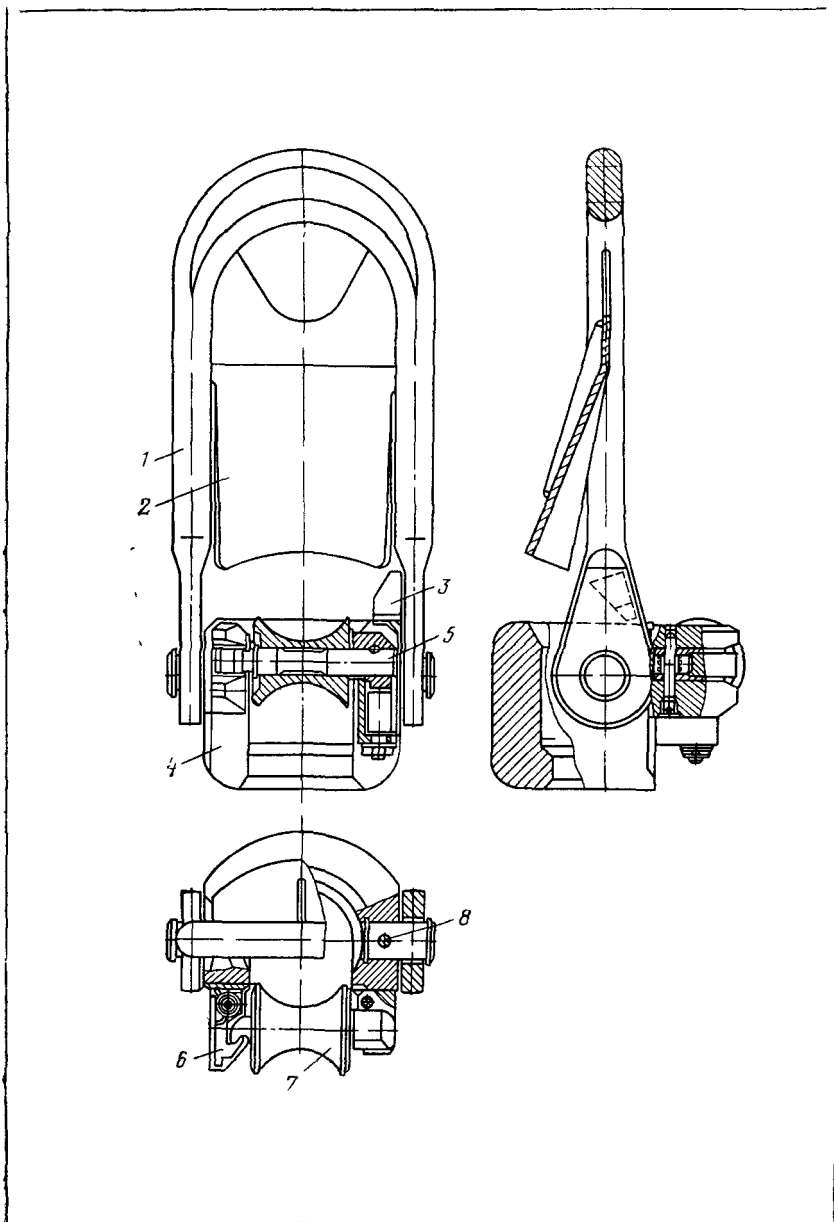


Рис. 15. Полуавтоматический элеватор МЗ-50-80:

1 — серьга; 2 — пластина отражателя; 3 — бобышка; 4 — корпус;
 5 — затвор, 6 — подпружиненная защелка, 7 — ролик; 8 — палец

соединена с водилом. Подкладная вилка опирается при подъеме и спуске о корпус механизма. Ведущая вилка вставляется в пазы ниппеля замка, соединенного с отвинчиваемой свечой. При включении трубоизворота водило упирается в рукоятку ведущей вилки и вращает ее до отвинчивания или завинчивания резьбы. Включение трубоизворота разрешается осуществлять только помощнику бурового мастера.

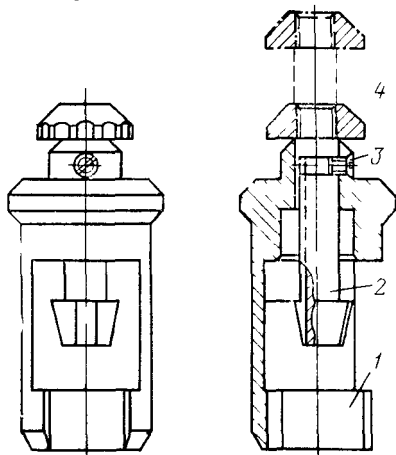


Рис. 16. Наголовник к полуавтоматическому элеватору:

1 — корпус; 2 — стержень; 3 — винт установочный, 4 — головка

Полуавтоматический элеватор — элеватор, автоматически отсоединяющийся от бурильной свечи при установке ее на подсвечник. Такие элеваторы позволяют осуществлять спуск и подъем снаряда без участия верхового рабочего.

Разработаны и применяются элеваторы нескольких типов. На рис. 15 показан элеватор МЗ-50-80. В комплекте с элеватором применяются быстроразъемные наголовники, надеваемые на замковую муфту (рис. 16).

Применяются также полуавтоматические элеваторы без наголовников, захватывающие бу-

рильную свечу за специальную кольцевую проточку муфты бурильного замка (например, элеватор Урал-2). Отсутствие наголовников облегчает работу помощника бурового мастера

ТЕХНОЛОГИЯ СПУСКО-ПОДЪЕМНЫХ ОПЕРАЦИЙ

Порядок спуско-подъемных операций следующий. После того, как керн заклинен и сорван, выключают промывочный насос, под сальник подводят фарштуль, соединенный серьгой с тросом, и делают натяжку троса. (При применении вертлюгов-сальников необходимость в применении фарштуля отпадает.) Открепляют патроны станка, и поднимают снаряд до выхода из скважины бурильного замка, соединяющего ведущую трубу с бурильной колонной. В нижнюю прорезь замка вставляют подкладную вилку и осторожно опускают снаряд до упора вилки о корпус трубоизворота. Отвинчивают ведущую трубу от колонны, приподнимают ее, отводят станок вместе с ведущей трубой от устья скважины и опускают трубу до упора о подкладку, помещенную под станком. Ведущая труба может также быть опущена без извлечения ее из шпинделя в специальную неглубокую скважину, которая заранее пробуривается для

этой цели при заднем положении станка и закрепляется обсадной трубой.

Трос отсоединяют от фарштуля или сальника-вертлюга и соединяют с элеватором. Элеватор надевают на верхний паз замка, находящегося над устьем скважины, и фиксируют кольцом. Буровой мастер при помощи лебедки немного приподнимает снаряд и притормаживает его на время, пока помощник бурового мастера вынимает из нижних пазов замка подкладную вилку. Затем поднимают снаряд из скважины до появления бурильного замка, соединяющего между собой свечи. Устанавливают подкладную вилку в нижнюю прорезь замковой муфты и ведущую вилку в прорезь замкового ниппеля. Включают трубооборот, который отвинчивает свечу. Буровой мастер приподнимает свечу, помощник мастера вынимает ведущую вилку и отводит свечу на подсвечник. Свеча ставится на подсвечник. Буровой рабочий (верховой), находящийся на верхнем полке вышки, отсоединяет элеватор и заводит конец свечи за специальный выступ вышки, называемый пальцем. Опущенный вниз элеватор надевается помощником бурового мастера на верхние пазы замковой муфты, и процесс подъема очередной свечи повторяется. При рассоединении свечей на отвинченной свече остается замковый ниппель, а на следующей — замковая муфта. Если буровой мастер упустил момент торможения, не заметив выход из скважины замкового соединения, а свеча продолжает подниматься выше обычного положения, то срабасывает звуковой сигнал противозатаскивающего устройства, устанавливаемого в верхней части вышки. Для геологоразведочного бурения рекомендуются противозатаскиватели Н06 и Н07. Они имеют, кроме устройства для подачи сигнала, еще и выключатель, отключающий привод станка в случае, если буровой мастер не прореагировал на сигнал и элеватор приближается к кронблоку. У станка ЗИФ-1200МР устройство аналогичного назначения имеется на лебедке.

Бурильные свечи устанавливаются на подсвечнике в строгой последовательности, которая повторяется при обратном процессе — спуске снаряда. При бурении глубоких скважин для равномерного износа всей колонны труб рекомендуется периодически менять в определенной последовательности порядок расположения свечей в колонне так, чтобы ранее работавшие в нижней части колонны свечи оказывались в следующий период в верхней ее части.

Если для замены бурильных труб приходится их развинчивать в муфтовом соединении, не имеющем боковых пазов для подкладной вилки, то колонну подвешивают на устье при помощи шарнирного хомута.

После подъема всех свечей поднимается колонковый набор. Устье скважины сразу же закрывается специальной пробкой, а колонковый набор выносится из бурового здания. После от-

винчивания коронки из него извлекают керн. Для облегчения выноса снаряда из здания может быть применена несложная тележка, в которую снаряд устанавливается на коронку. Помощник бурового мастера легко выкатывает снаряд по настилу. При износе заменяется колонковая труба, навинчивается новая коронка. Для удобства сборки и разборки рекомендуется применять специальные опоры ОКН с шарнирными хомутами для крепления труб. Это устройство позволяет разбирать снаряд одному человеку, совмещая операцию по сборке и разборке с бурением, которое в это время производится вторым, запасным снарядом.

Спуск снаряда производится в обратной последовательности. Если трубооборот на буровой установке не применяется, то свинчивание и развинчивание труб производится вручную. В этом случае подкладная вилка, предназначенная для работы без трубооборота, опирается на направляющую обсадную трубу. Ведущая вилка не устанавливается. Развинчивание и свинчивание свеч ведут вручную при помощи шарнирного ключа для бурильных труб. Порядок операций аналогичен описанному выше.

Если применяется полуавтоматический элеватор, то при подъеме снаряда надевают на конец свечи наголовник, а затем уже элеватор с открытым затвором. Форма корпуса элеватора такова, что в верхнем положении он не может сняться со свечи. Поднимают свечу и устанавливают ее на подсвечник. Опускают элеватор, который при спуске упирается отражателем в наголовник, отклоняется и выходит из зацепления со свечой. На конец следующей свечи надевают очередной наголовник, и процесс повторяется. Существуют конструкции полуавтоматических элеваторов-фарштулей, которые не освобождаются от свечи, а спускаются по ней вниз. В остальном порядок их применения не отличается от освобождающихся элеваторов.

Для спуска бурового снаряда полуавтоматический элеватор надевают на низ свечи и закрывают затвор. Элеватор поднимают вверх по свече до тех пор, пока он не подхватит ее за находящийся на конце наголовник. После спуска свечи с нее снимают элеватор и наголовник, элеватор же надевают на следующую свечу и т. д.

Для применения полуавтоматических элеваторов без наголовников необходимо иметь бурильные замки со специальной кольцевой проточкой, за которую происходит захват замка кулачками элеватора. При использовании полуавтоматических элеваторов верхний конец свечи в свечеприемник — выгнутую трубу, расположенную в верхней части вышки, обычно приходится направлять усилием руки рабочего. Разработаны и применяются в геолого-разведочных организациях различные типы свечекладчиков, но они менее распространены, чем сами полуавтоматические элеваторы.

КОНСТРУКЦИИ СКВАЖИН И КРЕПЛЕНИЕ ИХ ОБСАДНЫМИ ТРУБАМИ

На основании данных о предполагаемом геологическом разрезе, о глубине скважины и необходимом конечном диаметре составляется конструкция скважины.

Под конструкцией скважины понимается схема ее устройства, в которой показаны намечаемые диаметры скважины, интервалы глубины бурения породоразрушающим инструментом, диаметры колонн обсадных труб, глубина их спуска и места тампонирувания, т. е. изоляции глиной или цементным раствором. Обсадные трубы предусматриваются для закрепления устья скважины и предохранения его от размывания (направляющая труба), закрепления залегающих в верхней части разреза неустойчивых, водоносных и выветрелых пород (кондуктор), перекрытия зон разрушенных, раздробленных, неустойчивых и водоносных пород и других интервалов, которые не могут быть закреплены другими способами.

Для экономии металла конструкция скважины должна быть простейшей. При колонковом бурении обычно удается ограничиться установкой направляющей трубы длиной 4—6 м и спуском кондуктора для закрепления верхней зоны скважины. При небольшой мощности наносов применяют только кондуктор. Зоны неустойчивых пород при соблюдении правил технологии удается пробуривать далее с применением качественных глинистых растворов и тампонирувания таких зон быстросхватывающимися смесями.

Конечный диаметр скважины зависит от диаметра керна. При бурении твердых пород алмазными коронками диаметр скважины обычно принимается равным 59 мм, при бурении твердосплавными коронками углей — 76 мм, минеральных солей — 93 мм. При дробовом бурении конечный диаметр должен быть не менее 91 мм. Меньшие диаметры являются резервными.

Диаметр направляющей трубы при алмазном бурении обычно не превышает 127 мм, при других видах бурения — 146 мм.

Обычно верхний конец обсадных колонн выходит к устью скважины. Но в отдельных случаях при необходимости изоляции глубоких горизонтов с целью экономии обсадных труб применяют потайные обсадные колонны, которые не имеют выхода на поверхность.

На рис. 17 приведен пример конструкции скважины.

Конечный диаметр бурения с учетом требований к опробованию рудной зоны, залегающей на глубине 780 м, принят равным 59 мм. В интервале 615—625 м находится зона раздробленных пород, пересечение которой связано с обвалами стенок скважины и интенсивным поглощением промывочной жидкости. Наносы мощностью 218 м сложены неустойчивыми породами

Забуривание ведется породоразрушающим инструментом диаметром 112 мм. Обсадная труба длиной 6 м и диаметром 108 мм является направляющей. Затрубное пространство цементируется. Далее используют инструмент диаметром 93 мм, пробуривают наносы и углубляются в скальные магматические породы до тех пор, пока не будет получен ненарушенный керн. Обсадные трубы диаметром 89 мм опускают на глубину 220 м до упора в устойчивые коренные породы.

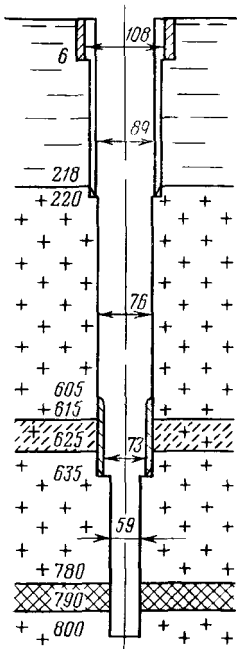


Рис 17.
Конструкция
скважины

Далее до глубины 635 м скважина имеет диаметр 76 мм. Нарушенную зону перекрывают потайной колонной труб длиной 30 м так, чтобы ее нижняя и верхняя части находились в интервалах устойчивых пород. Затрубное пространство цементируют. Остальную часть скважины до глубины 800 м пробуривают коронкой диаметром 59 мм.

Обсадные трубы геологоразведочного сортамента соединяются между собой в колонну при помощи трубных nipples или труба в трубу. Намечается использование раструбных соединений.

Иногда для крепления скважины применяют трубы без резьбы, свариваемые встык непосредственно при креплении скважины. В отдельных случаях, когда конструкции скважин сложные или требуется применение более прочной колонны, используются

обсадные трубы нефтяного сортамента по ГОСТ 632—64 диаметром 168 и 219 мм с толщиной стенки 7 мм и более, соединяемые муфтами.

Виды соединений труб показаны на рис. 18.

Для спуска в скважину обсадные трубы готовят около буровой вышки: смазывают резьбу, проверяют шаблоном проходной диаметр труб, соединяют nipples в звенья по 2—3 трубы. На нижнюю трубу навинчивают башмак для предохранения нижнего конца труб от смятия.

На верхний конец звена труб надевают трубный хомут (рис. 19, а) и закрепляют болтами. Крюк каната соединяют с хомутом при помощи штроп, зацепляемых за вырезы внизу хомута. Звено труб лебедкой поднимают над устьем скважины и опускают в нее до упора на хомут. Второй хомут надевают на следующее звено, оно поднимается и свинчивается с опущенным в скважину при помощи шарнирных ключей. После свинчивания звеньев нижний хомут снимается и переносится на сле-

дующее звено, а колонна опускается до упора верхнего хомута о направляющую трубу на устье скважины.

Вместо трубных хомутов для удержания колонны на весу на устье скважины при спуске могут применяться более удобные лафетные хомуты (рис. 19, б) с клиновыми плашками

Подъем обсадных труб после окончания бурения скважины производится либо лебедкой станка через талевую систему,

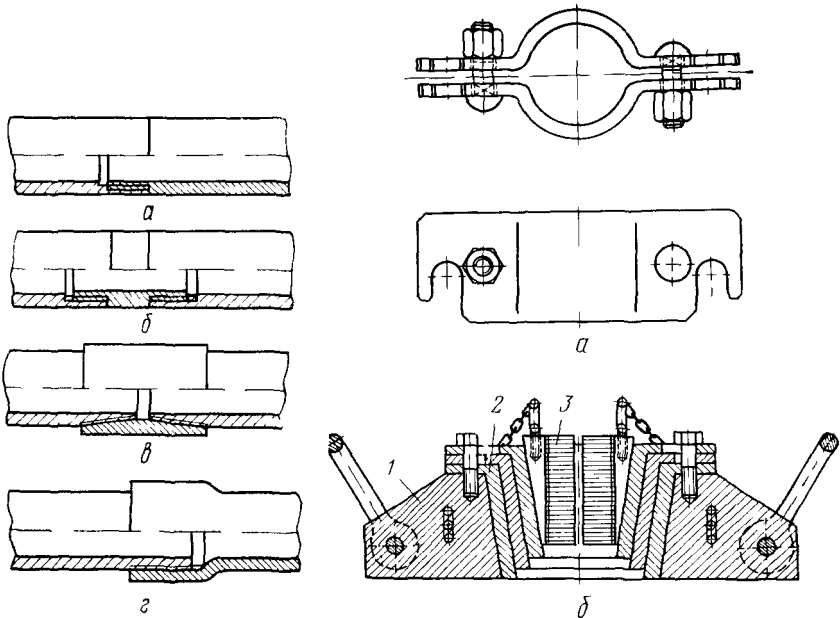


Рис. 18. Виды соединения обсадных труб:

а — труба в трубу, б — шпильное, в — муфтовое, г — раструбное

Рис. 19. Инструмент для спуска обсадных труб:

а — трубный хомут, б — лафетный хомут; 1 — корпус; 2 — съемные кольца, 3 — клинья

либо с помощью специальных винтовых или гидравлических домкратов. Извлечение труб целесообразно только при малом сроке бурения скважины. В глубоких скважинах (особенно наклонных) обсадные трубы с внутренней стороны буровых труб. Это приводит как к затруднениям при их извлечении (обрывы труб), так и к невозможности их повторного использования.

Потайную колонну опускают на переходнике с левой резьбой и на колонне буровых труб. После установки вращением в правую сторону переходник разъединяется с потайной колонной. Зазор между потайной колонной труб и скважиной обязательно цементируют, верх колонны развальцовывают конусной фрезой, чтобы избежать ударов о нее коронками при спуске бурового снаряда

Глава IV

БУРОВЫЕ УСТАНОВКИ ДЛЯ ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНОГО ВРАЩАТЕЛЬНОГО БУРЕНИЯ

Буровой установкой называется комплекс бурового и энергетического оборудования, а также наземных сооружений, служащий для бурения скважин.

В буровую установку входят буровой агрегат, размещаемый в буровом здании, и буровая вышка. Буровой агрегат включает буровой станок, промывочный насос и силовые приводы к ним, а также аппаратуру контроля и регулирования процесса бурения.

По транспортабельности буровые установки разделяются на стационарные, передвижные, самоходные и переносные

НАЗНАЧЕНИЕ И ОСНОВНЫЕ УЗЛЫ БУРОВЫХ СТАНКОВ

Буровые станки при геологоразведочном бурении служат для вращения колонны бурильных труб с колонковым набором, регулировки осевой нагрузки на породоразрушающий инструмент с подачей бурового снаряда по мере углубки скважины и для осуществления спуско-подъемных операций при бурении скважины, креплении ее обсадными трубами и специальных работах

Для осуществления указанных операций станки имеют вращатель, механизм для регулирования нагрузки на забой и лебедку

Для работы основных узлов на различных скоростях буровые станки имеют коробку передач, а для включения и выключения станка — фрикцион. Все узлы станка крепятся на станине, а станина на раме

По типу вращателя буровые станки разделяются на шпиндельные и роторные

На рис. 20 приведена кинематическая схема шпиндельного бурового станка ЗИФ-1200МР.

От электромотора 2 через дисковый фрикцион 4 вращение передается на первичный вал II двухступенчатого редуктора с передаточным отношением 1 : 1,75. В редукторе 1 размещаются подвижная $z_1=18$ и неподвижные $z_2=41$ и $z_3=33$ шестерни. Далее вращение передается первичному валу IV коробки передач 12. На первичном валу коробки передач размещены неподвижные шестерни $z_4=26$ и $z_5=18$. Последняя шестерня является опорой конца вторичного вала VI

На вторичном валу находятся подвижные шестерни $z_7=39$, $z_8=20$ и $z_9=23$, на промежуточном валу *V* размещены неподвижные шестерни $z_6=41$, $z_{10}=20$, $z_{11}=39$ и $z_{12}=36$

На правом конце вторичного вала коробки передач свободно посажены шестерни $z_{13}=33$ и $z_{14}=33$, которые служат соответственно для включения в работу лебедки 7 и вращателя 10 при помощи подвижной зубчатой муфты, расположенной между ними. При необходимости в зацеплении могут находиться обе

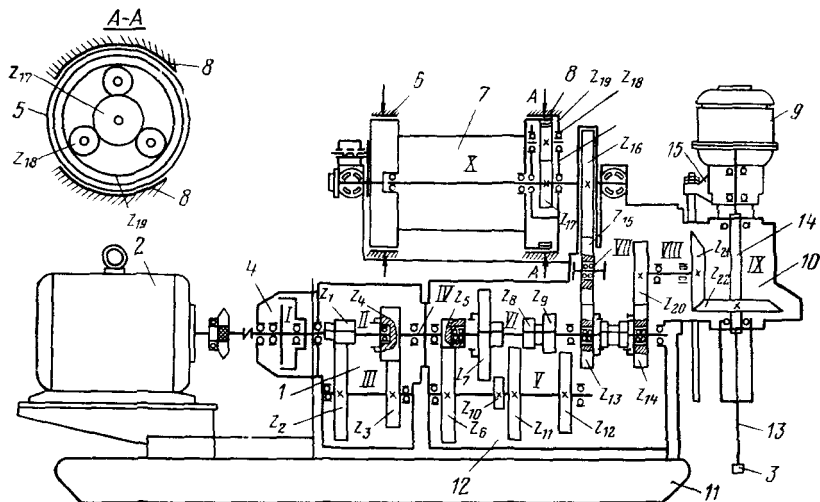


Рис 20 Кинематическая схема бурового станка

шестерни, тогда обеспечивается одновременная работа лебедки и вращателя

Вращатель 10 приводится в действие через шестерни $z_{14}=33$, $z_{20}=33$, вал VIII и конические шестерни углового редуктора $z_{21}=27$, $z_{22}=43$

Барабан планетарной лебедки 7 приводится в движение через шестерни $z_{13}=33$, $z_{15}=35$, $z_{16}=51$, солнечную шестерню $z_{17}=27$, сателлиты $z_{18}=21$ и зубчатый венец барабана $z_{19}=69$

Редуктор и четырехступенчатая коробка передач обеспечивают получение восьми скоростей вращения шпинделя и барабана лебедки

Станок имеет гидравлическую систему перемещения шпинделя, гидравлический патрон 9. Гидрофицировано управление тормозами лебедки 6 и 8 и перемещение станка по раме 11 для освобождения устья на время спуско-подъемных операций

Основной деталью вращателя 10 является шпиндель 13, на концах которого находятся зажимные патроны 9 и 3. Шпиндель полый, через него пропускается ведущая бурильная труба, которая закрепляется при помощи патронов. Наружная поверхность шпинделя имеет шестигранную форму

Вращение на шпиндель, а следовательно, и на закрепленную в нем бурильную трубу и весь снаряд передается при помощи пары конических шестерен. Ведомая шестерня закреплена на втулке 14, имеющей отверстие шестигранной формы, через которое проходит шпиндель. Шпиндель путем такого сочленения получает вращение, но имеет свободу вертикального перемещения. Во время бурения он перемещается вниз по мере углубки скважины. Со шпинделем взаимодействует через траверсу 15 механизм подачи, служащий для регулирования осевой нагрузки на породоразрушающий инструмент. У станка ЗИФ-1200МР — это гидравлическая система, включающая в себя масляный насос, систему трубопроводов, маслобак, гидроцилиндры и прибор гидроуправления. Как и большинство буровых станков, станок ЗИФ-1200МР имеет планетарную лебедку. Принцип действия планетарной лебедки следующий. Барабан свободно расположен на подшипниках на валу лебедки X. С левой стороны барабан имеет тормозной шкив, с правой на нем закреплена венцовая шестерня z_{19} . Шестерня z_{19} сопряжена с тремя шестернями-сателлитами z_{18} , оси которых закреплены в тормозном диске 5, свободно помещенном на вал. На валу X закреплена центральная шестерня z_{17} , называемая солнечной шестерней. При вращении вала X вращаются солнечная шестерня и сателлиты, которые вращаются как вокруг собственных осей, так и относительно вала, перекачиваясь по венцовой шестерне. Барабан лебедки 7 в это время неподвижен, а тормозной диск 5 вращается вместе с сателлитами. Если остановить вращение тормозного диска 5, зажав его тормозом 8, то остановятся оси сателлитов и вращение передается на венцовую шестерню и барабан лебедки. Тормоз 8 называется тормозом подъема, так как при его работе канат наматывается на барабан, поднимающий снаряд из скважины. Во время спуска снаряда, когда необходимо уменьшить скорость разматывания каната с барабана лебедки, применяют тормоз спуска 6.

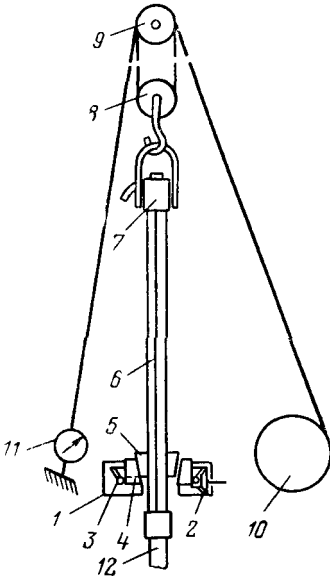


Рис. 21. Схема роторного вращателя и подачи бурового снаряда с лебедки
1 — корпус ротора 2, 3 — конические шестерни; 4 — стол ротора; 5 — вкладыш, 6 — ведущая труба; 7 — сальник; 8 — талевый блок, 9 — кронблок, 10 — лебедка, 11 — динамометр, 12 — буровая труба

Аналогичными являются схемы механической части и других буровых станков, применяемых при колонковом бурении.

Некоторые буровые установки и станки имеют роторный вращатель. Его особенностью является отсутствие шпинделя, патронов, траверсы и соединенного с ней механизма подачи

Принципиальная схема роторного вращателя дана на рис. 21. В корпусе ротора 1 помещается пара конических шестерен 2 и 3. Вращение передается на стол ротора 4. В столе находится вкладыш 5, форма сечения которого соответствует форме сечения ведущей трубы 6. Таким образом, роторный вращатель служит только для вращения бурового снаряда через ведущую трубу специального профиля (трехгранную, квадратную). Поступательное перемещение снаряда регулируется с помощью лебедки 10.

СИСТЕМЫ ПОДАЧИ БУРОВОГО СНАРЯДА

При бурении должно быть обеспечено непрерывное вращение бурового снаряда и подача его вниз по мере углубки скважины с сохранением постоянной осевой нагрузки на породоразрушающий инструмент. Осевая нагрузка создается весом бурового снаряда. Очевидно, что если задана определенная величина осевой нагрузки, то при небольшой глубине скважины веса снаряда может быть недостаточно для ее создания, а при значительной глубине скважины вес снаряда будет превышать эту величину.

Таким образом, заданную осевую нагрузку можно выразить так:

$$C = Q \pm P,$$

где C — заданная осевая нагрузка в кгс; Q — нагрузка, создаваемая буровым снарядом, в кгс; P — усилие, создаваемое регулятором подачи, в кгс.

Общий вес бурового снаряда равен

$$Q_c = q_k + q_y l_y + ql,$$

где q_k — вес колонкового набора или долота в кгс; q_y — вес 1 м утяжеленных бурильных труб в кгс; l_y — длина утяжеленных бурильных труб в м; q — вес 1 м бурильных труб с учетом веса соединений в кгс; l — длина колонны бурильных труб в м.

Нагрузка от бурового снаряда Q будет меньше, чем Q_c , так как снаряд находится в скважине, заполненной промывочной жидкостью. В наклонных скважинах часть веса колонны воспринимается не забоем, а стенкой скважины. Поэтому:

$$Q = Q_c \left(1 - \frac{\gamma_{ж}}{\gamma} \right) \cos \theta,$$

где $\gamma_{ж}$ и γ — удельный вес промывочной жидкости и материала бурильных труб в гс/см³; θ — средний зенитный угол скважины, т. е. угол между осью скважины и вертикалью, в градусах.

Усилие P , создаваемое регулятором подачи, должно быть направлено вниз, когда нагрузка от снаряда недостаточна для создания необходимой осевой нагрузки, и вверх, когда $Q > C$.

В первом случае бурение будет с дополнительной нагрузкой, во втором — бурение с разгрузкой. При бурении с разгрузкой часть веса колонны бурильных труб, равная силе P , воспринимается не забоем скважины, а регулятором подачи. Эта часть колонны находится в растянутом состоянии, тогда как нижняя часть, создающая нагрузку на забой, будет сжата.

По конструкции механизмов подачи шпиндельные станки разделяются на станки с подачей: гидравлической, дифференциальной, рычажной и рычажно-дифференциальной. Каждый вид станка имеет оригинальную конструкцию вращателя, соответствующую системе подачи. В настоящее время преимущественно применяются шпиндельные станки с гидравлической системой подачи.

У станков с роторным вращателем подача осуществляется при помощи лебедки.

Гидравлическая система подачи

Гидравлическая система подачи имеет ряд преимуществ перед другими системами подачи шпиндельных станков:

удобное управление;

точную регулировку осевой нагрузки на породоразрушающий инструмент;

возможность определения веса снаряда в скважине;

возможность использования как домкрата для извлечения труб или ликвидации аварий.

Работу гидравлической системы рассмотрим на примере принципиальной схемы гидравлики станков ЗИФ-1200МР (рис. 22).

На корпусе вращателя неподвижно укреплены гидравлические цилиндры 1. В них находятся поршни 2 со штоками 3, соединенные траверсой 4. Траверса 4 через опорные подшипники связана со шпинделем 5. Шпиндель 5 имеет верхний гидравлический 6 и нижний механический 7 зажимные патроны, которые служат для закрепления в шпинделе ведущей бурильной трубы. Из бака 8 спаренный лопастной маслонасос 10 через распределительный кран 11 подает масло в напорную магистраль H . Направление дальнейшего движения масла зависит от положения золотника прибора гидроуправления. Золотник представляет собой цилиндр, находящийся в корпусе прибора гидроуправления. Система каналов в цилиндре при его поворачивании при помощи рукоятки на панели управления станком может сочетаться с системой каналов в корпусе прибора гидроуправления в шести различных фиксируемых положениях.

На схеме золотник показан условно в виде диска 16, а каналы в виде линий, соединяющих магистрали. Корпус прибора гидроуправления 17 обозначен пунктиром.

Давление масла в системе регулируется дросселем 15, находящемся в корпусе прибора гидроуправления 17. При перекры-

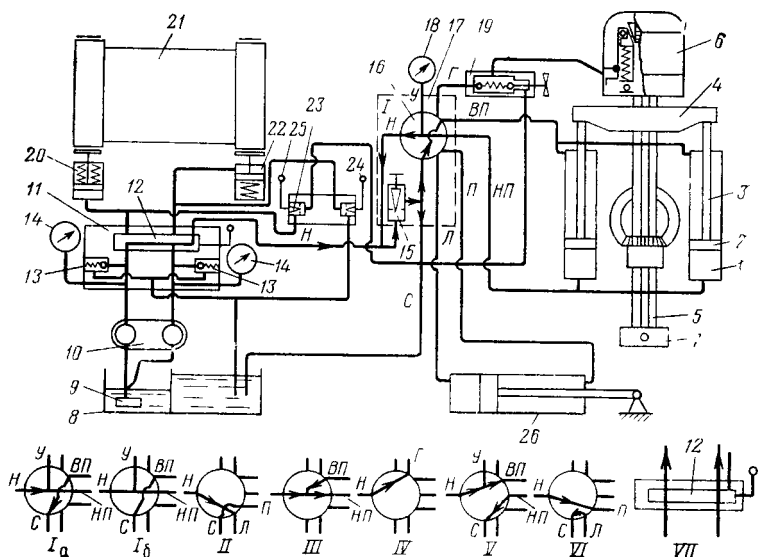


Рис 22. Гидравлическая система станка

1 — гидроцилиндр вращателя, 2 — поршень, 3 — шток, 4 — траверса, 5 — шпиндель, 6 — верхний гидравлический зажимной патрон, 7 — нижний механический зажимной патрон, 8 — маслобак; 9 — фильтр; 10 — спаренный маслонасос; 11 — распределительный кран (положение при работе вращателя); 12 — золотник распределительного крана, 13 — предохранительные клапаны; 14 — манометр, 15 — дроссель прибора гидроуправления, 16 — золотник прибора гидроуправления; 17 — прибор гидроуправления, 18 — указатель осевой нагрузки; 19 — кран гидропатрона; 20 — гидравлический тормоз спуска, 21 — лебедка, 22 — гидравлический тормоз подъема, 23 — дроссельный механизм, 24, 25 — рукоятка гидравлического управления лебедкой; 26 — цилиндр перемещения станка, I, II, III, IV, V, VI — различные положения золотника прибора гидроуправления; VII — положение золотника распределительного крана при работе лебедки

Магистрали трубопроводов: Н — нагнетательная; С — сливная; ВП — к верхним полостям цилиндров вращателя, НП — к нижним полостям цилиндров вращателя, П — к правой полости цилиндра перемещения станка; Л — к левой полости цилиндра перемещения станка. У — к указателю нагрузки, Г — к гидропатрону

том отверстия дросселя масло находится под максимальным давлением. Открывая отверстие дросселя вывинчиванием его иглы, пропускают часть масла через сливную магистраль С в бак, минуя цилиндры гидроподдачи I, чем снижают давление масла в цилиндрах.

Усилие гидравлики зависит от давления масла в цилиндрах и площади поршней. Для контроля за осевой нагрузкой служит указатель 18 плунжерного типа. Он имеет шкалы, проградуированные в килограммах нагрузки на поршни 2 в верхних или нижних полостях цилиндра.

Гидравлический зажимной патрон *б* включен в систему через кран *19*.

В гидравлическую систему входят также гидроцилиндр *26* для перемещения станка по раме и система гидроуправления лебедкой *21*, состоящая из гидроцилиндров *20* и *22* и дроссельного механизма *23* с рукоятками *24* и *25*. В зависимости от положения золотника *12* распределительного крана *11* масло подается либо в напорную магистраль *Н*, либо в гидроцилиндры лебедки (см. рис. 22, VII).

Для предотвращения перегрузок в гидросистеме служат предохранительные клапаны *13*.

При работе вращателя рукоятка золотника *16* прибора гидроуправления *17* может быть установлена в положениях «вверх» *I*, «от скважины» *II*, «быстрый подъем» *III*, «стоп патрон» *IV*, «вниз» *V*, «к скважине» *VI*. Для этих положений направление движения масла показано стрелками.

В положении золотника *I* с напорной магистралью *Н* через магистраль *НП* сообщены нижние полости цилиндров. Если усилие вверх, создаваемое давлением масла, больше веса бурового снаряда, действующего на поршни *2* вниз через шпindel *5*, траверсу *4* и штоки *3*, то система работает в режиме домкрата и шпindel будет двигаться вверх, отрывая снаряд от забоя (движение масла по схеме — положение *1а*). Если усилие снизу будет равно весу снаряда, то поршни и шпindel будут неподвижны. По указателю нагрузки *18* можно в этот момент определить фактический вес снаряда. Масло в магистралях *НП* и *ВП* не перемещается, а от напорной магистрали *Н* через дроссель *15* поступает в сливную магистраль *С* (положение *1б*).

Если вес снаряда больше, чем усилие снизу, то шпindel двигается вниз, а на породоразрушающий инструмент действует нагрузка, равная разности веса бурового снаряда и усилия, создаваемого давлением масла. Масло в этом случае будет вытесняться из нижних полостей цилиндров и через дроссель *15* сливаться. В верхние полости масло поступает из магистрали *ВП*. Гидравлическая система в этом случае работает в режиме бурения с разгрузкой.

В положении золотника *II* масло направлено по магистрали *Л* в левую полость цилиндра перемещения станка *26*. Поскольку шток закреплен на раме станка и неподвижен, а цилиндр связан со станиной, станок перемещается влево (от скважины).

В положении золотника *III* с напорной магистралью соединяются и верхние и нижние полости цилиндров. Ввиду разности площадей поршня снизу и сверху усилие, создаваемое давлением масла снизу, больше, поэтому шпindel движется вверх. А так как масло поступает в нижние полости и от маслonaсоса и из верхних полостей, то происходит быстрый подъем шпинделя вверх для закрепления патронов.

В положении золотника *IV* полости цилиндра отсоединены от магистрали; шпиндель неподвижен независимо от того, работает или нет маслонасос. В этом же положении масло через кран *19* подается в гидропатрон *б* для его раскрития.

В положении золотника *V* в верхней части цилиндров создается давление, которое дополнительно к весу бурового снаряда действует на инструмент. Шпиндель движется вниз, масло из нижних полостей цилиндров вытесняется и через магистраль *НП* направляется на слив *С*.

В положении золотника *VI* масло подается по магистрали *П* в правую полость цилиндра станка, за счет чего станок перемещается к скважине. Из левой полости масло по магистрали *Л* поступает на слив.

В положении золотника *VII* (золотник *12* распределительного крана *11*) оба маслонасоса соединены магистралями с лебедкой. Тормоза лебедки *21* связаны с гидроцилиндрами *20* и *22*. Колодки тормоза спуска постоянно поджимаются к поверхности шкива пакетом тарельчатых пружин, а колодки тормоза подъема отжимаются усилием спиральной пружины. При подаче масла усилие направлено на сжатие указанных пружин. Усилие регулируется при помощи дросселирования масла; а управление лебедкой осуществляется рукоятками *24* и *25* аналогично ручному. Последнее сохранено для использования в аварийных случаях.

Подача снаряда с лебедки

Подача снаряда на забой у станков шпиндельного типа ограничивается величиной хода шпинделя. После углубки скважины на величину хода шпинделя бурение останавливают, раскрепляют патроны, перемещают шпиндель в верхнее положение, вновь закрепляют патроны и продолжают бурение.

При колонковом бурении мягких и средней твердости пород а также бескерновом бурении, когда скорость углубки и длина рейса достаточно велики, более целесообразной является система подачи снаряда с лебедки (свободная подача) при вращении снаряда ротором через длинную ведущую трубу специального профиля (см. рис. 21).

За счет собственного веса снаряд углубляется по мере разрушения породы. Трос, на котором подвешен через вертлюгсальник *7* снаряд, постепенно освобождают с лебедки *10*. На небольших глубинах веса снаряда не хватает для создания нужного давления, поэтому некоторые агрегаты снабжаются дополнительно специальными нажимными устройствами. При больших глубинах снаряд подвешивается на талевой системе, состоящей из кронблока *9* и талевого блока *8*. Прибор *11*, включенный в мертвый конец талевого каната, позволяет определить нагрузку на канат и поддерживать при помощи лебедки

станка подачу снаряда с нужной осевой нагрузкой на породоразрушающий инструмент.

Разгружающим усилием является сила трения на тормозе спуска лебедки. Регулировка нагрузки осуществляется изменением силы прижатия колодки тормоза к барабану лебедки.

Применение подачи с лебедки позволяет избежать затрат времени на перекрепление патронов по сравнению со шпиндельными станками.

Иногда подачу снаряда с лебедки применяют и на шпиндельных станках. На шпинделе заменяют зажимные патроны на патроны, имеющие фигурные отверстия, соответствующие сечению ведущей трубы. Снаряд подвешивается на тросе, труба в патроне не закрепляется, а шпиндель так же, как и ротор, выполняет только функцию передачи вращения. Гидравлика для подачи снаряда в этом случае не применяется. Бурение глубоких скважин станками серии ЗИФ-1200 по подаче снаряда с лебедки широко распространено в Донбассе.

ТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ БУРОВЫХ СТАНКОВ

Наиболее распространенными буровыми станками являются станки серии ЗИФ. В последние годы они модернизированы применительно к бурению алмазными коронками. У модернизированных станков ЗИФ-650М, ЗИФ-1200МР, а также и новых станков СБА-500 и СБА-800 по сравнению со станками ЗИФ-300М, ЗИФ-650А и ЗИФ-1200А расширен диапазон скоростей вращения шпинделя в сторону увеличения и число скоростей. На станках механизирована трудоемкая работа по креплению и закреплению патронов шпинделя. Эту работу выполняют гидравлические патроны. Станки СБА-500, СБА-800 оснащены также системой автоперехвата, которая производит автоматическое перекрепление шпинделя после углубки на величину его хода без остановки вращения снаряда. Автоматически осуществляется также закрепление станка на раме при его перемещении от устья скважины. Управление гидравликой станка СБА-800 осуществляется со специального пульта.

Особенностью станка БСК-2М1-100 является отсутствие лебедки. Извлечение снаряда из скважины осуществляется с помощью гидроцилиндров. Это связано с тем, что станок предназначен для подземного бурения, где преобладают восстающие и пологонаклонные скважины, требующие принудительной доставки бурового инструмента на забой.

В табл. 7 приведены технические характеристики основных буровых станков, применяемых в настоящее время. За исключением БА-2000 все станки шпиндельные. Станок БА-2000 состоит из двух самостоятельных узлов — ротора и лебедки. Применение электродвигателей постоянного тока обеспечивает бесступенчатое регулирование скоростей вращения ротора и лебедки

Регулирование подачи бурового снаряда с лебедки автоматизировано.

На конструкцию бурового станка определяющее влияние оказывает глубина бурения. Предельная глубина бурения зависит от мощности двигателя и конечного диаметра скважины.

Основные параметры установок для колонкового геологоразведочного бурения на твердые полезные ископаемые определены ГОСТ 7959—74. Стандартом предусматривается 10 типоразмеров установок колонкового бурения УКБ-12/25, УКБ-25/50, УКБ-50/100, УКБ-100/200, УКБ-200/300, УКБ-300/500, УКБ-500/800, УКБ-800/1200, УКБ-1200/2000, УКБ-2000/3000 (числитель — глубина твердосплавного бурения, знаменатель — алмазного). Установлены расчетные диаметры породоразрушающего инструмента, грузоподъемность станка, мощность на вращателе, пределы скоростей вращения бурильной колонны, производительность и давление насоса и другие параметры.

Созданы и внедряются буровые установки УКБ-12/25, УКБ-50/100, УКБ-200/300. Особенностью станка УКБ-200/300 является широкое использование автомобильных узлов (коробки передач, фрикциона, коробки отбора мощности с масла на сосом) и тракторных гидрораспределителей. Станок легко разбирается на отдельные узлы массой не более 165 кг. Имеются сменные конические шестерни вращателя, что позволяет получить два ряда скоростей вращения шпинделя.

ВИТР и СКБ МГ СССР разрабатывают проекты новых буровых установок в соответствии с указанным стандартом и соглашениями стран, входящих в СЭВ.

ПРИВОД БУРОВЫХ АГРЕГАТОВ

Буровые станки приводятся в действие при помощи электрических двигателей или двигателей внутреннего сгорания (ДВС).

Электродвигатели, применяемые для привода станков, асинхронные мощностью от 7 до 55 кВт, работают на переменном токе. В агрегате БА-2000 использованы двигатели на постоянном токе.

Буровые агрегаты укомплектовываются несколькими электродвигателями. Например, в буровой агрегат ЗИФ-1200МР входят три двигателя на буровом станке — основной типа АК2-91-6 мощностью 55 кВт и два двигателя типа А02-41-6 мощностью по 3 кВт для привода спаренного маслонасоса 5Г12-23А и для аварийного привода — два двигателя типа А02-82-8 для привода буровых насосов 11ГРБ мощностью по 30 кВт каждый, двигатель типа НОС 42/4 мощностью 2,8 кВт для привода труборазворота РТ-1200.

Для снабжения энергией электродвигателя аварийного привода, применяемого при внезапных отключениях электроэнергии,

Технические характеристики

Параметры	БСК-2М1-100	ЗИФ-300М	УКБ-200/300	СБА-500
Глубина бурения в м при конечном диаметре бурения, мм:				
112	—	—	—	300
93	—	—	200	—
76	—	—	—	—
59	—	300	—	500
46	—	—	300	—
36	100	—	—	—
Начальный диаметр скважины мм	93	132	132	151
Угол наклона к горизонту, градус	0—360	90—75	0—360	90—45
Диаметр бурильных труб, мм	33,5 и 42	42 и 50	42 и 50	42 и 50
Скорость вращения шпинделя (ротора), об/мин:				
при правом вращении	300; 600	102; 182; 237; 480	I ряд-110; 200; 355; 555; 815	120; 190; 280; 430; 700; 1015
при левом вращении	—	—	II ряд-160; 290; 515 805; 1180 115; 165	—
Ход шпинделя, мм	450	430	500	400
Наибольшее усилие подачи шпинделя, кгс:				
вниз	0—1000	4300	3000	4200
вверх	0—1000	5000	4000	6000
Скорость гидравлического подъема труб, м/с	0—0,4	—	—	—
Грузоподъемность лебедки, кг	—	2000	2000	2000
Скорости навивки каната на барабан, м/с	—	0,479; 0,855; 1,115; 2,261	0,69; 1,25; 2,25; 3,50; 5,15	1,0; 1,6; 2,4
Тип электродвигателя	АО2-51-4	А62-4	АО2-61-4	АО2-71-4
Тип дизеля	—	Д-38	Д37М-С2	Д-37МП
Мощность:				
электродвигателя, кВт	7,5	14	13	22
дизеля, л.с.	—	38	40	40

Таблица 7

стационарных буровых станков

ЗИФ-650А	ЗИФ-650М	СБА-800	ЗИФ-1200А	ЗИФ-120 М	ЗИФ-1200МР	БА-2000
—	500	500	—	—	—	—
—	—	—	—	—	1500	2000
650	—	—	1200	—	—	—
—	800	800	—	1500	2000	—
—	—	—	—	—	—	—
—	—	—	—	—	—	—
200	151	151	250	250	250	250
90—75	90—60	90—45	90—80	90—80	90—80	90
50 и 63,5	42; 50 и 63,5	42; 50 и 63,5	50; 63,5; 73	50; 63,5 и 73	50; 63,5 и 73	50; 63,5 и 73
71; 153; 277; 470	87; 118; 188; 254; 340; 460; 576; 800	130; 230; 320; 450; 600; 800	68; 128; 238; 346	68; 128; 238; 346	75; 136; 231; 288; 336; 414; 516; 600	0÷464
33; 71; 128; 218	40; 55; 87; 117; 157; 213; 267; 360	70; 120; 180; 230; 320; 420	68; 128; 238; 346	68; 128; 238; 346	75; 136; 231; 288; 336; 414; 516; 600	0÷464
500	500	500	600	600	600	—
5700	6700	6700	12000	12000	12000	—
8500	8500	8500	15000	15000	15000	—
—	—	—	—	—	—	—
1000	3000	3500	4500	4500	5500	6000
0,494, 1,062; 1,922; 3,277	0,7; 0,95; 1,5; 2,04; 2,72; 3,7; 4,6; 6,25	0,7; 1,24; 1,86; 2,43 3,28; 4,3	0,65; 1,26; 2,34; 3,41	0,65; 1,26; 2,34; 3,41	0,79; 1,44; 2,44; 3,04; 3,54; 4,37; 5,45; 6,10	2÷10
А2-72-4	А2-72-4	А02-72-4	АК-82-6	АК-82-6	АК2-91-6	АК-102-4
Д-54	Д-54	СМД 4А	—	—	—	—
30	30	30	40	40	55	160
54	54	75	—	—	—	—

Параметры	БСК-2М1-100	ЗИФ-300М	УКБ-200/300	СБА-500
Габаритные размеры станка с приводом от электродвигателя, мм:				
длина	1720	2336	2290	1670
ширина	675	1100	890	1130
высота	1400	1944	1420	1620
Масса станка с электродвигателем, кг	594	1380	1190	1318
Габаритные размеры станка с приводом от дизеля, мм:				
длина	—	3424	4345	3000
ширина	—	2290	1570	1130
высота	—	1944	2250	1620

гии, в буровом агрегате ЗИФ-1200МР имеется передвижная электростанция типа АБ-8-Т/400М мощностью 8 кВт.

В комплект агрегата при электроприводе входит магнитно-пусковая станция. Станция содержит рубильник общего отключения, магнитные пускатели для пуска всех двигателей на вышке, предохранители, защитные тепловые реле, вольтметр и амперметр, понижающий трансформатор для осветительной сети (380/36 В).

При отсутствии централизованного энергоснабжения для привода бурового агрегата могут быть использованы передвижные электростанции, например, типа ЖЭС-60 мощностью 55 кВт с генератором, работающим от двигателя КДМ-46. Однако в большинстве случаев применение маломощных передвижных электростанций для привода отдельных агрегатов оказывается невыгодным, так как для обслуживания электростанций требуется дополнительный персонал.

Поэтому, если отсутствует электроснабжение, чаще применяется привод станков непосредственно от двигателей внутреннего сгорания.

На буровых работах применяются в основном дизели мощностью 40—75 л. с. типов Д37М, Д38М, Д-40А, Д-54А, КДМ-46, СМД-14А и др.

Карбюраторные двигатели, работающие на бензине, применяются реже, в основном на установках небольшой мощности. Например, двигатель «Дружба-4» мощностью 4 л. с. широко применяется для привода станков и насосов, предназначенных для бурения скважин глубиной 25—50 м.

Обычно от одного двигателя через валы отбора мощности специального редуктора приводятся в действие все механизмы

ЗИФ 650А	ЗИФ-650М	СБ 1 800	ЗИФ-1200А	ЗИФ 1200М	ЗИФ 1200МР	БА-2000
2700	2725	2150	3475	3475	3175	4335, 2650
1200	1150	1100	1430	1430	1430	1723, 950
2260	1080	1890	1745	1850	1830	1530, 1230
2507	2716	2230	5640	4400	4800	18700
5300	3600	5250	—	—	—	—
2615	1645	1100	—	—	—	—
2260	1880	1890	—	—	—	—

бурового агрегата. В их число входит также генератор, вырабатывающий электроэнергию для освещения бурового здания.

Достаточна ли мощность двигателя, установленного для привода бурового станка, можно определить расчетом по затратам мощности на бурение и на подъем снаряда

Мощность, затрачиваемая на бурение:

$$N_6 = \frac{1}{\eta} (N_y F_3 + k \gamma_{\text{ж}} L d^2 n^3 \sqrt{\bar{n}}), \text{ кВт},$$

где N_y — удельная мощность, отнесенная к 1 см² забоя (колеблется в пределах 0,06—0,1 кВт/см²); F_3 — площадь забоя в см², $\gamma_{\text{ж}}$ — плотность промывочной жидкости в г/см³; L — глубина скважины в м; k — коэффициент, зависящий от скорости вращения инструмента (принимается от $0,4 \cdot 10^{-6}$ до $0,9 \cdot 10^{-6}$ для диапазона скоростей 200—400 об/мин); n — число оборотов труб в мин; η — к. п. д. станка (принимается в пределах 0,8—0,85); d — диаметр бурильных труб в см

Мощность, затрачиваемая на подъем,

$$N_{\text{п}} = \frac{k_{\text{п}} Q v}{102 \eta}, \text{ кВт},$$

где $k_{\text{п}}$ — коэффициент, учитывающий дополнительные сопротивления при подъеме ($k_{\text{п}} = 1,5 \div 1,65$); Q — вес снаряда при подъеме в кгс; v — скорость подъема колонны в м/с.

Поскольку в одно и то же время бурение и подъем производятся не могут, определяющей является наибольшая из двух подсчитанных величин.

БУРОВЫЕ НАСОСЫ И КОМПРЕССОРЫ

Для промывки скважин применяют буровые насосы, а для продувки — компрессоры.

Для буровых работ пригодны только насосы, производительность которых постоянна при изменениях сопротивления потоку. Такими характеристиками обладают поршневые и плунжерные насосы

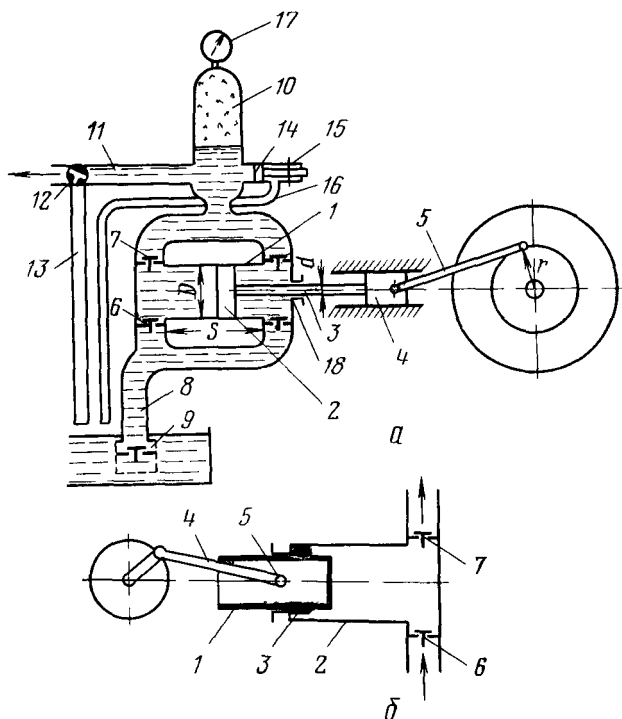


Рис 23 Схемы буровых насосов:

а — поршневой насос 1 — цилиндр, 2 — поршень, 3 — шток, 4 — крестковф, 5 — шатун
 6 — всасывающие клапаны, 7 — нагнетательные клапаны, 8 — всасывающий шланг, 9 —
 храпок с клапаном 10 — воздушный колпак 11 — нагнетательная магистраль, 12 — трех
 ходовый кран, 13 — сливной шланг, 14 — предохранительный клапан, 15 — срезная шпиль
 ка клапана, 16 — отводной шланг, 17 — манометр, 18 — сальниковое уплотнение
б — плунжерный насос 1 — плунжер, 2 — корпус, 3 — сальниковое уплотнение, 4 — шатун
 5 — палец 6 — всасывающий клапан, 7 — нагнетательный клапан

У поршневых насосов (рис. 23, *а*) шатун 5 шарнирно закреплён эксцентрично относительно оси вращения вала. Второй конец шатуна шарнирно связан с крестковфом 4. Вращательное движение вала преобразуется в поступательное возвратное перемещение крестковфа 5. С крестковфом соединены шток 3 и поршень 2. Таким образом поршень совершает возвратно-поступательное движение

При ходе поршня влево левый всасывающий клапан закрывается, а нагнетательный — открывается. Находящаяся в цилиндре 1 жидкость перемещается в нагнетательную магистраль. Одновременно с правой стороны поршня создается вакуум, жидкость же открывает правый всасывающий клапан и заполняет полость цилиндра.

При ходе поршня вправо слева от него происходит всасывание, а справа — нагнетание. Величина хода поршня равна удвоенному эксцентриситету точки закрепления шатуна.

Скорость перемещения поршня меняется от нуля (в начале до максимума (в середине хода)). Соответственно неравномерно подается и жидкость. Для сглаживания неравномерности подачи служит воздушный колпак 10. При максимальной скорости хода поршня часть жидкости заходит в колпак, сжимая воздух, а при минимальной скорости хода сжатый воздух выталкивает эту жидкость в магистраль, что и сглаживает неравномерность подачи. Обычно насос имеет два или три цилиндра. Неравномерность подачи сглаживается при этом путем смещения положения поршней относительно друг друга.

Поршневые насосы называются насосами двойного действия, так как при каждом ходе поршня в какую-либо сторону производится нагнетание жидкости, находящейся с одной стороны поршня, и всасывание — с другой.

Плунжерные насосы (рис. 23, б) — одинарного действия, так как во время прямого хода плунжера происходит нагнетание, а при обратном ходе — всасывание. Поршневые насосы выпускаются горизонтальными, а плунжерные — горизонтальными и вертикальными. В отличие от поршневых насосов, где основными сопрягающимися элементами являются цилиндр и поршень, в плунжерных насосах рабочим элементом является плунжер — полый металлический цилиндр, открытый сверху и сопрягающийся с сальниковым уплотнением.

Зная характеристику насоса, можно подсчитать его максимальную производительность по формуле

$$Q = \frac{\pi}{4} (iD^2 - d^2) S m n \lambda, \text{ л/мин,}$$

где D — диаметр поршня (плунжера) в дм; d — диаметр штока в дм (для плунжерных насосов $d=0$); i — степень действия цилиндра (плунжерные $i=1$, поршневые $i=2$); S — ход поршня (плунжера) в дм; m — число цилиндров; n — число двойных ходов поршней (плунжеров) в мин; λ — коэффициент наполнения насоса (обычно $\lambda=0,8 \div 0,9$).

Производительность насоса можно регулировать путем изменения диаметра цилиндра, хода поршня или числа двойных ходов. Поэтому и насосы могут поставляться со сменными цилиндрическими втулками и поршнями разных диаметров или их конструкция должна предусмотреть регулировку длины хода

При постоянной производительности насоса регулирование количества промывочной жидкости, подаваемой в скважину, обычно производится путем отвода лишнего количества жидкости от насоса через трехходовой регулировочный кран в отстойник. Недостатком такой регулировки является то, что при внезапном увеличении сопротивления в скважине может произойти произвольное перераспределение количества жидкости, и на слив направится большее ее количество, что резко ухудшит условия работы породоразрушающего инструмента.

Давление жидкости в нагнетательной магистрали определяется по манометру, установленному на насосе. Насос должен развивать такое давление, чтобы преодолеть сопротивление потока жидкости в бурильных трубах, соединениях бурильных труб, колонковом наборе или долоте, кольцевом зазоре между стенками скважины и бурильными трубами, нагнетательном шланге, обвязке и сальнике. Кроме того, должна быть возможность создания дополнительного давления в 30—50% на случай аварии и осложнений в скважине. Если давление в системе превышает величину, на которую рассчитан насос, то шпилька предохранительного клапана насоса срезается и жидкость через отводной шланг направляется в отстойник.

В табл. 8 приведены технические характеристики насосов, применяемых при геологоразведочном бурении

Насосы НБ320/63, 11ГРБ, 9МГР имеют сменные цилиндрические втулки и поршни, что обеспечивает возможность настройки насоса либо на максимальную производительность, либо на максимальное давление. В насосе 9МГР предусмотрена возможность изменения числа ходов путем замены шкивов. Это позволяет получить широкий диапазон производительности и давления насоса.

В то же время изменение производительности путем замены шкивов или цилиндрических втулок является трудоемким процессом и не может быть осуществлено в процессе углубки скважины. Поэтому насосы более поздних выпусков имеют плавную или ступенчатую регулировку длины хода поршня (модификации насоса ГР16/40) или за счет применения коробки передач возможность изменения числа ходов в минуту (насосы НБ2-63/40, НБ3-120/40, НБ-320/63), что обеспечивает изменение количества подаваемой в скважину жидкости непосредственно в процессе бурения.

Отличительная способность насосов ГР16/40 (рис. 24), 1НБ-8, НБ25/16, НБ35/20 — отсутствие шестеренного редуктора в механическом приводе. Эксцентриковый вал соединен непосредственно с приводным шкивом. Поэтому насосы являются быстроходными, т. е. имеют большое число ходов в минуту. Соответственно уменьшена длина хода поршня.

Большинство насосов имеют электропривод. При отсутствии электроэнергии насосы приводятся в действие через редуктор

Таблица 8

Параметры	Плунжерные насосы						Поршневые насосы			
	1НБ-8	НБ-25/16	НБ-35/20	НБ2-63/40	НБ3-120/40	НБ-320/63	НПР-250/50	1ПРБ	ГР-16/40	9МГР
Расположение насоса	Горизонтальное						Горизонтальное			
Производительность, л/мин	10	25	35	30; 60	15; 19; 40; 70; 120	32; 55; 105 или 125; 180; 320	250	225; 300	32—267	220—1000
Давление, кгс/см ²	15	16	20	40; 20	40; 40; 40; 40; 20	63; 63; 63 или 63; 55; 30	50	65; 50	40	160—35
Число плунжеров (цилиндров)	1	1	3	3	3	3	2	2	2	2
Диаметр плунжеров (цилиндров), мм	40	45	28	45	63	45 и 80	85	80 и 90	90	80; 90; 100; 115; 127; 250
Диаметр штоков, мм	—	—	—	—	—	—	32	32	32	35
Число двойных ходов в 1 мин	490	390	450	175; 350	31; 38; 80; 146; 249	95; 140; 260	94	100	260	55 и 90
Длина хода плунжера (поршня), мм	20	45	45	40	60	90	150	150	6—48	250
Тип приводного двигателя	Бензиновый		Электродвигатели							
Приводная мощность, кВт	1,5	1,5	1,7	3	7,5	22	28	30	22	60
Габаритные размеры, мм:										
длина	585	745	970	1325	1970	2100	1446	1835	1340	2600
ширина	345	325	510	610	910	1145	850	745	930	1000
высота	435	365	420	490	980	880	945	1410	1080	1600
Масса, кг	50	44	112	250	680	1250	700	1150	550	2760

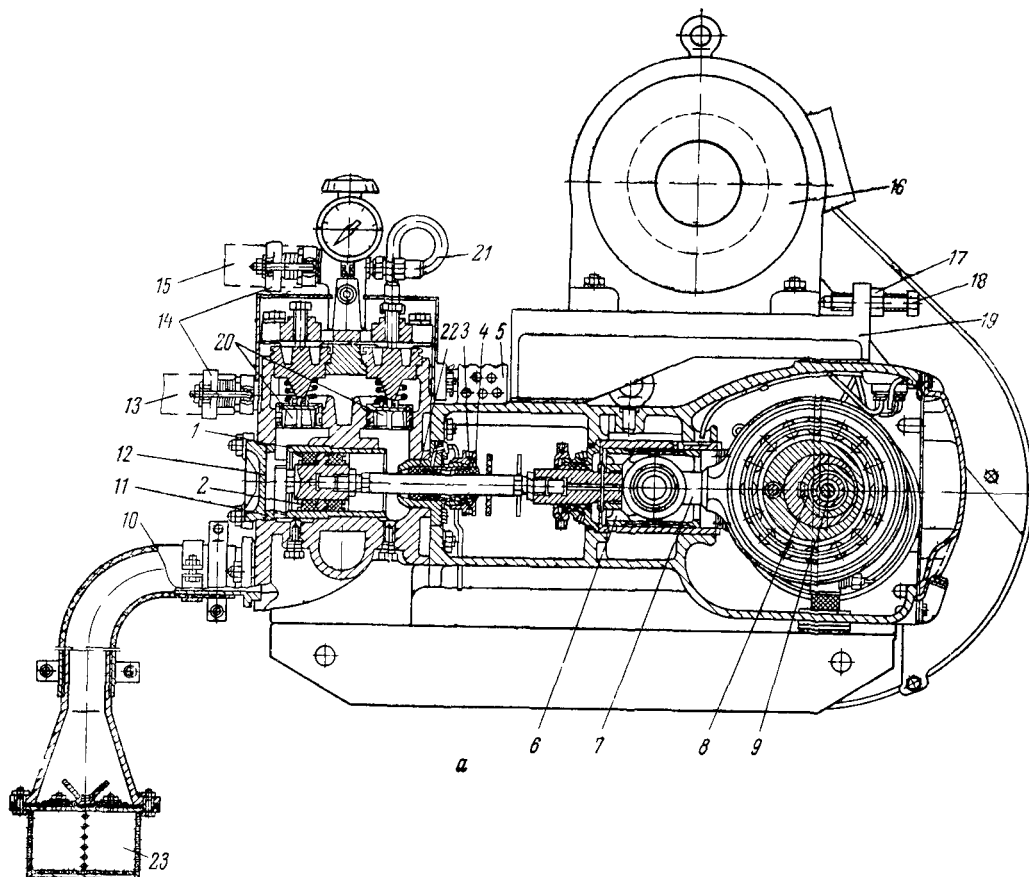
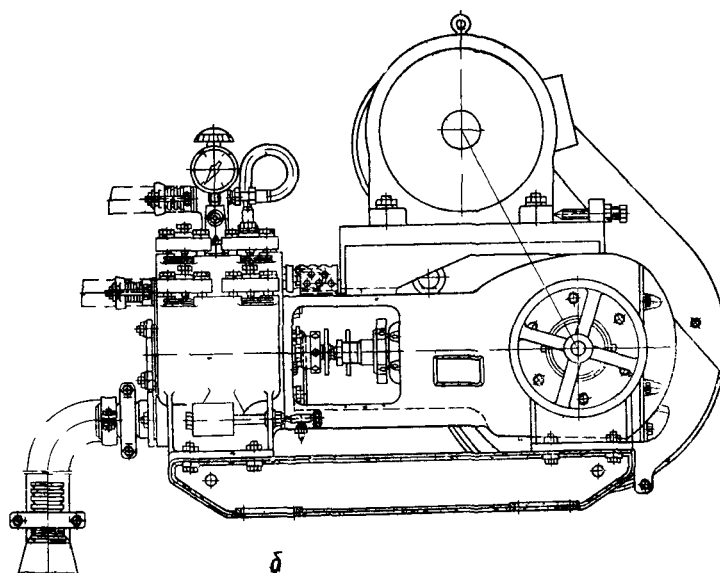


Рис. 24 Насос ГР16/40:

a — разрез, *б* — общий вид,
 1 — цилиндр, 2 — поршень, 3 — шток, 4 — гайка сальникового уплотнения штока, 5 — предохранительный клапан, 6 — крейцкопф; 7 — шатун; 8 — эксцентрик; 9 — вал; 10 — всасывающий шланг, 11 — кольцо, 12 — крышка гидравлического блока; 13 — нагнетательный шланг, 14 — крепление шлангов 15 — сливной шланг, 16 — двигатель, 17 — рейка, 18 — винт регулировочный, 19 — кронштейн, 20 — нагнетательные клапаны, 21 — рукав предохранительного клапана, 22 — сальник, 23 — хrapок



от того же двигателя внутреннего сгорания, что и буровой станок.

Мощность на привод насоса рассчитывается по формуле

$$N = \frac{Qp\gamma}{10,2\eta}, \text{ кВт},$$

где Q — производительность в л/с; p — давление в кгс/см², γ — удельный вес в гс/см³; η — к. п. д. привода насоса ($\eta = 0,75 \div 0,85$).

При расчетах принимают максимальные для заданных условий значения производительности и давления.

Насосы оборудуются резиноканевыми напорными и всасывающими рукавами с металлическими спиралями. Наибольшее распространение при геологоразведочном бурении имеют всасывающие рукава по ГОСТ 8496—57 с внутренним диаметром 75 и 100 мм и напорные рукава с внутренним диаметром 38 мм, рассчитанные на давление до 20 кгс/см² с трехкратным запасом прочности. При бурении глубоких скважин напорный рукав упрочняют сплошной обмоткой стальной проволокой.

На всасывающем рукаве укрепляется хrapок с клапаном. Для подачи жидкости из напорного шланга в бурильную колонну его присоединяют к буровому сальнику (см. рис. 11).

Уплотняющие устройства сальников (сальниковая набивка, манжеты) не должны пропускать промывочную жидкость. В то же время должно быть обеспечено свободное относительное перемещение вращающейся и неподвижной частей сальника.

При бурении с продувкой вместо буровых насосов применяют компрессоры, подающие в скважину для очистки забоя сжатый воздух.

Характеристика передвижных компрессорных станций, применяемых при продувке скважин, приведена в табл. 9.

Таблица 9

Марка компрессора	Производительность, м ³ /мин	Рабочее давление, кгс/см ²	Тип двигателя	Мощность двигателя, л с
ВКС-6 (ЗИФ-55) .	5,0	7	Дизель ЯАЗ-204	100
ПКС-6М	6,0	7	ДВС ЗИЛ-120	90
КС-9	8,5	6	Дизель КДМ-100	100
ДК 9М	10,0	6	Дизель Д-108	108
ВКС-5 (ЗИФ-51) .	5,0	7	Электродвигатель МАК-91/16	45*

* В кВт.

При бурении с продувкой, кроме трубопроводов и шлангов нагнетательной линии, требуется применение герметизированного устья скважины и выкидной линии для отвода воздуха и

шлама. Для сбора шлама применяют шламоуловители, а для отвода воздуха в нагнетательную линию включают масловлагодетелители и контрольно-измерительную аппаратуру.

КОНТРОЛЬНО-ИЗМЕРИТЕЛЬНАЯ АППАРАТУРА

Без контрольно-измерительной аппаратуры немыслима работа на рациональных режимах бурения, невозможно безаварийное бурение.

Необходимый минимум контрольно-измерительной аппаратуры, без которого по правилам безопасности нельзя начинать работу на буровых установках со шпиндельными буровыми станками при гидравлической подаче бурового снаряда, следующий:

1) амперметр, по показаниям которого можно установить загрузку электродвигателя и косвенно определить крутящий момент на шпинделе;

2) вольтметр для контроля напряжения в сети;

3) манометр на буровом насосе, указывающий давление в напорной магистрали и сигнализирующий о нарушениях нормального процесса бурения (завалы, накопление шлама и др.);

4) манометр на буровом станке, показывающий давление в гидросистеме;

5) указатель осевой нагрузки на породоразрушающий инструмент, который служит для регулировки подачи инструмента;

6) динамометр, который включается в талевую систему и служит для контроля нагрузки на лебедку при подъеме бурового снаряда.

Геолог должен уметь проконтролировать соответствие осевой нагрузки в процессе бурения рекомендуемым величинам. Это необходимо при оценке фактической буримости горных пород и во время проведения хронометражных наблюдений.

Регулировка подачи бурового снаряда и создание заданной осевой нагрузки производится при помощи дросселя прибора гидроуправления по показаниям указателя нагрузки.

Указатель осевой нагрузки (рис. 25) плунжерного типа имеет систему, состоящую из цилиндра и плунжера. Подвижной цилиндр, соединенный с напорной магистралью, опирается на тарированную пружину. К цилиндру прикреплена зубчатая рейка, находящаяся в зацеплении с зубчатым колесом. На одной оси с зубчатым колесом расположена стрелка указателя. При создании давления масло входит в полость цилиндра, перемещает его, сжимая пружину, что приводит к повороту стрелки

Циферблат указателя нагрузки подвижной с двумя шкалами. Для работы с нагрузкой предназначена внутренняя шкала, с разгрузкой — внешняя. На корпусе имеется указатель с надписью «вес».

Указатели нагрузки для всех типов станков устроены одинаково и отличаются лишь пределами измерения по шкалам.

Первой операцией перед началом бурения является взвешивание бурового снаряда. Рукоятку прибора гидроуправления ставят в положение «вверх», включают вращение, подают на забой промывочную жидкость и увеличивают дросселем давление в системе до тех пор, пока снаряд не начнет подниматься и не оторвется от забоя. Затем медленно снижают давление, пока шпindel не остановится и не начнет двигаться вниз. В момент перехода от остановки шпинделя к движению вниз поворотом циферблата совмещают нуль внешней шкалы с концом стрелки. Против указателя «вес» прочитывается вес снаряда.

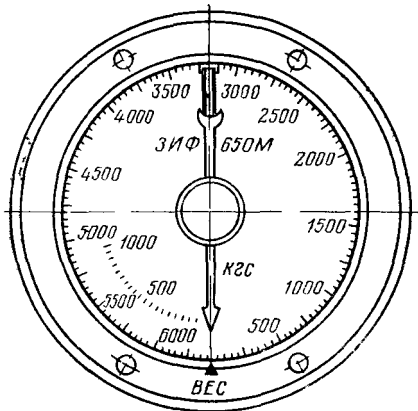


Рис. 25. Указатель осевой нагрузки

При бурении с разгрузкой достаточно для перехода к бурению, не изменяя положения циферблата, немного снизить давление в системе и

после осторожной установки снаряда на забой и начала бурения дальнейшим снижением давления при помощи дросселя установить стрелку на цифре шкалы, соответствующей требуемой осевой нагрузке на породоразрушающий инструмент.

При бурении с дополнительной нагрузкой необходимо после взвешивания снаряда запомнить его вес и установить циферблат так, чтобы против указателя «вес» стояла цифра веса снаряда на внутренней шкале. Рукоятку прибора гидроуправления устанавливают в положение «вниз», после чего повышают давление дросселем до тех пор, пока стрелка на внутренней шкале не будет указывать цифру, соответствующую заданной осевой нагрузке.

Для станков с гидравлической системой подачи разработано и внедряется несколько видов контрольно-измерительной аппаратуры для контроля и регистрации основных параметров режима бурения.

Комплект измерительной аппаратуры ИРБ. Комплект ИРБ-5 предназначен для непрерывного контроля процесса бурения с рабочего места бурового мастера.

В состав комплекта входят два датчика осевой нагрузки (типа ДД), датчик крутящего момента (типа ДМ), датчик расхода жидкости ЭМР 1-01, датчик скорости углубки (типа ДС), датчики скорости вращения инструмента (типа ДО);

пульт показывающих приборов, включающий также автоматический ограничитель крутящего момента и световую сигнализацию; регистрирующий пятиканальный прибор СК5 для автоматической записи параметров на ленту.

Датчики аппаратуры монтируются на станке и насосе, а пульт показывающих приборов и регистрирующий прибор — в любом удобном для наблюдения и эксплуатации месте бурового здания.

Комплект ИРБ-4 отличается от ИРБ-5 отсутствием прибора СК5 и датчика ДО.

Комплект измерительной аппаратуры ПКМ. Данная аппаратура, служащая для контроля основных параметров режима бурения, состоит из датчиков и показывающих приборов в малогабаритном исполнении, которые могут монтироваться на общей панели или в отдельных пультах. Предусмотрены блоки питания для работ в условиях отсутствия промышленной электросети.

Контрольно-измерительная аппаратура ГП-18А. Предназначена для непрерывного контроля параметров режима бурения: осевой нагрузки на инструмент, скорости бурения, скорости вращения, крутящего момента, скорости навивки каната и усилия на канате при спуско-подъемных операциях. Параметры режима бурения записываются регистрирующими приборами, смонтированными в одном корпусе. Корпус с приборами устанавливается рядом со станком на специальной стойке.

Магнитоупругие компенсационные измерители нагрузки МКН. Предназначены для непрерывного визуального контроля осевой нагрузки на инструмент при бурении, нагрузки на крюке во время спуско-подъемных операций и аварийных работ.

В процессе измерений производится запись этих параметров на суточную диаграмму.

Измерители МКН-1 рассчитаны на эксплуатацию при бурении с подачей инструмента с лебедки (свободной подачей), а измерители МКН-2 могут применяться при бурении с гидравлической подачей инструмента.

Измеритель МКН-1 состоит из датчика, воспринимающего усилие в мертвом конце талевого каната, показывающего и регистрирующего прибора

Измеритель МКН-2 дополнительно укомплектован датчиком давления, монтируемом на станке и соединенном с верхними и нижними полостями гидроцилиндров.

Работа датчиков основана на использовании магнитоупругого эффекта, заключающегося в изменении магнитных свойств ферромагнитных материалов под действием механических напряжений

Система МКН-1 обеспечивает измерение и «запоминание» веса снаряда, измерение осевой нагрузки на инструмент и нагрузки на крюке, а МКН-2 отмечает, кроме того, моменты

перехватов бурового снаряда. Это позволяет, зная величину хода шпинделя, определять по диаграмме среднюю механическую скорость бурения (рис. 26).

Для буровых станков серии ЗИФ-1200 при бурении с подачей инструмента с лебедки разработан **автоматический регулятор подачи АРП**, который служит для обеспечения плавной подачи породоразрушающего инструмента и управления осевой нагрузкой в зависимости от механической скорости бурения.

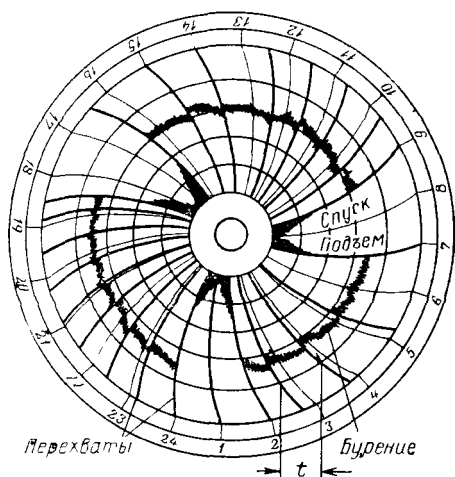


Рис. 26. Суточная диаграмма измерителя МКН-2.

Регулятор позволяет осуществлять визуальный контроль и регистрацию на суточной диаграмме нагрузки на инструмент при бурении и на крюк при спуско-подъемных операциях, а также визуальный контроль скорости подачи инструмента.

Применение контрольно-измерительной аппаратуры с суточной записью параметров является необходимым условием при проведении научно-исследовательских работ по разработке рациональных режимов бурения, позволяет точно оценивать баланс рабочего времени.

Кроме описанных выше комплектов измерительной аппаратуры, разработаны и выпускаются отдельные приборы для визуального контроля параметров режима бурения.

Электромагнитный расходомер промывочной жидкости ЭМР2 служит для измерения расхода промывочной жидкости, а магнитоупругие измерители давления МИД-1 и МИД-1А измеряют ее давление. Измеритель скорости проходки ИСП обеспечивает в комплекте с измерителем нагрузки МКН-1 визуальный контроль скорости углубки скважины при подаче с лебедки, позволяет отмечать встречу угольного пласта. Измеритель и автоматический ограничитель крутящего момента ОМ40 предназначен для визуального контроля величины крутящего момента на шпинделе станка; для предупредительной сигнализации мигающим светом при повышении крутящего момента; для автоматического ограничения момента путем отключения электродвигателя станка или путем подъема шпинделя вместе с инструментом; для оценки нагрузки на крюке талевой системы и предупредительной сигнализации о повышении нагрузки при подъеме бурового инструмента.

БАШЕННЫЕ БУРОВЫЕ ВЫШКИ

Буровые вышки служат для проведения спуско-подъемных операций по извлечению бурильных труб и для размещения поднятых свечей.

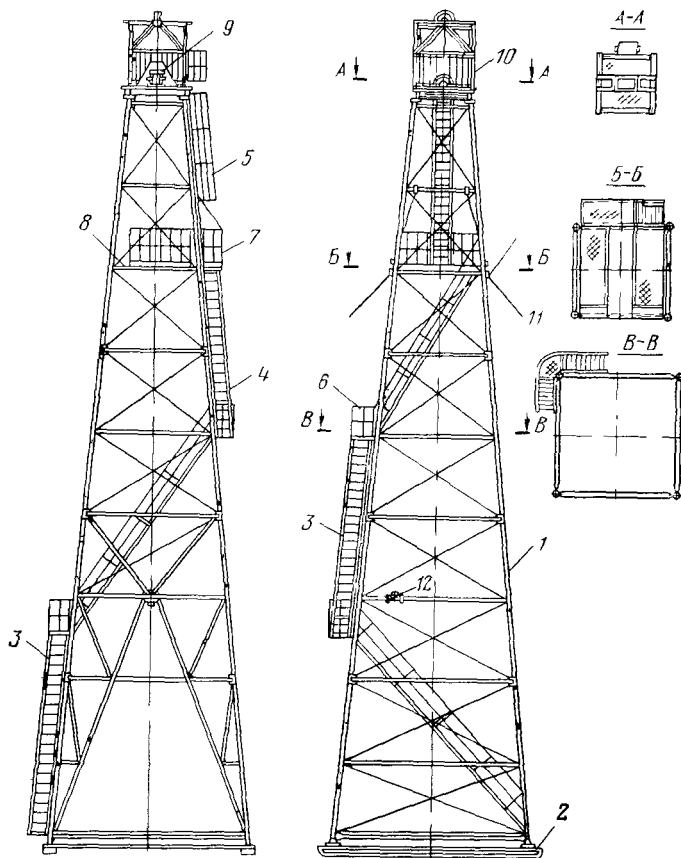


Рис. 27. Башенная буровая вышка ВР-24/30:

1 — фонарь; 2 — нижнее основание; 3, 4 — лестницы маршевые; 5 — тоннельная лестница; 6, 7 — переходные площадки; 8 — полаты; 9 — кронблок; 10 — головка вышки; 11 — растяжка; 12 — отклоняющий ролик

Буровая вышка пирамидальной формы, имеющая в основной конструкции три или четыре опоры, называется башенной вышкой.

Наибольшее распространение имеют металлические башенные вышки на четырех опорах со стержневыми регулируемыми по длине раскосами (рис. 27).

Пояса и раскосы вышки служат для обеспечения прочности вышки и предохраняют опоры (ноги) вышки от изгиба. Вышка

оснащена лестницами и полками для работы бурового рабочего при спуско-подъемных операциях. Нижним основанием являются два полоза, обеспечивающие, кроме устойчивой опоры о грунт, возможность передвижения вышки в собранном виде. На верхней раме устанавливается кронблок.

Характеристики башенных буровых вышек, применяемых при геологоразведочном бурении, приведены в табл. 10.

Таблица 10

Параметры	Вышки		
	ВУ-18/25	В-26/25	ВР-24/30
Высота вышки, м	18	26	24
Грузоподъемность, т	20	30	30
Размеры нижнего основания, м	5,4×5,4	6×6	6×6
Размеры верхней кронблочной рамы, м	1,6×1,6	1,2×1,2	1,8×1,8
Масса вышки, т	9,3	10,8	9,0

Выбор высоты вышки в конкретных условиях зависит от экономической целесообразности ее применения. Чем выше вышка, тем меньше будут затраты времени на спуско-подъемные операции, но возрастут эксплуатационные расходы и затраты на монтажно-демонтажные работы. Поэтому использовать при бурении неглубоких скважин высокие вышки невыгодно.

Важным фактором при выборе вышки особенно для глубоких скважин является и ее грузоподъемность, которая должна обеспечивать проведение спуско-подъемных операций с буровым снарядами и колоннами обсадных труб предельного веса с учетом возможности перегрузок в 1,5 раза при осложнениях, аварийных и специальных работах в скважине.

От высоты применяемой вышки зависит длина свечей. Между верхним концом свечи и кронблоком должно быть свободное расстояние для размещения спуско-подъемного инструмента, талевого системы и дополнительного запаса высоты для удобства в работе и ее безопасности. Это расстояние составляет обычно 30—50% от длины свечи.

Свечи при высоте вышки 18 м состояются из трех труб по 4,5 м каждая общей длиной с учетом соединений около 14 м, а при высоте вышки 24 м — из четырех труб общей длиной 18,5 м.

Основные параметры геологоразведочных стационарных металлических башенных вышек определяются по ГОСТ 10913—64, в соответствии с которым должны конструироваться и выпускаться вышки. Эти размеры приведены в табл. 11.

Таблица 11

Основные параметры	Вышки			
	В-6/14	В-12/19	В-20/25	В-32/32
Номинальная нагрузка на кронблок, тс	6,3	12,5	20,0	32,0
Высота вышки от основания до оси кронблока, м	14	19	25	32
Длина бурильной свечи, м	9,5	14,0	18,5	24,5 18,5
Ширина и длина верхнего основания вышки, м	1,2×1,2	1,6×1,6	1,8×1,8	2,0×2,0
Ширина и длина нижнего основания вышки, м	5,5×5,5	5,5×5,5	6×6	8×8
Размеры бурового здания, м:				
высота	2,3	2,3	2,5	2,5
ширина	4,6	4,6	5,3	7,0
длина (не менее)	8,0	8,0	10,0	13,0
Глубина бурения, м:				
твердыми сплавами	300	500	1200	2000
алмазами	500	800	2000	3000

Башенные вышки с верхней кронблочной рамой могут применяться для бурения вертикальных скважин или при их наклоне не более 3—4° от вертикали. Для наклонных, а также для вертикальных скважин в труднодоступных местностях применяют треногие или четырехногие башенные вышки со шкворневым соединением ног. Такие вышки представляют собой несеченную пирамиду. В отверстия верхней части ног вставляют стержень — шкворень, который и скрепляет ноги. К шкворню подвешен блок. Ноги могут быть изготовлены из труб или бревен. Треноги обычно имеют высоту не более 9—12 м, четырехногие шкворневые вышки — до 15 м.

Подъем треног осуществляется подтаскиванием одной из ног при укреплённой третьей при помощи трактора или лебедки. Предварительно треногу поднимают на козлы (рис. 28).

Аналогично производят подъем четырехногих вышек со шкворневым соединением. Две ноги вышки при подъеме установлены на деревянном бруссе (ряже) и укреплены, а две другие сведены вместе и подтягиваются так же, как третья нога треноги. После достижения вышкой нужного положения эти ноги разводятся, устанавливаются на деревянном бруссе и закрепляются. Расшивка копра производится поясами из брусьев и раскосами. Затем сооружаются лестницы и полки. При наклонном бурении две ноги вышки должны занимать положение, параллельное оси скважины.

Металлические вышки могут собираться по методу снизу вверх, т. е. постепенным наращиванием элементов при сборке

их в вертикальном положении или путем сборки в горизонтальном положении и подъеме вышки с помощью стрелы (метод Духнина). Первый метод ввиду его большей трудоемкости и меньшей безопасности применяется сейчас только в случаях, когда габаритные размеры площадки не позволяют производить сборку в горизонтальном положении. Подъем вышек по методу Духнина показан на рис. 29. Производится он обычно с помощью тракторов.

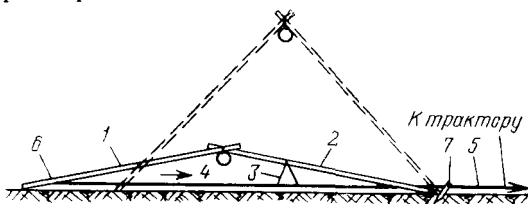


Рис. 28. Схема подъема деревянной вышки с шкворневым соединением ног: 1, 2 — ноги вышки; 3 — козлы; 4 — блок; 5 — трос; 6 — место закрепления троса; 7 — упорный якорь

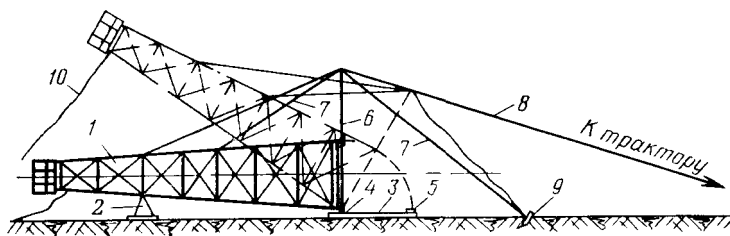


Рис. 29. Подъем буровой вышки с помощью стрелы: 1 — вышка; 2 — опора; 3 — основание вышки; 4 — шарнирный башмак; 5 — башмак; 6 — подъемная стрела; 7 — оттяжки стрелы; 8 — подъемный трос; 9 — якорь оттяжки, 10 — трос для удерживания вышки при переходе через мертвую точку

Современные металлические буровые вышки, имеющие металлическое основание в виде полюзьев, не требуют дополнительного устройства фундаментов. Ноги шкворневых копров устанавливают на деревянные брусья и скрепляют с ними.

ТАЛЕВАЯ ОСНАСТКА

Талевая оснастка состоит из неподвижного кронблока и подвижного талевого блока, шкивы которых соединены стальным канатом. Она служит для того, чтобы поднимать и опускать буровой снаряд, масса которого превышает грузоподъемность лебедки бурового станка.

Принципиальные схемы талевых оснасток даны на рис. 30. Если число подвижных струн оснастки нечетное, то свободный конец каната закрепляется на талевом блоке. При четном числе подвижных струн он может закрепляться на кронблоке или

у основания вышки. В последнем случае неподвижная ветвь каната называется неподвижным концом.

При оснастке с неподвижным концом каната нагрузка на вышку больше, чем при закреплении конца каната на крон-блоке, но распределение усилий в вышке симметрично. Кроме того, наличие неподвижного конца каната позволяет включить в систему динамометр или датчик других указывающих или самопишущих приборов, что дает возможность непосредственно в процессе подъема измерять нагрузку, а при бурении с подачей снаряда с лебедки регулировать нагрузку на породоразрушающий инструмент. Поэтому оснастка талей с четным числом струн и неподвижным концом каната более предпочтительна.

Необходимое число подвижных струн талевой оснастки подсчитывается по формуле

$$m = k_n Q / P_{л} \eta ,$$

где Q — масса снаряда в скважине в кг; k_n — коэффициент дополнительных сопротивлений при подъеме ($k_n = 1,5 \div 1,65$); $P_{л}$ — грузоподъемность лебедки в кг; η — к. п. д. талевой системы ($\eta = 0,85 \div 0,95$).

Полученное число округляется до целого числа струн в большую сторону или, с учетом преимуществ оснастки с неподвижным концом, до целого четного числа струн.

Фактическая нагрузка на каждую ветвь каната при принятом числе струн будет равна

$$P = Q_{кр} / m \eta ,$$

где $Q_{кр}$ — нагрузка на крюке.

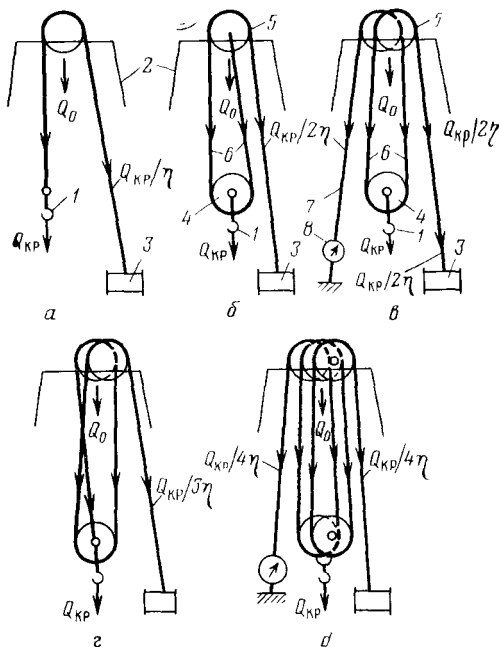


Рис. 30. Схемы талевых оснасток:

а — однострунная оснастка; б — двухструнная оснастка с закреплением каната на кронблоке; в — двухструнная оснастка с неподвижным концом каната; г — трехструнная оснастка; д — четырехструнная оснастка с неподвижным концом каната;

1 — крюк; 2 — вышка; 3 — лебедка; 4 — талевый блок; 5 — кронблок; 6 — подвижные струны каната; 7 — неподвижный конец каната; 8 — динамометр

Общая нагрузка на кронблок вышки будет равна:
при талевой оснастке с неподвижным концом каната

$$Q_0 = P(m\eta + 2);$$

при талевой оснастке с закреплением свободного конца на талевом блоке или кронблоке

$$Q_0 = P(m\eta + 1).$$

Значение Q_0 должно быть меньше, чем грузоподъемность вышки по ее характеристике.

В практических условиях нагрузка на вышку определяется перемножением показаний динамометра на общее число струн оснастки.

Можно также подсчитать глубину скважины, при которой надо переходить на применение талевой системы с большим числом струн

$$L = P_{\text{д}} m \eta / k_{\text{п}} q_{\text{п}},$$

где m — число подвижных струн в применявшейся оснастке; $q_{\text{п}}$ — вес 1 м снаряда при подъеме в кгс.

Для вертикальных скважин

$$q_{\text{п}} = \alpha q \left(1 - \frac{\gamma_{\text{ж}}}{\gamma} \right);$$

для наклонных скважин

$$q_{\text{п}} = \alpha q \left(1 - \frac{\gamma_{\text{ж}}}{\gamma} \right) \cos \theta (1 + f \operatorname{tg} \theta),$$

где q — вес 1 м гладкой части бурильных труб; α — коэффициент утяжеления колонны за счет соединений труб и высаженных концов труб (для труб с ниппельным соединением $\alpha=1,08$, с замковым $\alpha=1,13$); $\gamma_{\text{ж}}$ — удельный вес промывочной жидкости; γ — удельный вес материала труб; θ — средний зенитный угол скважины; f — коэффициент трения труб о стенки скважины при подъеме ($f=0,2 \div 0,3$).

Возможная скорость подъема бурового снаряда из скважины зависит от его веса и мощности двигателя станка.

Поэтому вначале подъем ведется на меньшей скорости станка, а по мере уменьшения длины колонны и, следовательно, ее веса можно переходить на большую скорость подъема.

При разведочном бурении применяются стальные канаты диаметром 15—24 мм из оцинкованной проволоки, свитой в пряди из 19 или 37 проволок по ГОСТ 3070—74 и 3071—74. Канат свивается из шести прядей. В центре каната находится органический сердечник, который делает канат более гибким и сохраняет в себе смазку. Разрывное усилие должно в 3—5 раз превышать максимальную нагрузку на одну ветвь каната.

СТАЦИОНАРНЫЕ БУРОВЫЕ УСТАНОВКИ

К стационарным относятся буровые установки, не имеющие собственной транспортной базы и перемещаемые блоками с использованием универсальных транспортных средств. Такими блоками являются буровая вышка, станок, насосы, буровое здание, разборные фундаменты, силовое оборудование. Буровая вышка и буровое здание обычно при демонтажных работах также разбираются на отдельные узлы или детали.

Буровые здания строятся из различных материалов и разных размеров.

В районах работ с относительно мягким климатом буровое здание делается из дощатых щитов с утепляющими прокладками. Передняя часть здания имеет высокие ворота, а верхняя часть над скважиной — надстройку с люком для проведения спуско-подъемных операций и выноса колонкового набора из здания.

В ряде случаев (например, в организациях Донбасса) буровое здание имеет длину 13—15 м и разделяется перегородками на три помещения: помещение в пределах вышки, где размещается станок; насосное отделение; помещение для ведения документации старшим мастером и постройки для бытовых целей (рис. 31).

В местностях с суровыми климатическими условиями буровое здание представляет собой сруб из бревен или брусьев, размещенный по ширине в пределах вышки и имеющий минимальную длину. Хорошо утепленные стены и двери, наличие закрывающейся утепленной надстройки — люка для размещения ведущей трубы с сальником позволяют при небольшом расходе топлива вести круглосуточные буровые работы при самых низких температурах.

По правилам техники безопасности буровые здания должны иметь две двери и окна, световая площадь которых составляет не менее 10% от площади пола. Минимальные габариты бурового здания определяются требованием о наличии свободного прохода шириной не менее 1 м около станка и другого оборудования.

Внутри здания стены и потолок должны быть побелены, что улучшает освещенность и уменьшает пожарную опасность. Пол настилается из досок толщиной 50 мм.

Непосредственно на пол устанавливаются и крепятся насосные установки, магнитная станция. Вдоль стен располагаются стеллажи для мелкого бурового и вспомогательного инструмента, верстак с набором слесарного инструмента.

Буровые станки устанавливаются в вышке на фундаменты. Установка станков на железобетонных фундаментах позволяет вести бурение на высоких скоростях, срок службы станка удлинится.

Фундаменты могут изготовляться на месте работ путем заливки бетоном соответствующей опалубки с анкерными болтами для крепления станка. Лучшим методом является использование разборных железобетонных фундаментов. Так, в геологических организациях Донбасса фундамент состоит из четырех железобетонных блоков, имеющих сквозные отверстия для анкерных болтов. Фундамент быстро собирается на месте бурения при помощи автокрана. Вокруг бурового здания распола-

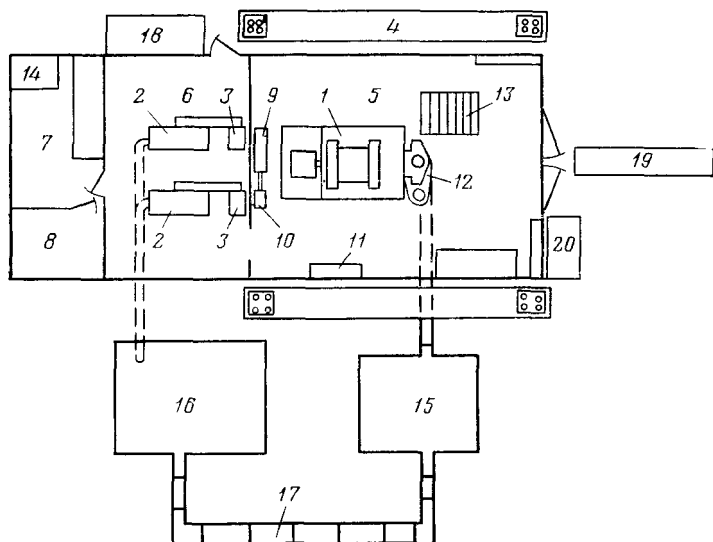


Рис 31. Схема размещения оборудования в буровом здании:

1 — станок ЗИФ-1200А; 2 — насос 11Гр; 3 — двигатели насосов; 4 — основание вышки; 5 — машинное отделение; 6 — насосное отделение; 7 — помещение старшего бурового мастера; 8 — комната для спецодежды; 9 — бак системы охлаждения лебедки станка; 10 — насос охлаждения; 11 — пусковой шкаф; 12 — труборазворот РТ-1200; 13 — подсвечник; 14 — радиостанция; 15, 16 — отстойники; 17 — желоба; 18 — склад инструмента; 19 — приемный мост; 20 — бак с технической водой

гаются циркуляционная система, стеллажи для различных труб, склад для инструмента и инвентаря, настил для выноса и разборки бурового снаряда, емкости для хранения горюче-смазочных материалов (при работе с ДВС) и другие сооружения.

Монтажно-демонтажные работы при бурении неглубоких скважин может осуществлять бригада, производящая бурение.

При бурении глубоких скважин разборка, сборка и подъем металлических вышек, а также частичный монтаж оборудования, как правило, производятся специальными квалифицированными вышкомонтажными бригадами. Буровая бригада с законченной скважины перевозит на новую подготовленную точку буровой станок и начинает забуривание новой скважины.

БУРОВЫЕ МАЧТЫ И ПЕРЕДВИЖНЫЕ БУРОВЫЕ УСТАНОВКИ

Буровой мачтой называется вышка, имеющая в основной конструкции одну или две опоры. Мачты более транспортабельны и менее металлоемки, чем башенные вышки. В геологоразведочной практике мачты преимущественно применяются в составе передвижных буровых установок на санном ходу, перемещаемых буксированием. В связи с этим в технической литературе под термином мачта часто понимается установка, состоящая из собственно мачты и передвижного бурового здания.

Как правило, мачты, рассчитанные на глубину бурения до 600—700 м, позволяют осуществлять бурение вертикальных и наклонных скважин. Для перевозки мачту опускают в горизонтальное транспортное положение.

На рис. 32 показана серийная передвижная установка МР-5А с мачтой, предназначенной для проведения спуско-подъемных операций при бурении вертикальных и наклонных (от 90 до 70° к горизонту) разведочных скважин станками ЗИФ-300М и СБА-500 с электроприводом. Мачта выполнена в виде металлической фермы из двух секций, соединенных на болтах фланцем. На верхней части мачты расположен свечеприемник. Работы ведутся с применением полуавтоматического элеватора. Элеватор связан с подвижной направляющей кареткой. После подъема свечи элеватор, двигаясь вниз, освобождается, а свеча падает в свечеприемник.

В рабочем положении мачта поддерживается подкосом, верхняя часть которого шарнирно соединена с мачтой, а нижняя с основанием.

Основание установки выполнено в виде передвижного металлического фундамента типа саней, на котором смонтированы мачта, буровое здание, станок, насос, трубооборот и др.

Буровое здание состоит из металлического каркаса и деревянных щитов.

Таблица 12

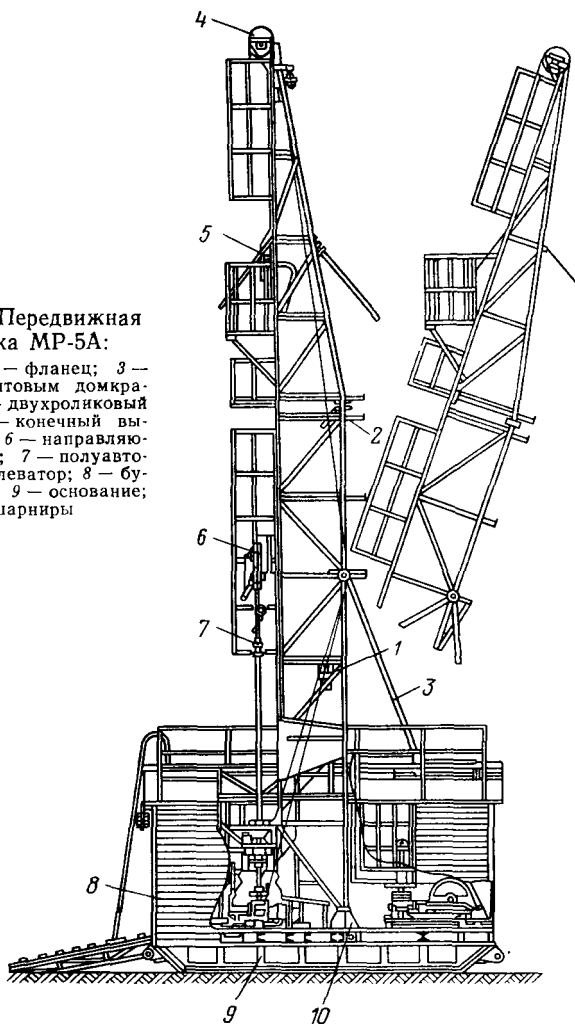
Параметры	Установки				
	МРУГУ-2	МНБ-1	БМ-3	МР-5А	БМ-2
Буровой станок . .	ЗИФ-300М	ЗИФ-300М	ЗИФ-650А	ЗИФ-300М, СБА-500	ЗИФ-1 200МР, БА-2000
Грузоподъемность на крюке, т	7	5	10	4	35
Грузоподъемность на кронблоке, т . .	14	10	20	8	52
Зенитный угол бу- рения, градус . . .	0—25	0—30	0—30	0—20	0
Высота мачты, м .	12	12,5	18	13,7	32
Размеры бурового здания, м	4×6	4,5×6,2	5,5×9	4×5,5	7,4×13

В табл. 12 приведены краткие технические характеристики некоторых передвижных установок с мачтами.

Мачта БМ-2 для перевозки разбирается на отдельные блоки массой не более 1000 кг.

Рис. 32. Передвижная установка МР-5А:

1 — мачта; 2 — фланец; 3 — подкос с винтовым домкратом; 4 — двухроликовый кронблок; 5 — конечный выключатель; 6 — направляющая каретка; 7 — полуавтоматический элеватор; 8 — буровое здание; 9 — основание; 10 — шарниры



Для ускорения перевозок буровые здания, используемые при глубоком бурении, могут быть разделены на отдельные транспортные блоки. Так, в тресте Ворошиловградгеология разработана и внедрена система крупноблочного монтажа агрегатов ЗИФ-1200А. Буровое здание состоит из двух блоков: машинного размером 8,6×4,5 м и насосного размером 9,4×3,3×3,5 м. Блоки представляют собой металлические сварные

конструкции, приспособленные для транспортировки на собственных полозьях в полевых условиях или на специальных тележках по дорогам вместе со всем оборудованием.

Масса блоков с оборудованием 12,5 и 6,5 т.

Перевозка блоков с демонтажом и монтажом на расстояние до 15 км производится за одну смену.

САМОХОДНЫЕ БУРОВЫЕ УСТАНОВКИ

Неглубокие скважины или скважины в породах невысокой крепости пробуриваются за короткий срок (например, при бурении структурно-картировочных скважин, скважин для сейсмической разведки, инженерно-геологических скважин и др.). Поэтому приходится часто перемещать буровой агрегат с точки на точку. Для сокращения затрат времени на монтажно-демонтажные работы в этих условиях получили широкое распространение самоходные буровые установки, смонтированные на транспортных средствах. Установки состоят из станка, насоса, силового оборудования, буровой мачты и укрытия. Технические характеристики основных типов самоходных установок приведены в табл. 13.

Установка СБУДМ-150-ЗИВ состоит из смонтированных на автомашине ЗИЛ-157 бурового станка ЗИВ-150, насоса ЗИВ-200/40, двигателя Д-38Б и мачты высотой 9,4 м. Станок имеет взаимозаменяемые рычажно-дифференциальный и роторный вращатели.

У установки СБУЭМ-150-ЗИВ (рис. 33) двигатель Д-37М приводит в движение роторный вращатель и генератор мощностью 20 кВт. Лебедка, насос и механизм подачи имеют индивидуальный электропривод, получающий питание от генератора. Мачта может устанавливаться под углом для наклонного бурения. На этот же угол поворачивается ротор. Установка снабжена вибрационным устройством для бурения мелких скважин, крепления скважин обсадными трубами и их извлечения и для ликвидации аварий, связанных с прихватом бурового снаряда.

Самоходная установка СБУ-300М создана на базе агрегата ЗИФ-300М.

На базе станка СБА-500 выпускается самоходная установка УКБ-500С, отличающаяся от установки СБУ-300М лучшей транспортабельностью, автоматизацией перехвата шпинделя, большим диапазоном скоростей. Эта установка предназначена для бурения скважин глубиной до 500 м алмазными коронками диаметром не более 76 мм и до 300 м любыми другими видами породоразрушающего инструмента.

Широко распространены на геологоразведочных работах самоходные роторные установки УРБ-2А и УРБ-3АМ. Эти установки предназначены для поисково-структурного бурения

Технические характеристики

Показатели	СБУДМ-150-ЗИВ	СБУЭМ-150-ЗИВ	СБУ-300М
Глубина бурения, м	150	200	300
Угол наклона к горизонту, градус	90	90—60	90
Начальный диаметр скважины, мм	132	151	151
Диаметр бурительных труб, мм	42; 50	42	42; 50
Вращатель	Шпиндель или ротор	Ротор	Шпиндель
Подача инструмента	Рычажно-дифференциальная или с лебедки	Нагрузка цепной подачей, разгрузка—с лебедки	Гидравлическая
Скорость вращения, об/мин	88; 128; 204, 320; 510	94, 189, 392; 608	101, 180; 235; 477
Грузоподъемность лебедки, т	2,0	2,5	2,0
Высота мачты, м	9,43	9,0	9,43
Насос	ЗИФ-200/40	Гр-16/40С	НГр-250/50
Двигатель	Д-48А	Д-37М через генератор ЕСС-816М	Д-48А
Мощность двигателя, лс	48	40	48
Ходовая часть — автомобиль	ЗИЛ-157	ЗИЛ-131	МАЗ-200П, МАЗ-500

на нефть и газ, но с успехом используются для картировочного и разведочного бурения на твердые полезные ископаемые и при гидрогеологических работах.

При монтаже агрегата УРБ-ЗАМ, на точке вспомогательное оборудование (насос, глиномешалка и др.), перевозимое на дополнительных автомашинах, устанавливается на поверхности земли около агрегата.

Установка УРБ-ЗА2 предназначена для бурения структурных скважин. Дополненная компрессорно-силовым блоком (компрессор К-9М и дизель Д-108 или ЯМЗ-236) на автоприцепе она образует буровой агрегат 1БА15В, который предназначен

самоходных установок

УРБ-ЗА2	УКБ-500С	УРБ-2А	УРБ-ЗАМ	СПУ-100	УБВ-600
600	300—500	200	500	100	600
90	90	90	90	70—90	90
243	151	151	248	76	490
60,3	33,5; 42; 50	50; 60,3	60,3; 73	42	114
Ротор	Шпиндель	Ротор	Ротор	Шпиндель	Ротор
Нагрузка нажимным приспособле- нием, раз- грузка—с ле- бедки	Гидравличе- ская	Нагрузка— механической цепной под- дачей, раз- грузка— с лебедки	С лебедки	Гидравличе- ская	С лебедки
80; 160; 300	120; 195; 280; 430; 700; 1015	100; 197; 300	110, 190; 314 обратный ход 46	I ряд: 150; 345, 560; 1250 II ряд: 200 445; 720; 1600	105; 183
5,2	2,0	2,5	2,8	0,65	8,3
18,4	9,5	9,5	16,0	8,0	22,4
11Гри	Гр-16/40	11Гри	11Гри	Гр-16/40С	9МГр
Двигатель автомобиля ЯМЗ-236	Д-37М	Двигатель автомобиля	Д-54	Д-37Е-СЗ	Двигатель автомобиля
105	40	60	54	40	150
МАЗ-500	Урал-375Е	ЗИЛ-157КЕ	МАЗ-500	ЗИЛ-131	КРАЗ-257

для бурения скважин на воду до глубины 500 м с последующим оснащением скважины и пробной откачкой воды.

Если установка УРБ-ЗА2 комплектуется с насосно-силовым блоком (насос 9МГР и дизель ЯМЗ-236) на автоприцепе, то образуется буровой агрегат 1БА15Н, предназначенный для бурения структурных скважин глубиной до 1000 м.

Для бурения глубоких разведочных и эксплуатационных скважин на воду и для гидрогеологических исследований предназначена установка УБВ-600. Она состоит из бурового и насосно-компрессорного блоков, смонтированных на автомобиле КРАЗ-257. Установка отличается высокой степенью механизации.

ции процессов и возможностью монтажа на сравнительно небольших площадках, что очень важно в условиях промышленного водоснабжения при бурении на застроенных участках.

Самоходная установка СПУ-100 предназначена для алмазного и твердосплавного бурения геологоразведочных скважин

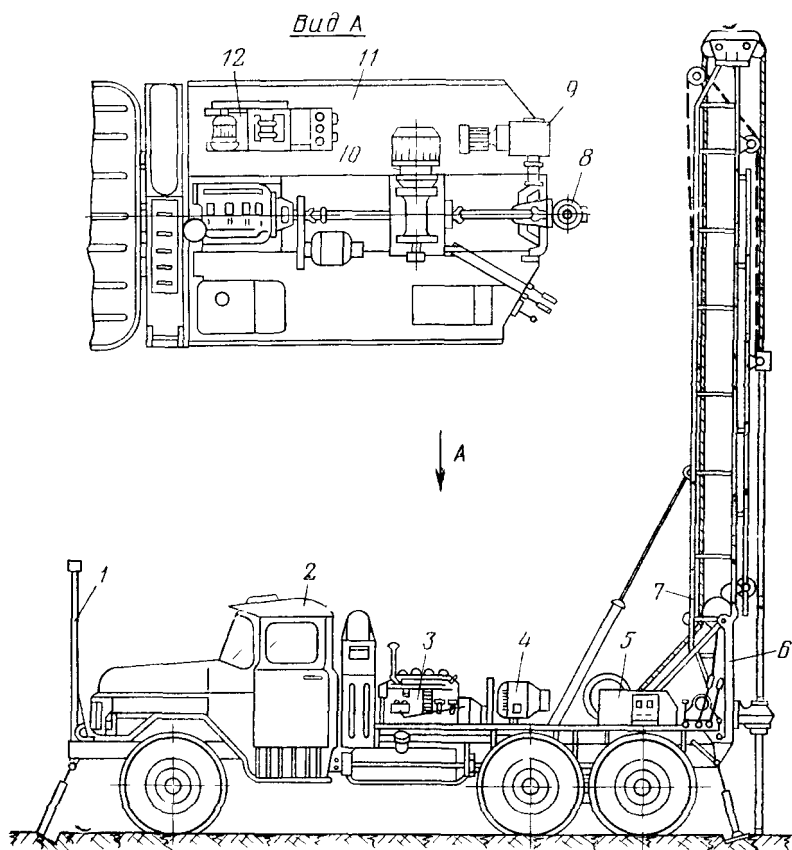


Рис. 33. Самоходная буровая установка СВУЭМ-150-ЗИВ.

1 — передняя опора мачты, 2 — автомашина, 3 — дизель, 4 — генератор, 5 — пульт управления, 6 — задняя опора мачты; 7 — мачта, 8 — ротор, 9 — механизм подачи, 10 — лебедка, 11 — рама автомашины, 12 — промывочный насос

с проведением в процессе бурения непрерывных геофизических исследований (каротажа). В состав установки входят буровой станок БСК-2М2-100, насос, лебедка с гидравлическим приводом от двигателя МГ-154А, мачта, каротажная аппаратура, кузов с отопительно-вентиляционной установкой ОВ-65.

Самоходные агрегаты применяются преимущественно в теплое время года. Поэтому они обычно снабжены лишь легким укрытием тентового типа.

Часть самоходных установок служит в основном для бурения неглубоких скважин. В этом случае при обычной системе подачи с лебедки и роторном вращателе вес колонны труб на большей части скважины не создает достаточной осевой нагрузки. Поэтому установки СБУЭМ-150-ЗИВ, УРБ-2А имеют цепную нажимную систему. Усилие от механизма подачи действует на две цепи, связанные через звездочки с траверсой. На траверсе укрепляется сальник-вертлюг, который создает дополнительную осевую нагрузку, направленную вниз. Установка УРБ-3А2 имеет канатное нажимное устройство, воздействующее на вертлюг.

Глава V

ОЧИСТКА ЗАБОЯ СКВАЖИНЫ ОТ ПРОДУКТОВ РАЗРУШЕНИЯ ПОРОД ПРИ ВРАЩАТЕЛЬНОМ БУРЕНИИ

УСЛОВИЯ ВЫНОСА ШЛАМА И СХЕМЫ ПРОМЫВКИ СКВАЖИН

Продукт разрушения пород при вращательном бурении — буровой шлам удаляется путем подачи на забой очистного агента и циркуляции его в скважине или призабойной зоне.

Очистной агент служит также для непрерывного охлаждения породоразрушающего инструмента, который интенсивно разогревается в результате трения о забой.

В качестве очистных агентов используют природный газ, воздух, аэрированные (насыщенные воздухом) жидкости, воду, глинистые растворы, специальные безглинистые растворы и др.

Наиболее широко практикуется промывка скважин водой или глинистыми растворами.

Для того чтобы шлам удалялся из скважины при применении любых очистных агентов, необходимо, чтобы скорость восходящего потока, транспортирующего частицы разрушенной породы, была больше скорости падения частиц в применяемой для очистки среде.

Скорость падения частиц в промывочной жидкости зависит от их размера, формы и плотности жидкости, а скорость восходящего потока — от количества подаваемой в скважину жидкости и площади кольцевого зазора между стенками скважины и бурильными трубами.

Необходимо также обеспечить достаточную скорость подъема частиц шлама по скважине, чтобы в единицу времени выносилось шлама не меньше, чем его образуется при бурении.

При различных способах бурения форма и размер образующихся частиц шлама различны. Скорости восходящего потока в зависимости от способа бурения и вида промывочной жидкости приведены в табл. 14.

Необходимое количество промывочной жидкости можно подсчитать по формуле

$$Q = m \frac{\pi}{4} (D^2 - d^2) v, \text{ м}^3/\text{с},$$

где D — диаметр скважины в м; d — диаметр бурильных труб в м; m — коэффициент, учитывающий неравномерность скорости потока ($m = 1,1 \div 1,3$); v — скорость восходящего потока в м/с

Таблица 14

Способ бурения	Скорость восходящего потока, м/с	
	вода	глинистый раствор
Бескерновое бурение лопастными долотами и пикобурами (породы I—V категорий)	0,6—1	0,6—0,8
Бурение шарошечными долотами (породы VI—X категорий)	0,6—0,8	0,4—0,6
Колонковое бурение твердосплавными коронками (породы V—VIII категорий)	0,25—0,6	0,2—0,5
Колонковое бурение алмазными коронками (породы VIII—XII категорий)	0,5—0,8	0,4—0,6

Существуют два основных способа промывки скважины: прямая и обратная (рис. 34).

При прямой промывке жидкость подается насосом в бурильные трубы и, омывая забой, поднимается в кольцевом зазоре между стенками скважины и бурильными трубами. При обратной промывке промывочная жидкость подается в кольцевой зазор, а выходит через бурильные трубы. Устье скважины для этого должно герметизироваться так, чтобы не пропускать жидкость из скважины, но обеспечивать возможность вращения и поступательного перемещения ведущей трубы.

При обратной промывке в большинстве случаев обеспечивается большая скорость восходящего потока и, следовательно, лучший вынос шлама, уменьшается количество самозаклиниваний керна и улучшается его выход. Но большого распространения эта схема не имеет из-за трудностей, связанных с герметизацией устья скважины и невозможностью применения при поглощениях промывочной жидкости.

За последнее время при бурении скважин для водоснабжения успешно применяется разновидность обратной промывки — всасывающая промывка. Сущность ее состоит в том, что промывочная жидкость самотеком поступает в скважину из отстойника и отсасывается из бурильных труб вместе с остатками разбуренной породы центробежным насосом или с помощью эрлифта. Наиболее эффективно применение способа при использовании специальных бурильных труб большого диаметра (150—200 мм), что позволяет снизить гидравлические сопротивления и выносить крупный галечный материал. Глубины скважин, при которых обеспечиваются высокие скорости бурения, равны 100—150 м, диаметры — 600—1000 мм. С увеличе-

нием диаметра бурильных труб до 300 мм можно бурить скважины глубиной до 500 м. При использовании центробежных насосов скважина должна быть заполнена водой до устья, а применение эрлифта позволяет вести бурение в скважинах, где уровень жидкости расположен на некоторой глубине.

Кроме прямой и обратной схем промывки, существует также комбинированная схема, в которой с помощью специальных конструкций буровых снарядов в призабойной части скважины

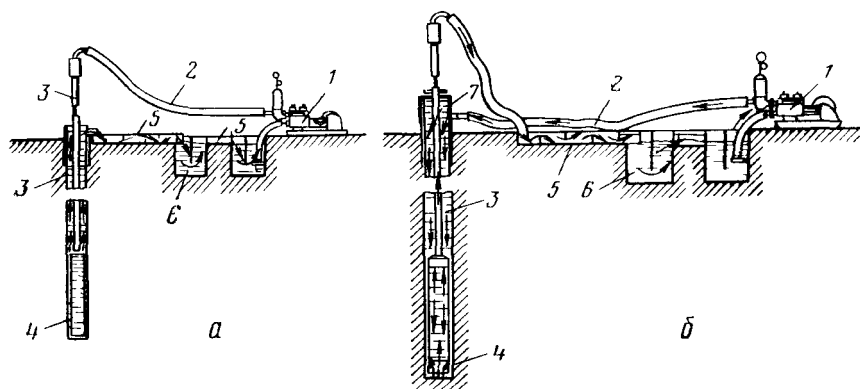


Рис 34 Схемы промывки скважин

а — прямая б — обратная 1 — насос, 2 — нагнетательный планг 3 — бурильные трубы 4 — коронка, 5 — желобная система 6 — отстойники 7 — устройство для герметизации устья скважины

создается обратное направление потока внутрь снаряда и вверх по колонковой трубе. Такие снаряды используют для повышения выхода керна.

Подача промывочных жидкостей в скважину осуществляется насосами, а газообразных агентов — компрессорами.

При необходимости повышения выхода керна нетвердых полезных ископаемых и пород, разрушающихся при воздействии на них струи промывочной жидкости, а также при инженерно-геологических изысканиях и гидрогеологических исследованиях может применяться безнасосное бурение.

Необходимым условием безнасосного бурения является наличие в скважине столба жидкости высотой несколько больше длины колонкового снаряда. При безнасосном бурении в скважину не подается промывочная жидкость. Циркуляция жидкости в призабойной зоне осуществляется с помощью специального колонкового снаряда за счет периодического его расхождения (приподнимания и сбрасывания на забой).

Во время подъема бурового снаряда над забоем (рис. 35, а) на высоту H жидкость из наружного кольцевого зазора пере-

мещается в колонковую трубу 2, причем клапан 5 перекрывает осевой канал ниппеля 4. В колонковую трубу вместе с жидкостью перемещается с забоя и шлам.

Во время движения снаряда к забою (рис 35, б) клапан 5 поднимается под давлением жидкости. Часть жидкости движется по каналам переходника 3, ниппеля 4, шламопроводящей трубки 6 и изливается в скважину через ее отверстия, а другая часть движется в низ скважины через внутренний кольцевой зазор, омывая коронку 1. Штифт 7 служит для ограничения хода шарового клапана 5.

Таким образом при расхаживании снаряда осуществляется призабойная пульсирующая циркуляция жидкости. Часто для улавливания тяжелого шлама в снаряд для безнасосного бурения включают открытые или закрытые шламовые трубы.

Частота расхаживания снаряда в минуту при безнасосном бурении изменяется в зависимости от пород: от 40—45 в песках до 10—15 в песчаниках, сланцах, известняках. Высота подъема над забоем не превышает 20 см. Окружная скорость коронок принимается в пределах 0,6—0,8 м/с, осевая нагрузка — 150—400 кгс.

Заклинивание керна производится путем прекращения расхаживания и затирки керна «всухую».

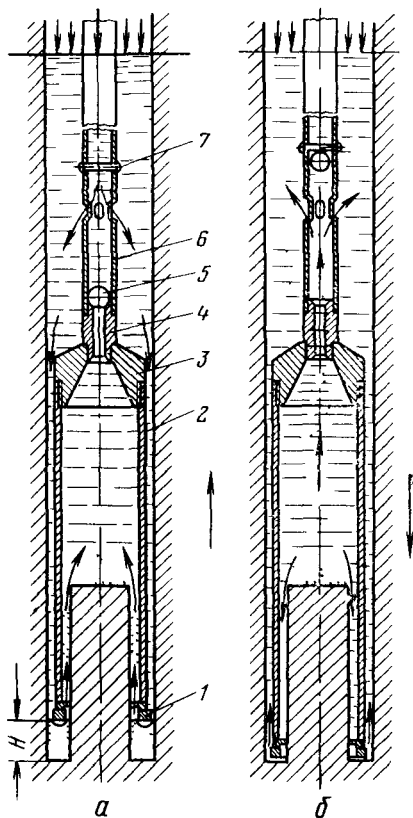


Рис 35 Схема работы колонкового снаряда для безнасосного бурения

ГЛИНИСТЫЕ РАСТВОРЫ И ИХ СВОЙСТВА

Глинистый раствор получается при растворении глины в воде. По крупности частиц глинистые растворы следовало бы отнести к суспензиям, но по свойствам они ближе к коллоидальным растворам. Коллоидальные свойства — способность частиц неопределенно долго находиться в растворе во взвешенном состоянии — глинистых растворов обусловлены пластинча-

той формой элементарных частиц глинистых минералов. У бентонитовых глин, дающих растворы наиболее высокого качества, толщина пластинок основного минерала монтмориллонита в 100 раз меньше длины и ширины, а суммарная поверхность элементарных кристаллов составляет 800 м² на 1 г глины.

При помещении в воду глина распускается на элементарные кристаллы — листочки, вокруг каждого листочка образуется гидратационная оболочка из молекул воды и ионное облако, создающее электростатические силы отталкивания между частицами глины. Это препятствует коагуляции и выпадению частиц в осадок.

Гидратационные оболочки и электростатические силы отталкивания ослаблены или отсутствуют на торцевых поверхностях частиц. В состоянии покоя в качественных глинистых растворах происходит слипание частиц по этим поверхностям, за счет чего образуется устойчивая пространственная сетчатая структура, называемая гелем. Из такого студнеобразного раствора долгое время не выпадают частицы шлама. Но стоит только начать перемешивание, как связи между частицами разрушаются и раствор становится жидким, легко протекающим по скважине и прокачиваемым насосом. Это свойство раствора называется тиксотропией.

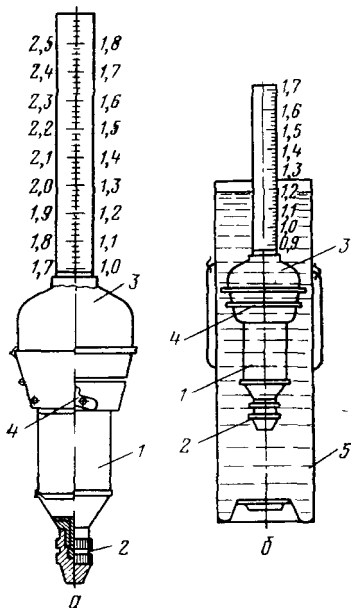


Рис. 36. Ареометр (а) и определение плотности ареометром (б)

Наиболее важным свойством глинистых растворов является способность образования на стенках скважины тонкой и достаточно прочной корочки глины, которая закрепляет стенки скважины в слабоустойчивых породах, что во многих случаях позволяет избежать спуска в скважину дополнительных колонн обсадных труб.

При прекращении циркуляции раствора (например, при внезапной поломке насоса) буровой шлам не выпадает из глинистого раствора, а долгое время находится в нем во взвешенном состоянии. Это предотвращает сложные аварии, возникающие при заклинивании бурового инструмента шламом.

Основными параметрами качества глинистых растворов являются плотность, вязкость, содержание песка, водоотдача, стабильность.

Плотность определяет величину гидростатического давления промывочной жидкости на стенки скважины и забой. Она измеряется ареометром АГ-2 (рис. 36, а). Раствор наливают в стакан 1, который соединяется с поплавком 3 при помощи замка 4. При погружении ареометра в сосуд 5 с водой плотность определяют на уровне поверхности воды по шкале от 1,0 до 1,8 г/см³. Если поплавок полностью погружается в воду, то следует отвернуть груз 2 и отсчет вести по шкале от 1,7 до 2,5 г/см³.

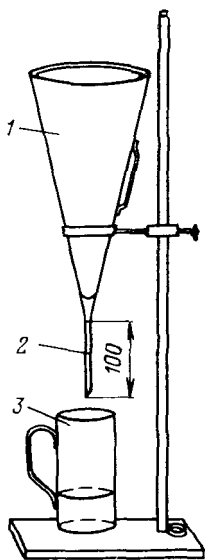


Рис. 37. Стандартный полевой вискозиметр СПВ-5

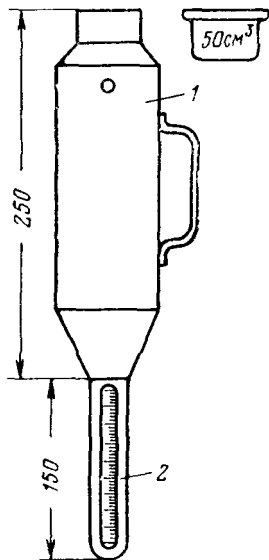


Рис. 38. Отстойник для определения содержания песка в глинистом растворе

Вязкость — мера внутреннего трения между слоями жидкости. В практике буровых работ используется показатель условной вязкости, определяемой временем истечения раствора из специального сосуда — стандартного полевого вискозиметра СПВ-5 (рис. 37). В воронку 1 из двусторонней кружки 3 емкостью 200 и 500 см³ наливают 700 см³ раствора. Отверстие трубки 2, имеющей внутренний диаметр 5 мм, закрывают при этом пальцем. Подставив кружку, открывают отверстие, и по секундомеру отмечают время наполнения 500 см³. Время в секундах является показателем вязкости.

Правильность показаний прибора проверяют по условной вязкости воды (водное число). Измеренная прибором СПВ-5 вязкость воды должна быть равна 15 с.

¶ **Содержание песка в глинистом растворе** характеризует степень загрязненности раствора; примесь песка или шлама в глинистом растворе увеличивает износ деталей насоса, а при остановках циркуляции песок может осесть на забой скважины и явиться причиной прихвата бурового инструмента.

Содержание песка определяют при помощи отстойника ОМ-2 (рис. 38). Глинистый раствор наливают в крышку, имеющей объем 50 см³, и переливают в отстойник 1. Затем доливают воды до вытекания ее через контрольное отверстие, что соответствует объему воды 450 см³. Содержимое отстойника тща-

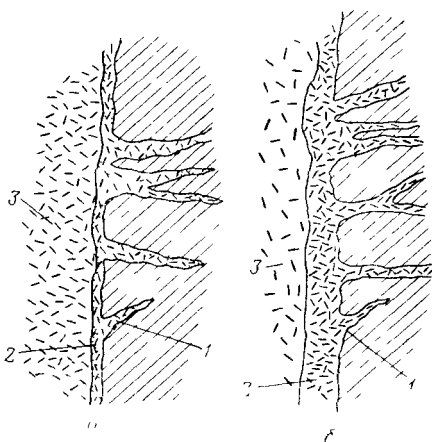


Рис. 39. Схема образования глинистой корки на стенках скважины:

а — плотная устойчивая корка; б — рыхлая неустойчивая корка;
1 — поры и трещины в породе; 2 — глинистая корка;
3 — глинистый раствор

тельно взбалтывают, затем устанавливают отстойник вертикально и через минуту берут отсчет по шкале против верхней границы столбика песка, осевшего в стеклянной пробирке 2. Умножив отсчет на два, получают содержание песка в растворе в процентах.

Водоотдача — способность глинистого раствора отфильтровывать воду через пористую перегородку под влиянием избыточного давления раствора. Если размеры пор невелики, то частицы глины через некоторое время закупорят их и образуют на поверхности перегородки глинистую корку.

При хорошем качестве раствора образуется плотная устойчивая корка (рис. 39). Растворы низкого качества образуют неустойчивую рыхлую толстую корку, которая сужает ствол скважины, пропускает воду в породы, слагающие стенки скважины, что приводит к осложнениям при бурении.

Водоотдача оценивается количеством воды в кубических сантиметрах, отфильтровавшейся за 30 мин через фильтр прибора. Для измерения водоотдачи служит прибор ВМ-6 (рис. 40, а). Между фильтрационным стаканом 1 и поддоном 5 закладывают решетку 4, на которую кладут смоченный в воде кружок фильтровальной бумаги. Закрывают клапан 6, прижимая его через резиновую прокладку 8 к решетке 4 при помо-

щи винта 7. В стакан 1 наливают раствор. Поверх раствора в цилиндр 2 наливают машинное масло и опускают в него плунжер 3. Приоткрывая вентиль 10, сливают избыток масла на шкале не совпадает с меткой на цилиндре 2. Открывают клапан 6, и фиксируют время. Корпус 11 и плунжер 3 через масло давят на раствор, создавая давление, равное 1 кгс/см². Вода отфильтровывается из раствора и стекает в чашку 13. Через 30 мин снимают отсчет по шкале 12.

Для сокращения времени проведения опыта измерение можно вести 10—

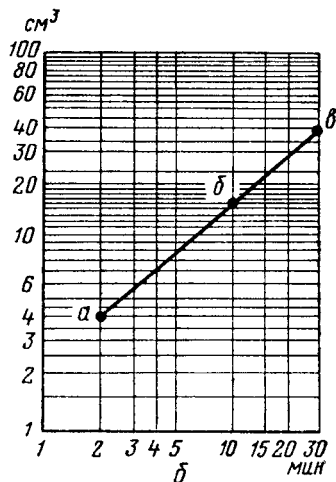
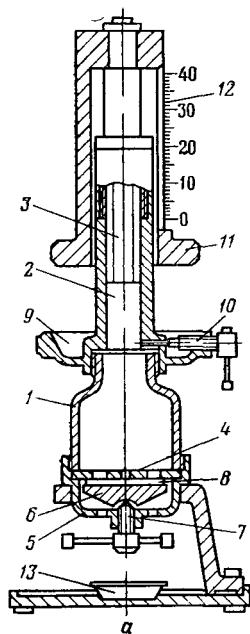


Рис. 40. Прибор VM-6 и график к нему

15 мин, беря два отсчета через 2, 10 или 15 мин. Полученные данные откладывают на бланке графика, придаваемого к прибору, и определяют водоотдачу за 30 мин путем экстраполяции (рис. 40, б).

На фильтре прибора VM-6 образуется глинистая корка. Толщина ее после извлечения фильтра может быть измерена линейкой.

Стабильность — степень равномерности распределения глинистых частиц в растворе, находящемся в состоянии покоя. Стабильность измеряется цилиндрическим сосудом ЦС-2. Раствор, залитый в сосуд, оставляют на 24 ч в покое, а затем через боковое отверстие сливают верхнюю часть его. Определяют плотность обеих частей. По разности плотности нижней и верхней частей оценивают стабильность.

Описанные свойства раствора определяются как при приготовлении растворов, так и в полевых условиях в процессе их

применения на буровых установках для контроля за изменением свойств и своевременной замены раствора, его очистки или обработки реагентами. Все описанные приборы имеются в переносной лаборатории ЛГР-3.

Из параметров, измеряемых на глиностанциях в лабораторных условиях, необходимо выделить **статическое напряжение сдвига**, от которого зависят удержание шлама во взвешенном состоянии при прекращении циркуляции, стабильность утяже-

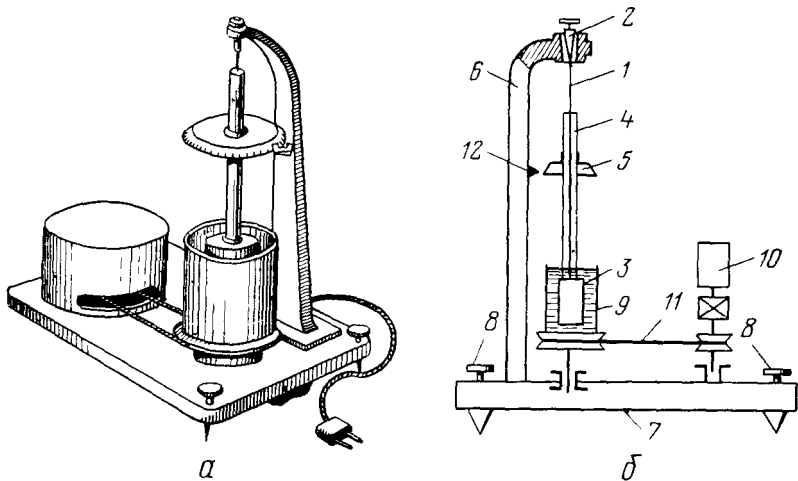


Рис. 41. Ротационный пластометр СНС-2:

a — общий вид; *б* — схема;
 1 — нить; 2 — патрон; 3 — цилиндр; 4 — трубка; 5 — лимб; 6 — стойка; 7 — подставка; 8 — установочные винты; 9 — стакан; 10 — электромотор; 11 — ремень; 12 — указатель

ленных растворов, способность закупоривать поры и трещины в стенках скважины.

Ротационный пластометр СНС-2 (рис. 41), предназначенный для измерения статического напряжения сдвига, имеет следующее устройство: на стальной нити 1 подвешен цилиндр 3 и трубка 4 с лимбом 5. На стойке 6 имеется указатель 12. Вращение стакану 9 передается от электромотора 10 через редуктор и два шкива с помощью ремня 11 со скоростью 0,2 об/мин.

Раствор наливают в стакан 9 и погружают в него до краев цилиндр 3. Через 1 мин включают мотор и по шкале наблюдают за вращением цилиндра, который увлекается глинистым раствором. Цилиндр поворачивается до тех пор, пока усилие в закручиваемой нити не станет равным усилию сцепления раствора со стенками цилиндра. В этот момент структура раствора разрушается и происходит сдвиг его у стенок цилиндра. Вращение цилиндра прекращается. Отсчет по шкале характеризует угол закручивания нити.

Второе измерение производят аналогично через 10 мин.

Статическое напряжение сдвига, измеряемое в мгс/см^2 , определяют умножением константы нити на угол закручивания.

ГЛИНИСТЫЕ РАСТВОРЫ ДЛЯ РАЗЛИЧНЫХ УСЛОВИЙ БУРЕНИЯ И ОБРАБОТКА РАСТВОРОВ РЕАГЕНТАМИ

Глинистые растворы для нормальных условий бурения должны иметь следующие параметры:

Плотность, г/см^3	1,1—1,2,
Условную вязкость по СПВ-5, с	20—22,
Содержание песка, %	$\leq 4\%$,
Водоотдачу по ВМ-6, см^3 за 30 мин	≤ 25 ,
Стабильность, г/см^3	$\leq 0,02$,
Толщину глинистой корки, мм	< 3 ,
Суточный отстой, %	< 4 ,
Статическое напряжение сдвига (СНС), мгс/см^2	15—40

Параметры растворов, приготовленных из недостаточно качественных глин, можно улучшить путем добавления в них реагентов. Реагенты применяют также для придания растворам нужных свойств в условиях бурения, отличающихся от нормальных.

Широко применяются *защитные коллоиды*. Они содержат в себе вещества, которые при добавлении в раствор покрывают поверхности глинистых частиц и создают защитный слой, предохраняющий частицы глины от слипания, существенно улучшая тем самым параметры растворов. К защитным коллоидам, применяемым для обработки глинистых растворов, относятся углещелочной реагент (УЩР), торфошелочной реагент (ТЩР), реагент из сульфит-спиртовой барды (ССБ), карбоксиметилцеллюлоза (КМЦ) и др.

Наиболее употребительным является углещелочной реагент.

УЩР готовится путем обработки бурого угля, содержащего 35—47% гуминовых кислот, каустической содой (NaOH). Бурого угля и каустической соды для приготовления 1 м^3 реагента берется соответственно 100—180 и 10—20 кг.

Добавление УЩР в раствор в количестве 5—25% позволяет существенно (иногда почти до нуля) снизить водоотдачу глинистых растворов.

К группе *реагентов-электролитов* относятся известь (Ca(OH)_2), жидкое стекло ($\text{Na}_2\text{O} \cdot n\text{SiO}_2$), кальцинированная сода (Na_2CO_3), каустическая сода (NaOH), поваренная соль (NaCl), хлористый кальций (CaCl_2), алебастр и др. Реагенты-электролиты вводятся в раствор непосредственно или в составе реагентов-коллоидов для изменения вязкости, статического напряжения сдвига и других параметров.

Растворы для предотвращения обвалов и водопроявлений должны обладать пониженной (до 3—5 см³ за 30 мин) водоотдачей, увеличенной (до 1,4—1,9 г/см³) плотностью, повышенной (до 30—50 с) вязкостью. Важно поддерживать эти параметры в процессе бурения постоянными.

В условиях бурения в глинистых породах и обогащения раствора солями пород и пластовых вод для улучшения устойчивости параметров раствора применяют высококальциевый глинистый раствор (ВКР), в который входят реагенты: хлористый кальций, известь, сульфитспиртовая барда, карбоксиметилцеллюлоза.

Реагенты добавляются в количестве 0,1—1,5% к объему раствора.

Для борьбы с водопроявлениями растворы утяжеляют добавками порошков барита, гематита, магнетита.

Глинистые растворы, применяемые при поглощениях промысловой жидкости, должны обладать пониженной до 1,1—1,05 г/см³ плотностью, повышенной от 60—120 с до состояния «не течет» вязкостью (в породах, не дающих при разбурировании коллоидных частиц) и уменьшенной до 1—5 см³ за 30 мин водоотдачей. Увеличивают также статическое напряжение сдвига. Понижение плотности достигается путем уменьшения количества глины в растворе при приготовлении. В случаях интенсивных водопоглощений могут применяться аэрированные растворы с плотностью до 0,8 г/см³. Облегчение растворов осуществляется насыщением их воздухом с помощью пенообразователей ПО-1 и ПО-К-18, которые широко применяются при тушении пожаров, или с помощью специальных устройств — аэраторов.

Для изменения в широких пределах вязкости раствора в него вводится один из реагентов: известь, цемент, алебастр, поваренная соль, кальцинированная сода, каустическая сода, жидкое стекло.

ОЦЕНКА ПРИГОДНОСТИ ГЛИН ДЛЯ ПРИГОТОВЛЕНИЯ ГЛИНИСТЫХ РАСТВОРОВ

При бурении скважин геологи должны обращать внимание на качество глин в разрезе с целью определения возможности их использования для приготовления глинистых растворов.

Использование местных глин позволяет снизить стоимость работ за счет уменьшения расходов на централизованное снабжение глиной.

Для приготовления растворов пригодны глины следующих типов:

а) каолинито-монтмориллонитовые глины, содержащие глинистого монтмориллонита больше, чем каолинита;

б) каолинито-гидрослюдистые глины, содержащие иллитоподобные гидрослюды в большем количестве, чем каолинита;
в) качественная монтмориллонитовая глина (бентонит), в составе которой монтмориллонит преобладает над иллитоподобными гидрослюдами и каолинитами.

Из глин указанных типов можно получить качественные растворы без добавки реагентов или с введением щелочных электролитов.

Глины содержат примеси окисей железа, натрия, кальция, магния, калия и др. Лучшими являются натриевые глины. Непригодными являются глины с большим содержанием окисей кальция и магния.

Малопригодны для растворов каолиновые глины, содержащие преимущественно каолинит и каолинизированные гидрослюды и являющиеся огнеупорным сырьем.

По гранулометрическому составу глины должны содержать частицы следующего размера (по диаметру): песчаные крупнее 0,1 мм — не более 6%, пылевидные 0,06—0,1 мм — не более 12%, глинистые менее 0,06 мм — остальное.

Предварительная оценка пригодности глин может быть сделана по следующим признакам (по Н. А. Максимовичу):

глина при естественной влажности в воздушно-сухом состоянии характеризуется большим сопротивлением излому;
при изломе образует острые устойчивые края;
даже мелкие комочки не поддаются раздавливанию пальцами;

при резании ножом дает как бы полированную поверхность, имеющую в сравнении с изломом более темный цвет;

в избыточно-влажном состоянии вязкая на ощупь, а в пластичном — легко раскатывается в длинные и тонкие шнуры диаметром не более 1,0 мм.

В лабораторных условиях следует провести общую оценку качества глин по методу смачивания, определение солевого состава глин (ионов кальция, хлора, сульфата) и другие исследования.

Для оценки свойств глин путем опытного приготовления раствора и определения его параметров ее следует предварительно замочить водой до разбухания, что улучшает коллоидность раствора по сравнению с приготовлением без обработки.

ЕСТЕСТВЕННЫЕ, БЕЗГЛИНИСТЫЕ И СПЕЦИАЛЬНЫЕ РАСТВОРЫ

Естественными называются растворы, получаемые на основе частиц выбуренной породы (глинистых сланцев, аргиллитов и др.), которые вследствие разрушения породы на забое, вра-

шения снаряда и циркуляции жидкости диспергируются до тонких фракций.

Суспензия из выбуренной породы при обработке ее углекислотным реагентом превращается в стабильную промывочную жидкость. Применение естественных растворов позволяет повысить скорость бурения и снизить расходы, так как в таких условиях обычные глинистые растворы быстро загустевают и требуется их замена.

Безглинистые промывочные жидкости приготавливаются диспергированием, эмульгированием, растворением в технической воде поверхностно-активных веществ, химикатов и различных материалов.

Например, силикатно-гуматные промывочные жидкости приготавливаются путем растворения в воде кальцинированной соды для смягчения воды, жидкого стекла плотностью $1,5 \text{ г/см}^3$ 1—5% (к объему воды), УЩР 10—25%. Жидкое стекло повышает вязкость раствора и статическое напряжение сдвига, УЩР снижает водоотдачу.

Эмульсионно-меловые растворы приготавливаются обработкой эмульсионным реагентом естественного мелового или приготовленного из тонкого порошка мела раствора. Эмульсионный реагент приготавливается из раствора каустической кристаллической соды, крахмала и нефти или солярового масла.

Безглинистые растворы применяют в условиях, когда из-за особенностей буримых пород использование глинистых растворов затруднено или приводит к осложнениям.

Специальные растворы, устойчивые к солевой агрессии при бурении на месторождениях солей или в соляных и минерализованных толщах при бурении на нефть, приготавливаются с использованием поваренной соли, карналлита, реагента гипана. Соляные растворы применяют также для промывки скважин в мерзлых породах.

ПРИГОТОВЛЕНИЕ И ОЧИСТКА РАСТВОРОВ

Глинистые растворы и растворы реагентов приготавливают в глиномешалках, которые (рис. 42) бывают трехвальные, двухвальные и одновальные, горизонтальные и вертикальные, емкостью 0,3—4,0 м³; в глиномешалках глина размешивается лопастями, укрепленными на валу. Кроме глиномешалок, раствор может готовиться гидромониторным способом под действием размывающей струи воды, а также во фрезерно-струйных мельницах.

В одновальной глиномешалке глина в воде размешивается в течение 1 ч — 1 ч 20 мин, а в двухвальной — 30—40 мин при скорости вращения 50—60 об/мин.

В готовый глинистый раствор добавляют химикаты и реагенты, после чего размешивание продолжают еще 10—15 мин.

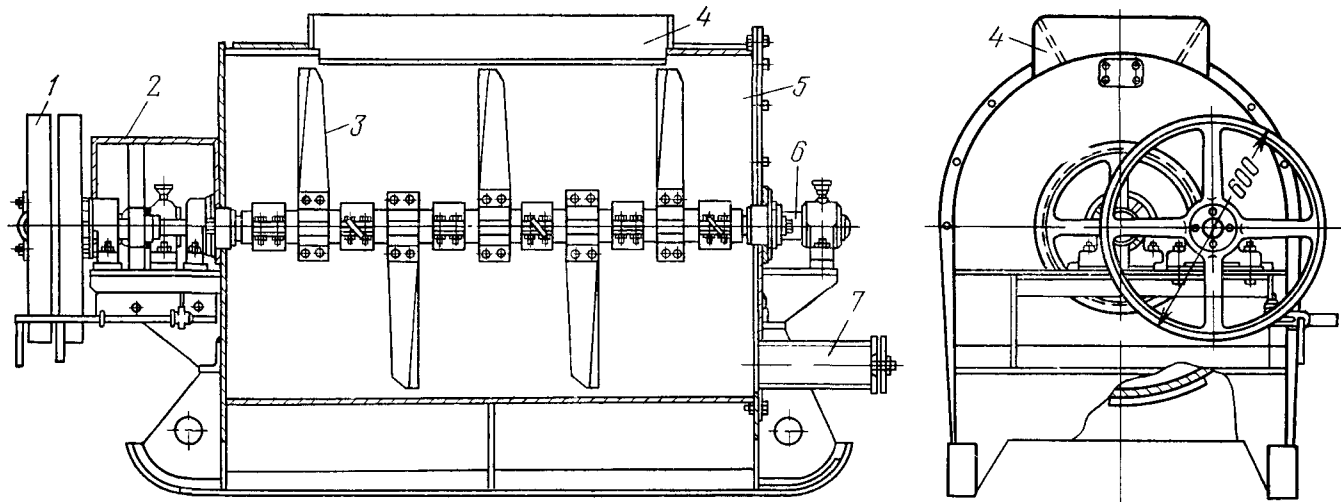


Рис. 42 Горизонтальная одновальная глиномешалка

1 — шкивы; 2 — редуктор, 3 — лопасти, 4 — загрузочный люк 5 — цилиндрический корпус, 6 — вал, 7 — сливной патрубок

Рис. 43. Глиностанция:
 1 — электродвигатели; 2 —
 насосы; 3 — коллектор; 4 —
 центробежный насос; 5 — за-
 пасная емкость; 6 — глино-
 мешалка; 7 — электродвигатели;
 8 — чан для замачивания
 глины; 9 — склад, 10 —
 навес

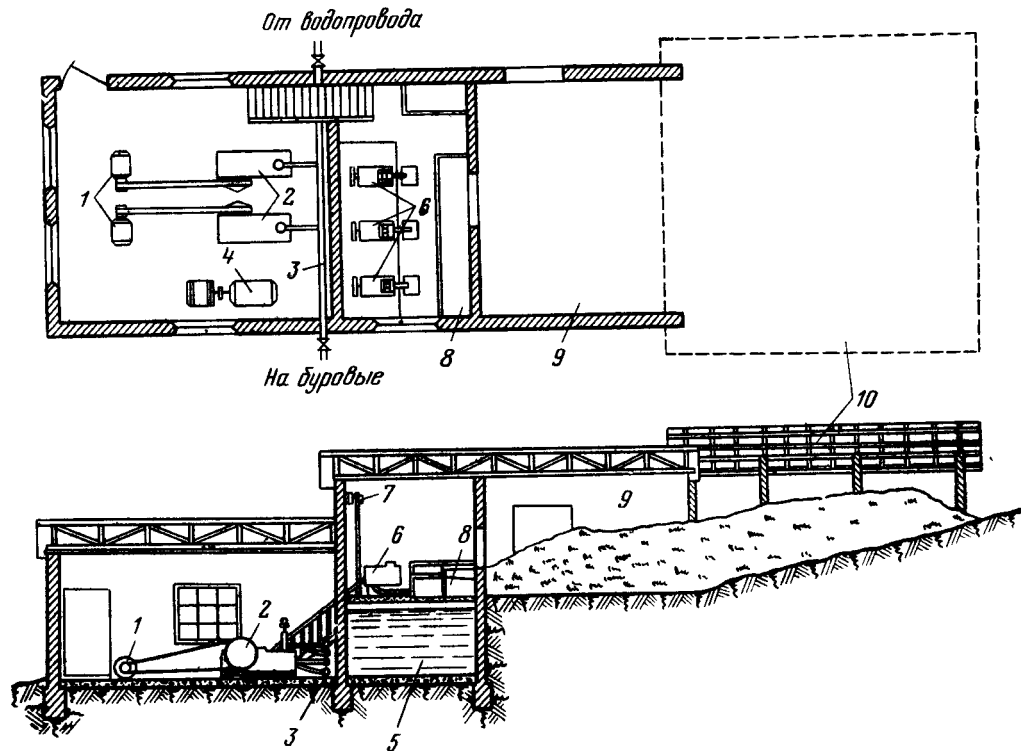


Рис. 44. Желобные системы для очистки промывочной жидкости от шлама:

a — летняя; *б* — зимняя; 1 — устье скважины; 2 — желоб прямой; 3 — отстойник; 4 — желоб с перегородками; 5 — перегородки

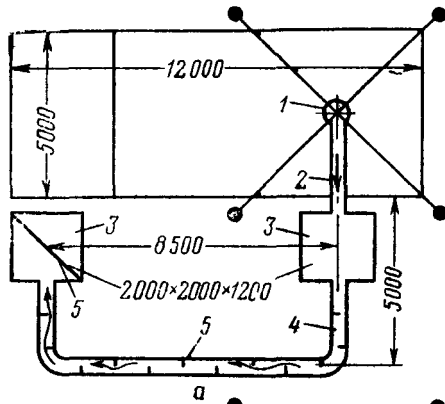
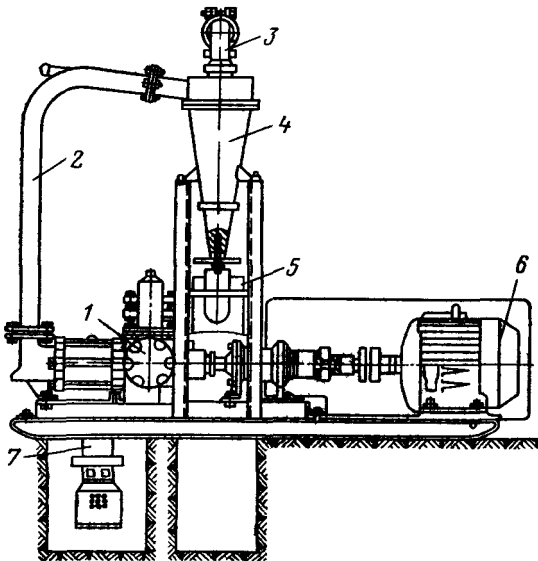
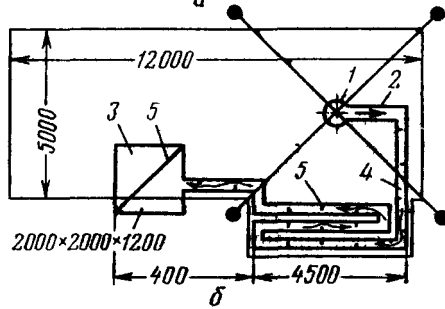


Рис. 45. Гидроциклонная установка для очистки глинистого раствора:

1 — насос; 2 — труба; 3 — отвод; 4 — гидроциклон; 5 — желоб; 6 — электродвигатель; 7 — всасывающий рукав



Приготовление УЩР производится перемешиванием компонентов в течение 1,5—2 ч.

Централизованное приготовление растворов осуществляется на глиностанциях (рис. 43), оборудованных глиномешалками 6, складскими помещениями для глины 9, емкостями 5, 8, насосами 2, 4 для перекачки воды и глинистого раствора. При глиностанциях обычно имеется помещение для лабораторного определения свойств раствора. Здесь же ведется учет потребности в растворе, его качества. На буровые установки раствор доставляется в автоцистернах. Очистка раствора от шлама осуществляется в желобах и отстойниках (рис. 44). Длина желобов составляет 15—25 м. В желобах имеются перегородки, изменяющие направление движения раствора. Это способствует разрушению связей между частицами в растворе и выпадению шлама в виде осадка. Уклон желобов составляет 0,5—1 см на 1 м длины. Желоба и отстойники периодически очищаются от осевшего шлама.

Очистка растворов может также производиться механическим путем при помощи вибросит и гидроциклонов (рис. 45). Выпускаемый для геологоразведочного бурения гидроциклон 20ГХ имеет пропускную способность до 500 л/мин и очищает раствор до содержания шлама не более 0,5%.

Для своевременной замены раствора или улучшения его свойств на буровой установке должны ежедневно проводить измерения основных параметров раствора.

ПРОДУВКА СКВАЖИН

В зонах интенсивного или полного поглощения жидкости, в сухих скважинах, буримых в безводных районах, в вечной мерзлоте, в устойчивых породах, где отсутствуют водопритоки или они незначительны, в набухающих при промывке породах — очистку скважин от шлама и охлаждение инструмента лучше производить продувкой скважины сжатым воздухом. Применение продувки способствует увеличению скорости бурения, так как отсутствует гидростатическое давление на разрушаемую породу.

При бурении с продувкой (рис. 46) сжатый воздух компрессором 1 подается через ресивер 2 и влагоотделитель 4 по колонне бурильных труб 22 к забою. Крупные частицы породы поднимаются в шламовую трубу 23, а мелкие через герметизирующее устройство 21 на устье и выкидную линию 20 выносятся на поверхность. На конце выкидной линии при недостаточном уплотнении устья целесообразно установить вентилятор для отсоса шлама. Если шлам нельзя выбрасывать в атмосферу, устанавливают шламоочиститель 26 циклонного типа.

Для обеспечения нормального выноса шлама скорость восходящего потока воздуха должна быть не менее 10—14 м/с при колонковом и до 25 м/с при бескерновом бурении.

При бурении в зоне вечной мерзлоты с целью предупреждения оттаивания стенок скважины сжатый воздух перед подачей в скважину охлаждают.

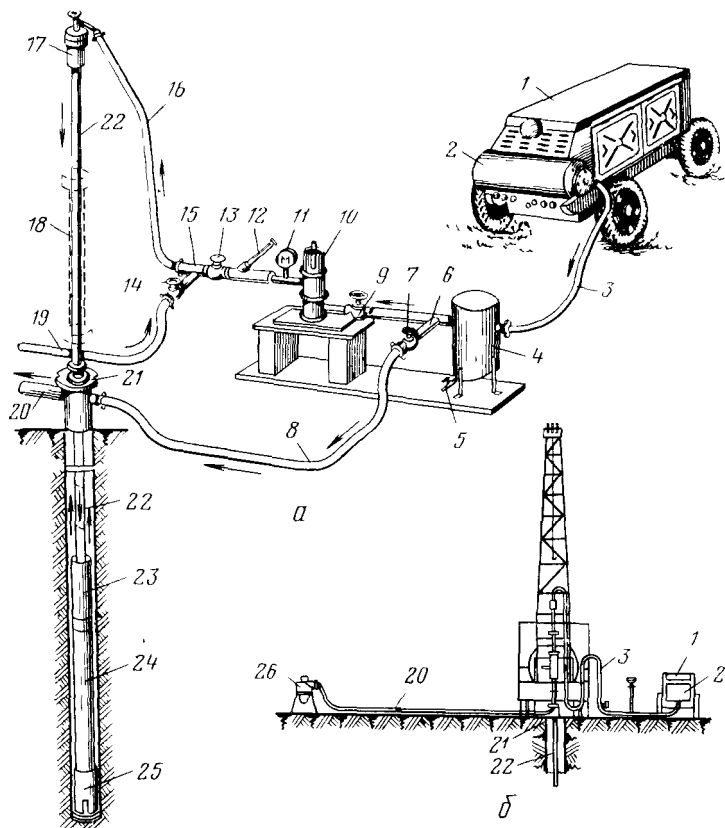


Рис. 46. Схема установки для бурения с очисткой скважины воздухом: *а* — стационарная; *б* — передвижная; 1 — компрессор; 2 — ресивер; 3 — шланг нагнетательный, 4 — влагоотделитель; 5 — спускной кран; 6 — отводной патрубок; 7, 9, 13, 14 — вентили; 8 — шланг отводной; 10 — воздухомер; 11 — манометр; 12 — термометр; 15 — тройник для подвода воды; 16 — нагнетательный шланг; 17 — сальник; 18 — шпидлер; 19 — нагнетательный шланг от насоса; 20 — выкидная линия для воздуха со шлангом; 21 — превентер; 22 — колонна бурильных труб; 23 — шламовая труба; 24 — колонковая труба; 25 — коронка; 26 — шламоочиститель циклонного типа

В условиях небольших водопроявлений препятствием бурению является образование сальников в результате слипания частиц шлама. В этом случае в воздушный поток рекомендуется добавлять пенообразователи, которые создают защитные пленки на частицах шлама и препятствуют их слипанию.

Глава VI

ПОРОДОРАЗРУШАЮЩИЙ ИНСТРУМЕНТ И ТЕХНОЛОГИЯ ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНОГО ВРАЩАТЕЛЬНОГО И УДАРНО-ВРАЩАТЕЛЬНОГО БУРЕНИЯ

ТЕХНОЛОГИЯ БУРЕНИЯ ТВЕРДОСПЛАВНЫМИ КОРОНКАМИ

Твердосплавные коронки применяются для бурения горных пород в широком диапазоне от I до VIII и частично IX категорий буримости.

Резцы твердосплавных коронок изготавливаются из твердого сплава типа ВК, состоящего из карбида вольфрама и связывающего его кобальта.

Для бурения используются сплавы ВК-3А, ВК-6, ВК-8, ВК-15. Наиболее широко употребляется сплав ВК-8. Цифра в марке сплава означает процентное содержание кобальта. Остальную часть составляет карбид вольфрама. Чем меньше кобальта в сплаве, тем выше твердость и износостойкость, но больше хрупкость. С увеличением содержания кобальта повышается вязкость и устойчивость сплава к ударным нагрузкам, но снижается износостойкость.

Для коронок применяют резцы различных конфигураций и размеров с разными углами заострения в зависимости от конструкции коронки. В пазы или отверстия короночного кольца резцы впаиваются латунию так, чтобы они выступали над торцом коронки, перекрывали при работе площадь кольцевого забоя и выступали за наружную и внутреннюю боковые поверхности короночного кольца для того, чтобы обрабатывать стенки скважины и керн по диаметру. Между резцами по торцу короночного кольца вырезаны промывочные окна, а по наружной поверхности пазы для прохода промывочной жидкости. В некоторых конструкциях коронок в промывочных окнах впаены подрезные резцы, служащие специально для калибровки стенок скважины и не участвующие в разрушении забоя. Резцы, которые разрушают забой, называются основными.

Выступ основных резцов над торцом короночного кольца составляет 1,5—6 мм, по боковым поверхностям — 0,75—1,5 мм. Основные резцы обычно закреплены с превышением одних резцов над другими для образования ступенчатой формы забоя.

Относительно оси вращения коронки резцы могут быть расположены (рис. 47) параллельно или наклонно с положитель-

ным (для мягких пород) или отрицательным (для твердых пород) передним углом. Резцы могут быть также повернуты относительно радиуса короночного кольца, образуя двугранный угол резания.

Резцы коронок для мягких и средней твердости пород обычно заострены под углом 65° .

Резцы самозатачивающихся коронок, применяемых в абразивных породах, имеют небольшое поперечное сечение и опираются на пластину из стали, изнашивающуюся быстрее резца, в результате чего при износе резцы постоянно обнажаются и сохраняют способность к резанию.

Применение коронок тех или иных типов зависит от буримости пород, степени их абразивности, трещиноватости.

Для мягких пород I—IV категорий используются ребристые коронки типов М (по ГОСТ 10502—69).

В коронках типов М1 и М2 резцы впаиваются в короночное кольцо и в ребра, привариваемые к наружной поверхности короночного кольца. В коронках М5 (рис. 48) резцы впаиваются в ребра, которые сварены в вырезы короночного кольца. Наличие ребер позволяет получить большие кольцевые зазоры между стенкой скважины и колонковой трубой. Это облегчает циркуляцию жидкости, содержащей большое количество шлама.

Для малоабразивных пород средней твердости применяют мелкорезцовые коронки типов СМ и СТ (ГОСТ 11108—70). На рис. 49, а показана одна из распространенных коронок типа СМ4 для бурения пород V—VI категорий. Коронка армируется резцами размером $4 \times 4 \times 10$ мм. Резцы закреплены ступенчато и выступают над торцом на различную величину: наружные — на 2,5 мм, внутренние — на 3,5 мм, центральные — на 4 мм; выход резцов за боковые поверхности — 1,5 мм. Резцы расположены в торце с отрицательным углом наклона, равным 15° . Кроме того, центральные резцы повернуты вокруг своей оси относительно радиуса коронки на 25° , а боковые на 10° . Таким образом передние грани резцов образуют двугранно-отрицательные углы и наклонные режущие кромки. Для обеспечения

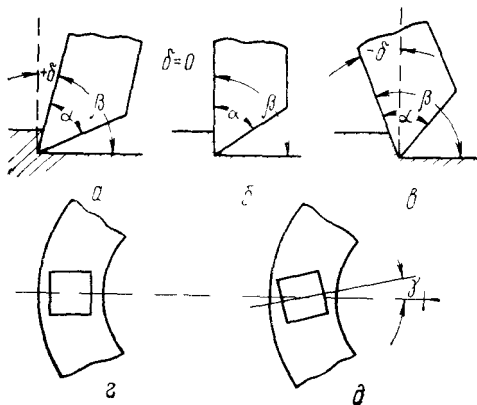


Рис. 47. Схема расположения резцов в коронке:

α — угол заострения, β — угол резания; δ — передний угол резца, γ — угол поворота резца относительно радиуса коронки, $a, б, в, г, д$ — различные положения резца в коронке

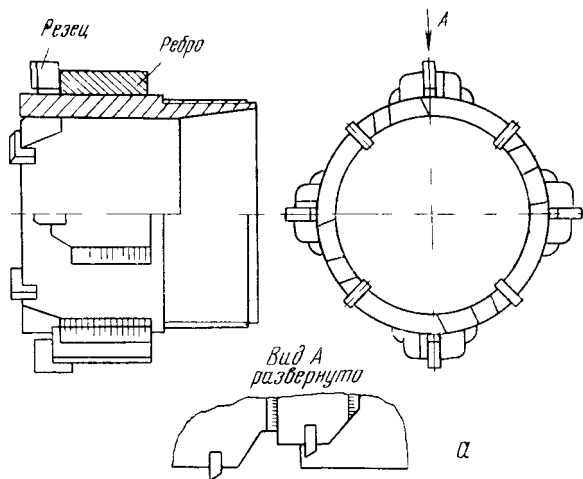
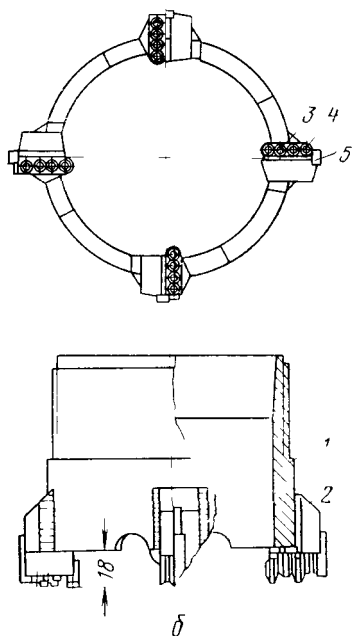


Рис 48 Ребристые коронки

a — коронка М1, *б* — коронка М5, 1 — корончатое кольцо, 2 — ребро, 3 — установочный стержень, 4 — резцы 5 — твердосплавная пластина



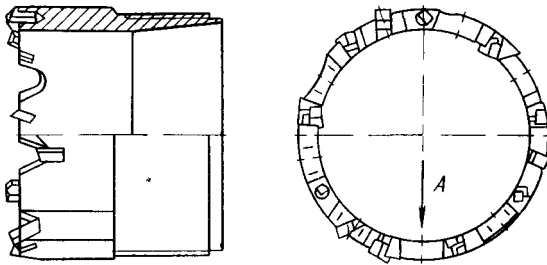
износостойкости коронки по диаметру в промывочных окнах установлены подрезные резцы

Для пород абразивных VI—IX категорий применяются самозатачивающиеся микрорезцовые коронки типов СА (ГОСТ 11108—70). На рис 49, б показана коронка СА2, предназначенная для бурения абразивных монолитных и перемежающихся горных пород VI—VIII и частично IX категорий. Основные режущие элементы — тонкие твердосплавные резцы размером $1,8 \times 1,8 \times 15$ мм, прикрепляемые к стальным опорным пластинкам из углеродистой стали марки 45. Опорные пластинки с резцами, закрепленные в гнездах корончатого кольца, называются штабиками

Коронки СА2 и СА3 в начале рейса работают как резцовые, а после затупления заостренных лезвий по принципу самозатачивания

В табл 15 приведены основные размеры, число резцов и область применения твердосплавных коронки по типам.

Режимом бурения называется сочетание параметров, характеризующих процесс работы породоразрушающего инструмента.

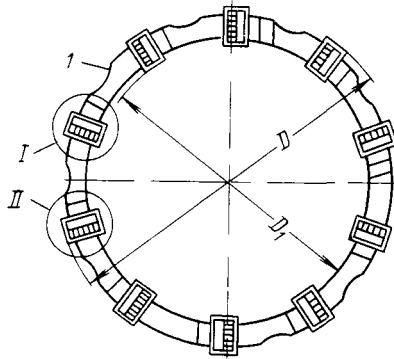


Вид А



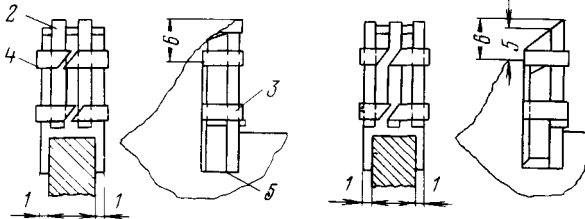
а

Рис 49 Коронки
твердосплавные
а — СМ4 *б* — СА2, 1 —
короночное кольцо, 2 —
основной резец, 3 — под
резной резец, 4 — устано
вочная пластина, 5 —
опорная пластина



I (увеличено)

II (увеличено)



б

Таблица 15

Коронка	Категория пород	Свойство пород	Типичные представители пород	Диаметры, мм		Число резцов	
				наруж- ные	внут- ренние	основ- ных	подрез- ных
1	2	3	4	5	6	7	8
М1	I—III	Мягкие однородные	Суглинки, глины, торф, мел	151	112	8	—
				132	92	8	—
				112	73	8	—
				93	57	8	—
М2	II—IV	Мягкие с твердыми прослойками	Глины, слабосцементированные песчаники, глинистые алевролиты, мергели, неплотные известняки	151	113	14	—
				132	93	14	—
				112	74	12	—
				93	58	12	—
М5	II—IV	Мягкие однородные	Глины, слабосцементированные песчаники, ангидриты, глинистые сланцы	151	107	24	6
				132	88	24	6
				112	68	16	4
				93	53	16	4
СМ3 (С)	IV—VI	Малообразивные монолитные	Аргиллиты, алевролиты, глинистые, сланцы, доломиты, гипсы, известняки	151	133	12	9
				132	114	12	9
				112	94	8	6
				93	75	8	6
				76	59	6	3
				59	44	6	3
46	31	6	—				
СМ4 (МР2НП-1)	V—VI частично VII	Малообразивные монолитные и перемежающиеся по твердости	Алевролиты, аргиллиты, глинистые и песчаные сланцы, известняки, базальты, дуниты	151	132	12	4
				132	113	12	4
				112	93	9	3
				93	74	9	3
				76	58	9	3
СМ5 (IHM)	V—VI	Малообразивные монолитные и слаботрещиноватые	Доломиты, известняки, глинистые и песчаные сланцы, серпентиниты	151	133	24	4
				132	114	24	4
				112	94	18	3
				93	75	18	3
				76	59	12	4
				59	44	12	4
				46	31	12	2
				36	21	9	3

Коронка	Категория пород	Свойство пород	Типичные представители пород	Диаметры, мм		Число резцов	
				наружный	внутренний	основных	подрезных
1	2	3	4	5	6	7	8
СМ6 (16НА)	VI—VII	Малоабразивные монолитные и трещиноватые	Доломиты, известняки, серпентиниты, перидотиты	151	133	24	8
				132	114	24	8
				112	94	18	6
				93	75	18	6
				76	59	12	4
				59	44	12	4
				46	31	12	2
СТ2 (СТ6)	IV—VI	Малоабразивные трещиноватые, перемежающиеся	Известняки, частично окремненные доломиты, сланцы с твердыми включениями	151	133	12	6
				132	114	12	6
				112	94	10	5
				93	75	8	4
				76	59	6	3
				59	44	6	3
				46	31	6	3
СА1	VI—VIII	Абразивные монолитные, плотные тонко- и мелкозернистые	Песчаники, грубые алевролиты, габбро, порфириды, песчаные сланцы	132	113	20	20
				112	93	16	16
				93	74	16	16
				76	59	12	12
				59	44	8	8
				46	31	8	8
				36	21	6	6
СА2 (БТ4)	VI—VIII частично IX	Абразивные монолитные и перемежающиеся	Песчаники, алевролиты, диориты, габбро, порфириды, окварцеванные известняки	76	59	20	12
				59	44	15	9
				46	31	10	6
				36	21	10	6
СА3 (КН1)	VI—VIII, частично IX	Абразивные монолитные и перемежающиеся	Песчаники, алевролиты, диориты, габбро, порфириды, окварцеванные известняки	132	114	36	12
				112	94	30	10
				93	75	30	10

Коронка	Категория пород	Свойство пород	Типичные представители пород	Диаметры мм		Число резцов	
				наружные	внутренний	основных	подрезных
1	2	3	4	5	6	7	8
СА4 (БТ-45а)	VI—VIII, частично IX	Абразивные монокристаллические и слаботре- щиноватые	Габбро, пироксениты, порфириды, диориты, дациты, диопсидомагнетитовые и гранатовые скарны	132	114	24	6
				112	94	20	5
				93	75	20	5
				76	59	16	4
				59	44	12	3
				46	31	12	3

Примечание. В скобках дано обозначение коронок до введения ГОСТ 11108—70.

Основными параметрами режима бурения твердосплавными коронками являются:

осевая нагрузка на коронку;

скорость вращения коронки;

количество и качество подаваемой в скважину промывочной жидкости.

Режим бурения твердосплавными коронками зависит от свойств пород, типа коронки, числа основных резцов, диаметра коронки, а его параметры изменяются в широких пределах. Осевая нагрузка применяется от 300 до 2000 кгс, скорость вращения — от 40 до 500 об/мин, количество промывочной жидкости — от 50 до 300 л/мин.

Осевая нагрузка подсчитывается, исходя из рекомендуемой удельной осевой нагрузки на 1 резец и числа основных резцов:

$$C = c_0 m, \text{ кгс,}$$

где c_0 — удельная осевая нагрузка на основной резец коронки (табл. 16); m — число основных резцов (см. табл. 15).

В начале рейса, пока резцы не затуплены, нагрузка принимается по минимальному пределу, по мере затупления резцов осевую нагрузку увеличивают. Увеличенную осевую нагрузку применяют также при бурении абразивных пород. От осевой нагрузки зависит глубина внедрения резцов в породу и интенсивность ее разрушения.

Для определения рационального числа оборотов коронки подсчитывают рекомендуемые минимальные и максимальные его значения для данного типа коронки и ее диаметра

$$n = \frac{60V}{\pi D}, \text{ об/мин,}$$

Таблица 16

Рекомендуемые параметры режима бурения

Коронка	Осевая нагрузка на основной резец, кгс	Окружная скорость, м/с	Количество промывочной жидкости, л/мин
M1	50—60	0,6—1,5	1,0—1,5
M2	60—80	0,7—1,5	1,2—1,6
M5	25—60	0,6—1,8	1,2—1,6
CM3	60—100	0,6—2,0	1,0—1,2
CM4	50—80	0,7—1,8	1,2—1,6
CM5	40—60	0,7—1,2	1,2—1,6
CM6	50—70	0,8—1,4	0,8—1,2
CT2	40—70	0,7—1,4	0,8—1,1
CA1	40—80	0,6—1,5	0,8—1,6
CA2	40—60	1,2—2,0	0,8—1,4
CA3	40—60	0,6—1,2	0,8—1,4
CA4	40—60	0,6—2,0	0,8—1,4

где V — рекомендуемая окружная скорость коронки в м/с (см. табл. 16); D — средний диаметр коронки в м, $D = \frac{D_{\text{нар}} + D_{\text{вн}}}{2}$ (см. табл. 15).

Для бурения принимают скорость вращения по характеристике станка, находящуюся в пределах подсчитанных значений или ближайшую к ним.

Максимальные скорости вращения принимают в малоабразивных монолитных породах. В абразивных, трещиноватых и неоднородных породах скорости вращения снижают до минимума.

Количество промывочной жидкости подсчитывается по рекомендуемым значениям расхода жидкости

$$Q = qD, \text{ л/мин,}$$

где q — удельный расход промывочной жидкости в л/мин (см. табл. 16); D — наружный диаметр коронки в мм.

Большое значение имеет количество промывочной жидкости при бурении мягких пород, где жидкость не только выносит образующийся шлам, но и частично разрушает породу за счет ее размыва.

В процессе бурения коронки изнашиваются по наружному диаметру, что приводит к уменьшению диаметра скважины. Новую коронку в следующем рейсе не опускают непосредственно на забой, а, закрепив буровой снаряд на некотором расстоянии от него, начинают промывку скважины, вращение коронки

и медленную подачу снаряда к забоя. Этот процесс, служащий для проработки зауженного участка скважины, называется дохождением до забоя.

При дохождении до забоя и начале бурения осевая нагрузка и скорость вращения принимаются минимальные, а потом доводятся до нормальных.

Применение высоких осевых нагрузок и скоростей вращения зависит от глубины скважины. В глубоких скважинах, особенно при наличии их искривления, осевую нагрузку и скорости вращения часто приходится уменьшать, чтобы предотвратить возможность поломки колонны бурильных труб.

Приведенные в табл. 16 рекомендации по режимам бурения носят усредненный характер. В процессе разведки конкретных месторождений параметры режима бурения должны уточняться с целью разработки оптимальных режимов для данных условий.

Отмечено, что с уменьшением диаметра коронки повышается ее износостойкость, значительно возрастает механическая скорость и расширяется область возможного применения коронок в сторону увеличения твердости пород. Поэтому следует стремиться к применению коронок возможно меньшего диаметра.

Если керн при бурении не подвергается разрушению, рейсовое углубление скважины должно ограничиваться износом коронки. Колонковые трубы должны применяться такой длины, чтобы ее хватило на всю длину рейса.

Механическая скорость бурения равна

$$V_m = \frac{L}{t},$$

где V_m — механическая скорость бурения в м/ч; L — углубка скважины за время бурения в м; t — время чистого бурения в ч.

По мере износа коронки механическая скорость падает.

Нерационально бурить до полного износа коронки. Время работы коронки на забое зависит от глубины скважины. Наиболее выгодным является время пребывания коронки на забое при котором максимальной является рейсовая скорость

$$V_p = \frac{L}{t+T},$$

где V_p — рейсовая скорость в м/ч; T — время, затрачиваемое на спуск и подъем снаряда, включая вспомогательные операции, в ч.

УДАРНО-ВРАЩАТЕЛЬНОЕ БУРЕНИЕ ТВЕРДОСПЛАВНЫМИ КОРОНКАМИ

Скорость твердосплавного бурения повышается в несколько раз при бурении ударно-вращательным способом.

Забойные машины приводятся в действие энергией потока промывочной жидкости (гидроударники) или сжатого воздуха (пневмоударники). Эта энергия преобразуется в возвратно-поступательное движение бойка, наносящего удары, передающиеся через колонковую трубу породоразрушающему инструменту.

Серийные гидроударные машины Г-3А, Г-5А, ГМД-2, Г-7, ГВ-2 разработаны СКБ Министерства геологии СССР. Кроме того, ряд конструкций создан Казахским научно-исследовательским институтом минерального сырья (Р-3М и Р-3МГ), Днепропетровским горным институтом (ГМ5-ДГИ-112), Институтом горного дела им. А. А. Скочинского (ГБМС-5М).

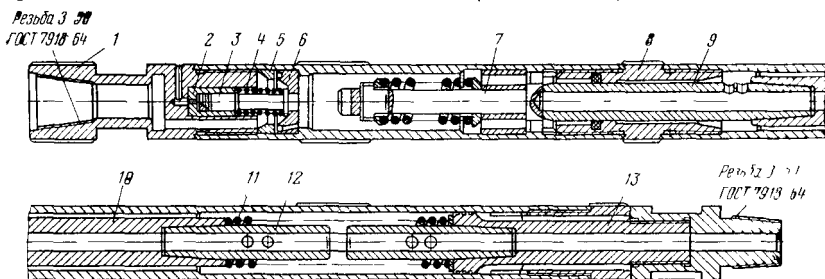


Рис. 50. Гидроударная машина Г-7:

1 — переходник—корпус понизителя расхода жидкости; 2 — втулка; 3 — клапан понизителя; 4 — пружина; 5 — втулка; 6 — седло; 7 — клапан; 8 — цилиндр, 9 — поршень, 10 — утяжелитель; 11 — силовая пружина; 12 — боек; 13 — шлицевой шток

Для ударно-вращательного бурения используются специальные твердосплавные коронки с крупными резцами из сплава ВК-15, устойчивого к ударным нагрузкам. При гидроударном бурении применяются шести- и четырехрезцовые коронки КГ-1, КГ-2, КГ-3 (ГОСТ 12735—67), ГПИ-67М, ГПИ-48М, ГПИ-74МВ и долота 4ДК и 4ДМ диаметром 115 и 96 мм. Гидроударные забойные машины наносят удары с частотой 1100—1600 ударов в мин и энергией единичного удара 5—8 кгс·м.

Скорость вращения при работе ударных машин уменьшают до минимальной для станка или устанавливают дополнительный редуктор, понижающий скорость вращения до 15—30 об/мин. Осевая нагрузка принимается 300—1000 кгс в зависимости от типа коронки и свойств пород.

Расход промывочной жидкости составляет для гидроударников 200—300 л/мин при перепаде давления на машине 12—30 кгс/см².

Бурение гидроударниками осуществляется до глубины 400—700 м.

При создании новых гидроударных машин решались вопросы упрощения конструкции, снижения расхода промывочной жидкости, повышения надежности в работе.

Так, гидроударная машина Г-7 (рис. 50) снабжена устройством, которое снижает расход жидкости с 200 до 100—120 л/мин.

Высокочастотная гидроударная машина ГВ-2 имеет небольшую энергию единичного удара 0,1 кгс·м и частоту ударов 3500—4200 в минуту. Гидроударник ГВ-2 применяется с серийными твердосплавными коронками, не требует снижения скорости вращения. Конструкция этого гидроударника очень простая, что повышает надежность его в эксплуатации.

Пневмоударные машины РП-130, РП-111, РП-94, РП-ПЗЛ созданы в ЦНИГРИ. Бурение ведется специальными коронками КП. КПД и долотами КПС диаметром 151, 132, 115 и 96 мм.

Пневмоударные машины передают на породоразрушающий инструмент 1200—1400 ударов в мин при энергии единичного удара 9—22 кгс·м.

При бурении разведочными пневмоударниками общий расход воздуха составляет 4—9 м³/мин. Возможная глубина бурения при избыточном давлении 6—6,5 кгс/см² в сухих породах 250—300 м, в обводненных — 100—150 м.

АЛМАЗНЫЙ ПОРОДОРАЗРУШАЮЩИЙ ИНСТРУМЕНТ И ТЕХНОЛОГИЯ АЛМАЗНОГО БУРЕНИЯ

Алмаз — самый твердый минерал, состоящий из чистого углерода с плотной атомной решеткой. Твердость алмаза превышает твердость такого минерала, как корунд, в 140 раз, а абразивность в 90 раз.

Масса алмазов измеряется в каратах. Один карат равен 0,2 г.

Различают четыре сорта технических алмазов: карбонаты балласы, борты и конго. До 40-х годов коронки изготовлялись путем ручной чеканки крупных камней карбонатов массой от 1 до 2 карат. Позднее стали изготовлять коронки из мелких алмазов — бортов массой 0,2—0,005 карата. Коронки, изготовленные из мелких алмазов путем механического закрепления их в специальных матрицах, более экономичны. Такие коронки называются мелкоалмазными.

В настоящее время основное количество алмазных коронок изготовляется из мелких бортов; карбонаты используются только для коронок специального назначения; балласы, более прочные, чем борты, употребляются иногда для подрезных резцов коронок, конго — наиболее низкосортные алмазы, используются только в раздробленном виде как абразивный материал.

В СССР налажено производство и синтетических (искусственных) алмазов, а также и изготовление из них опытно-промышленных партий бурового породоразрушающего инструмента.

В последние годы успешно проводится улучшение буровых свойств низкосортных алмазов путем их овализации, дробления и полировки.

Область применения алмазных коронок — крепкие породы VII—XII категорий. Ведутся работы по созданию алмазных коронок и для пород V—VI категорий. Целесообразность применения алмазного бурения в породах до VIII категорий решается в конкретных условиях путем сравнения с результатами твердосплавного бурения.

Алмазные коронки для геологоразведочных целей изготавливаются небольших диаметров (от 36 до 93 мм). Это позволяет применять облегченные конструкции скважин, так как стенки скважин малого диаметра более устойчивы.

Мелкоалмазные коронки состоят из стального корпуса и алмазосодержащей матрицы, изготавливаемой из порошка твердого сплава ВК, меди и других материалов методами порошковой металлургии.

При изготовлении коронок методом холодного прессования отсортированные алмазы раскладываются по определенной схеме в графитовую форму. Форма наполняется составом матрицы в виде порошка в растворе синтетического каучука в бензине. Состав прессуется и спекается в специальных печах в водородной среде и одновременно припаявается к стальному корпусу. Буровые свойства алмазных коронок зависят от следующих особенностей: расположения алмазов в матрице; твердости матрицы; качества применяемых алмазов; размера алмазов; насыщенности коронки алмазами; конструктивных особенностей.

Все эти особенности находят отражение в обозначении типа и марки коронки.

По расположению алмазов в матрице различают однослойные, многослойные и импрегнированные коронки. В однослойных коронках (рис. 51, б), обозначаемых буквой А, относительно крупные алмазы располагаются в один слой, выступая из тела матрицы на 0,15 диаметра зерна.

В многослойных коронках (рис. 51, а) используются более мелкие алмазы, располагающиеся в два-три слоя. По мере износа коронки на один слой начинают работать алмазы следующего слоя. Многослойные коронки обозначаются буквой М.

Подрезные алмазы, расположенные на боковой поверхности матрицы для обработки скважины и керна по диаметру, в многослойных и однослойных коронках располагаются в один слой.

В импрегнированных коронках (рис. 51, в) материал матрицы равномерно перемешивается с очень мелкими зернами алмазов, причем концентрация алмазов составляет 1,5—2,0 карата на 1 мм высоты алмазосодержащей матрицы. При бурении импрегнированной коронкой по мере износа матрицы не-

прерывно обнажаются и вступают в работу новые зерна алмазов. Условное обозначение коронок — буква И.

Однослойные коронки применяются в породах со средним содержанием кварца VII—X категорий по буримости.

Многослойные и импрегнированные коронки применяются в породах IX—XII категорий. В трещиноватых породах лучше работают импрегнированные коронки.

К конструктивным особенностям коронок относятся форма торца матрицы, расположение и размер промывочных окон и каналов, схема расположения алмазов в матрице, наличие на матрице ребер для размещения алмазов и др.

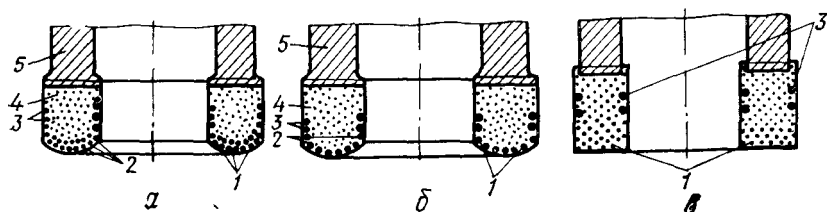


Рис. 51. Схема устройства мелкоалмазных буровых коронок:

а — многослойная, *б* — однослойная, *в* — импрегнированная; 1, 2 — объемные алмазы, 3 — подрезные алмазы; 4 — матрица; 5 — корпус

Каждая конструкция коронки имеет свой порядковый номер.

Для бурения важное значение имеет износостойкость алмазосодержащей матрицы. В малоабразивных породах матрица должна быть достаточно мягкой и иметь низкую износостойкость, чтобы алмазы своевременно обнажались на необходимую величину. Но если коронку с такой матрицей применить в абразивных породах, то матрица износится настолько быстро, что алмазы выпадут из нее, не успев выполнить полезную работу.

Для ориентировочной оценки износостойкости матрицы используется показатель ее твердости, измеренный в единицах Роквелла по шкале С. Техническими условиями предусмотрены следующие твердости матриц, обозначенные порядковой цифрой:

1 — очень мягкая матрица	HRC 10—15
2 — мягкая матрица	HRC 15—20
3 — нормальная матрица	HRC 20—25
4 — твердая матрица	HRC 30—35
5 — очень твердая матрица	HRC 55—60

В настоящее время выпускаются матрицы 3, 4, 5.

В малоабразивных породах применяются коронки с матрицей 3; в абразивных породах с матрицей 4, в высокоабразивных с матрицей 5.

Конструкция коронки и твердость ее матрицы определяют тип коронки. Например, в обозначении коронки 01А3: 01 — первая конструкция коронки, А — однослойная коронка, 3 — нормальной твердости матрица.

Если тип коронки обозначен другим индексом, присвоенным проектирующей организацией (например, ИМВ-9, ЗАИ, АГК и др.), то это означает, что коронки выпускаются только опытными сериями.

Таблица 17

Абразивность пород	Категория пород по буримости			
	VI—VIII	VIII—X	IX—XI	X—XII
Малоабразивные	МВС-1 МВС-2 МВС-2р	01А3; 04А3; 05А3; МВИ; МВК; АКВ	01М3	02И3; ИМВ-4; ИМВ-5, ИМВ-9; ИМВ-10; АГК
Абразивные	—	01А4 ЗАИ	01М4	02И4; ИМВ-7; ИМВ-8
Высокоабразивные	—	—	—	03И5

В табл. 17 приведены рекомендации по применению серийных и некоторых опытных типов коронок в зависимости от абразивности пород и категории по буримости.

Коронки каждого типа в зависимости от качества и зернистости алмазов, закладываемых в них, делятся на марки. В индекс марки коронки (введен с 1966 г.) входят обозначения типа коронки, зернистости объемных и подрезных алмазов, качества объемных и подрезных алмазов.

Например, в марке коронки 01А3Д20К10: 01А3 — обозначение типа коронки, указывающее, что это коронка однослойная, с нормальной матрицей, первой конструкции; Д — дробленые объемные алмазы; 20 — максимальная зернистость объемных алмазов 20 штук на карат; К — подрезные овализованные алмазы 2-го качества; 10 — максимальная зернистость подрезных алмазов 10 штук на карат.

Такая коронка может быть применена для малоабразивных пород VIII—IX категорий по буримости.

Зернистость или крупность алмазов измеряется количеством зерен, отсортированных по величине алмазов, содержащихся в одном карате. В каждой фракции алмазов после сортировки содержатся алмазные зерна с определенной величиной

Для объемных резцов однослойных коронок используются алмазы с максимальной величиной зерен алмазов в данной фракции 2, 5, 10, 20, 30, 40, 50 шт/карат, для многослойных — 60 и 90 шт/карат, для импрегнированных — 120, 150, 200, 300 шт/карат. В опытных коронках применяются и более мелкие алмазы — до 1200 шт/карат.

Подрезные резцы в коронках всех типов обычно изготавливаются из более крупных алмазов.

Соотношение величин зернистости объемных и подрезных алмазов, применяемых в мелкоалмазных коронках, дано в табл. 18.

Для армирования коронок используются в качестве сырья необработанные алмазы XV группы, подгруппы «а», 1, 2 и 3-го

Т а б л и ц а 18

Зернистость объемных алмазов, шт/карат	Зернистость подрезных алмазов, шт/карат
2—5	2—5
5—10	5—10
10—20	10—20
20—30	10—30
30—60	20—40
60—300	30—60

качества, овалированные и дробленые алмазы XXII группы, подгруппы «а», 1, 2 и 3-го качества (по техническим условиям МРТУ2-037-65 «Сырье алмазное»).

Качество алмазов обозначается в индексе буквами: Б, В, Г — необработанные алмазы соответственно 1, 2 и 3-го качества; Е, К, Л — овалированные алмазы 1, 2 и 3-го качества; Д — дробленые алмазы; П — полированные дробленые

алмазы; Р — рекуперированные алмазы (алмазы, извлеченные из отработанных коронок и повторно используемые).

Овалризацией улучшают буровые свойства низких сортов алмазов путем придания им округлой формы и раскалывания дефектных камней по трещинам; избирательным дроблением получают сырье повышенной прочности и преимущественно изометрической формы; полирование повышает стойкость алмазов за счет удаления шероховатостей поверхности кристалла.

В настоящее время большинство серийных коронок оснащается дроблеными алмазами в качестве основных и овалированными в качестве подрезных.

Из общего количества алмазов по массе в коронках примерно 60% составляют объемные алмазы и 40% — подрезные. В выпускаемых в настоящее время мелкоалмазных коронках содержится алмазов в среднем 6—8, 10—12 и 12—17 карат на коронку диаметром соответственно 46, 59 и 76 мм.

Марка каждой коронки выбита на корпусе в проточенной под резьбу части. Там же выбит ее порядковый номер, а в прилагаемом к каждой коронке паспорте указана масса алмазов в коронке в каратах.

При бурении коронка срабатывается не только по торцу, но и по боковой поверхности, вследствие чего уменьшается диаметр скважины. При опускании в скважину следующей новой коронки последняя, разрушая суженную часть ствола, быстро изнашивает часть своей боковой поверхности еще до начала работы на забое, что, естественно, сокращает срок ее службы. Для калибровки стенок скважины в процессе бурения над коронкой устанавливают расширитель (рис. 52). Алмазы зернистостью 20—30 шт. на карат закреплены в 4—8 алмазосодер-

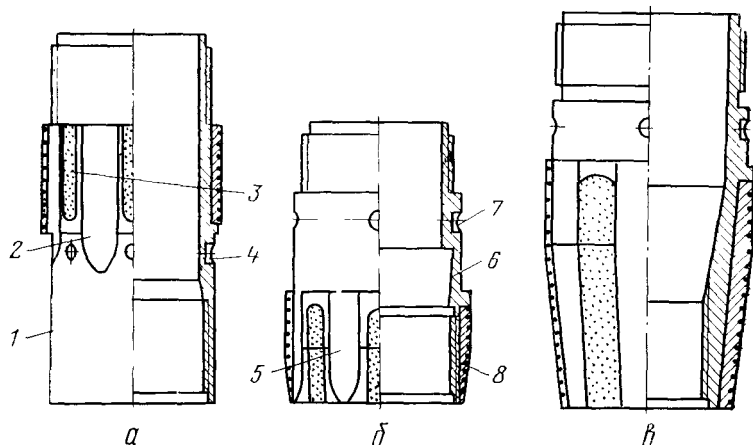


Рис. 52. Алмазные расширители:

а — калибровочный расширитель РВМ-1; *б* — калибровочный расширитель РМВ-2; *в* — конический расширитель РМВ-К-76/93;
 1 — корпус; 2, 5 — промывочные пазы; 3, 8 — штабики с алмазами; 4, 7 — отверстия под ключ; 6 — коническая выточка для кернорвального кольца

жащих штабиках, которые в свою очередь впаяны в корпус расширителя. В расширителях РМВ-2 корпус расширителя используется и как корпус кернорвателя, в котором в конусной проточке размещен пружинный кернорватель. Диаметр расширителя по штабикам должен быть на 0,05—0,1 мм больше диаметра коронки. Одного расширителя хватает для работы с четырьмя-пятью коронками. Для расширения скважины на следующий диаметр служит конический расширитель РМВ-К.

Целесообразность применения расширителей в каждом конкретном случае определяется изменением скорости бурения и общего расхода алмазов на 1 м скважины.

Осевая нагрузка для мелкоалмазных коронок принимается из расчета 40—70 кгс/см² рабочего торца коронки в зависимости от насыщенности торца алмазами и твердости буримых пород.

Скорость вращения коронки является основным из параметров режима бурения мелкоалмазными коронками. Для уве-

Абразивность пород	Категория по буримости	Тип коронки	Осевая нагрузка в кгс на коронку диаметром, мм			
			46	59	76	
Однослойные коронки: малоабразивные	VII—XI	01A3;	250—450	350—650	450—800	
		04A3				
	абразивные	VIII—IX	05A3	400—900	900—1300	1200—1600
01A4			200—400	250—600	350—750	
Многослойные коронки: малоабразивные	IX—XI	01M3	350—600	450—1000	600—1200	
		01M4	300—550	400—900	500—1100	
Импregnированные коронки: малоабразивные	X—XII	02И3	400—600	500—800	600—1000	
		абразивные и весьма абразивные	02И4;	400—1000	500—1200	600—1400
			03И5			

личения производительности при алмазном бурении следует стремиться к работе на максимально возможных при применяемом оборудовании скоростях вращения инструмента. Число оборотов снижают только при бурении трещиноватых пород.

Промывка при алмазном бурении должна обеспечивать хорошее охлаждение алмазов и вынос шлама. Расход промывочной жидкости следует определять исходя из площади поперечного сечения кольцевого пространства между бурильными трубами и стенками скважины и необходимой скорости восходящего потока жидкости (см. табл. 14). Следует стремиться к использованию в качестве промывочной жидкости воды. Глинистый раствор может применяться только в поглощающих и обрабатываемых породах.

В табл. 19 по рекомендациям ВИТР приведены параметры режима бурения в плотных породах для коронок, армированных необработанными естественными и дроблеными объемными алмазами и овализованными подрезными алмазами.

При бурении коронками с объемными овализованными алмазами осевую нагрузку необходимо увеличивать на 50—60%, а число оборотов снижать на 20—30% против указанного в табл. 19. В трещиноватых породах нагрузку снижают на 20—25%, число оборотов на 30—50%, подачу промывочной жидкости увеличивают в 1,5—2 раза. В конкретных условиях каждого месторождения режим бурения должен уточняться.

При высоких скоростях вращения колонны возникают вибрации бурового снаряда. Вибрации снижают скорость углубки и уменьшают износостойкость коронки. Для предотвращения вибрации диаметр колонны бурильных труб должен быть максимально приближен к диаметру скважины. Для этого необ-

Таблица 19

Скорость вращения в об/мин коронки диаметром, мм			Количество промывочной жидкости в л/мин для коронок диаметром, мм		
46	59	76	46	59	76
800—350	700—250	400—150	15—20	20—60	30—80
900—500	800—350	500—350	15—25	30—40	45—70
900—400	800—300	500—200	15—25	20—30	30—45
1000—450	800—325	500—250	10—15	15—25	20—30
1000—600	800—400	500—300	10—20	15—25	20—35
1500—700	1200—500	800—400	15—30	20—40	25—50
1400—700	1100—500	800—400	10—30	15—50	20—70

ходимо применять бурильные трубы ниппельного соединения. Трубы для уменьшения вибраций периодически смазывают снаружи антивибрационной смазкой. Распространена смазка, состоящая из одной части канифоли и трех частей нигрола. Выпускается централизованно смазка КАВС. Для снижения вибраций используются также эмульсионные промывочные растворы.

Применение смазки, правильный выбор снаряда позволяют использовать максимальные скорости вращения, приведенные в табл. 19. Возможности высокоскоростного бурения будут реализованы полностью с внедрением бурильных труб для алмазного бурения и высокоскоростных буровых станков.

Алмазные резцы хрупки. Поэтому при бурении и спуско-подъемных операциях следует избегать ударных нагрузок на коронку. Запрещается производить раскачивание бурового снаряда. Нельзя спускать коронку на оставленный в скважине от предыдущего рейса керн. Он должен быть разрушен специальным долотом. Дохождение до забоя осуществляется осторожно (на первой скорости вращения и с минимальной осевой нагрузкой).

После каждого подъема алмазную коронку измеряют штангенциркулем. Данные о диаметре и высоте матрицы заносят в буровой журнал.

Коронки подбирают по наружному диаметру так, чтобы спускаемая в скважину коронка отличалась по диаметру от предыдущей не более чем на 0,1—0,15 мм.

Коронки, изношенные по наружному и внутреннему диаметру более чем на 0,4—0,6 мм, изношенные по высоте на 0,6—0,75 мм для однослойных и на 2 мм — для многослойных ко-

ронок, а также коронки, имеющие аномальный износ, трещины матрицы и другие повреждения, снимают с работы и отправляют на завод для извлечения и вторичного использования оставшихся в коронке и пригодных для бурения или других целей алмазов.

Практика работ показывает, что эффективность бурения повышается, если алмазная коронка обрабатывается не до полного износа, а примерно на 85—90% от величины потенциальной углубки на коронку. В этом случае средняя скорость бурения выше, а за счет рекуперации до 50% от первоначального количества алмазов снижается общий их расход.

Заклинивание керна при алмазном бурении производится кернорвателем или толченым стеклом, отсортированным на две фракции размером 1—2,5 мм.

Производительность бурения мелкоалмазными коронками в твердых породах значительно выше, чем другими способами. В породах VIII—IX категорий по буримости передовые бригады бурят 500—800 м и более за станко-месяц.

Расход алмазов колеблется в пределах от 0,2—1,5 карата на 1 м бурения в зависимости от свойств и твердости пород и диаметра коронки.

Одной алмазной коронкой можно пробурить несколько десятков метров по твердым породам, но длина рейса обычно равна нескольким метрам. Чаще всего рейс приходится прекращать из-за самозаклиниваний керна в колонковой трубе, связанных с тем, что керн малого диаметра легко ломается при бурении.

Поэтому очень перспективными являются проводимые опытно-конструкторские работы по созданию для алмазного бурения снарядов со съёмным кернаприемником — трубой, извлекаемой с забоя через бурильные трубы при помощи тонкого троса. Применение съёмных кернаприемников позволит резко сократить время на спуско-подъёмные операции при алмазном бурении, так как извлечение керна будет происходить без подъёма снаряда.

ТЕХНОЛОГИЯ ДРОБОВОГО БУРЕНИЯ

Дробовое бурение применяется в породах VII—XII категории. До недавнего времени оно являлось основным способом колонкового бурения твердых пород. С внедрением алмазных коронок отечественного производства, скорость бурения которыми выше, а стоимость ниже, объёмы дробового бурения резко сокращены.

Буровой снаряд для дробового бурения (рис. 53) состоит из коронки 1, колонковой трубы 2, тройного переходника 3, шламовой трубы 4 и колонны бурильных труб 5. Коронка (ГОСТ 6250—65) имеет длину 500 мм, толщину стенок 12,5 мм и вырез высотой 180 мм.

Буровая дробь засыпается в скважину через колонну бурильных труб. Снаряд с промывкой и вращением ставится на забой. При вращении коронки между коронкой и горной породой находится один слой дроби, остальная дробь распределяется в зазоре между коронкой и стенками скважины. Дробь перекачивается по забою, оказывает силовое воздействие на породу, вызывая ее разрушение.

Разрушаемая дробь в виде отдельных частиц, а также породный шлам выносятся из-под торца коронки промывочной жидкостью, причем тяжелые металлические частицы дроби осаждаются в шламовой трубе. Разрушенная дробь непрерывно заменяется новой дробью, находящейся в кольцевом зазоре между стенкой скважины и коронкой и попадающей под торец через наклонный вырез коронки. Поступление дроби под торец коронки и размер частиц дроби, выносимых из-под торца, регулируются промывочной жидкостью. Количество подаваемой жидкости должно быть достаточно, чтобы выносить шлам и мелкие частицы дроби, а также поддерживать во взвешенном состоянии необходимый запас дроби в кольцевом зазоре, но не настолько велико, чтобы выносить с забоя целую дробь и крупные работоспособные ее частицы.

В процессе бурения дробовые коронки изнашиваются, уменьшается высота выреза и падает скорость бурения. В этом случае поднимают снаряд и заменяют коронку. У изношенной коронки в мастерских удлиняют вырез до 160—180 мм, после чего коронку снова используют в работе.

Для уменьшения износа колонковых труб при дробовом бурении применяются толстостенные трубы. С этой же целью коронка имеет внутреннюю присоединительную резьбу, а колонковая труба — наружную.

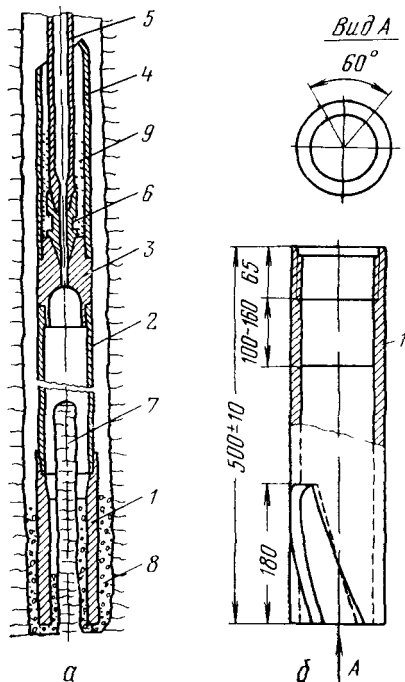


Рис. 53. Инструмент для бурения дробью:

a — колонковый набор для дробового бурения в скважине; *б* — дробовая коронка; 1 — коронка, 2 — колонковая труба; 3 — тройной переходник, 4 — шламовая труба, 5 — бурильная труба, 6 — ниппель бурового замка, 7 — керн, 8 — дробь, 9 — шлам

Для бурения пород VII—VIII категорий по буримости применяют литую чугунную дробь, по форме близкую к шарообразной. Наиболее употребительная дробь № 3 диаметром 2,7—3,5 мм. Выпускается также дробь № 2,5 (диаметр 2,1—2,7 мм) и № 4 (диаметр 3,5—4,5 мм). Чугунная дробь № 3 должна выдерживать без разрушения статическую нагрузку не менее 400 кг, а затем раскалываться не более чем на 3—5 частей.

Стальная дробь-сечка нарезается из стальной проволоки марок 60, 70, У7, У8 и ОВС цилиндриками высотой, равной диаметру.

Термообработанная стальная дробь диаметром 3 мм выдерживает статическую нагрузку на раздавливание не менее 1200 кгс.

Стальная дробь-сечка дает наибольший эффект при бурении пород IX—XII категории.

Параметрами режима дробового бурения являются: питание скважины дробью, осевая нагрузка, скорость вращения коронки и количество промывочной жидкости.

Питание скважины дробью осуществляется тремя способами: мелкими и крупными порциями и рейсовой порцией.

При мелкопорционном способе питания скважины дробью первоначально подается на забой 1—15 кг чугунной дроби с последующей подачей небольших (по 100—250 г) порций через равные промежутки времени в пределах 3—10 мин в зависимости от диаметра бурения и скорости вращения инструмента. Подача дроби осуществляется через дробопитатели. Наиболее распространенным является дробопитатель типа Д-4, разработанный в Восточно-Казахстанском геологоуправлении (рис. 54). Дробь 3 засыпается в пространство между неподвижным штоком 2 и подвижным цилиндром 1. При помощи винта подачи 5 и гайки 4, соединенной с цилиндром 1, производят подъем цилиндра по штоку на величину, равную шагу винта за каждый его оборот. Дробь поднимается вместе с цилиндром и осыпается в шток, где подхватывается потоком промывочной жидкости и через шланг и бурильные трубы подается к забою. Для обеспечения скорости потока, достаточной для подъема дроби к сальнику, применяют шланги с внутренним диаметром не более 18 мм.

К преимуществам мелкопорционного способа питания относятся: повышение средней механической скорости и углубки за рейс, сокращение расхода дроби, равномерность обработки и уменьшение диаметра скважины, уменьшение шлама в скважине, облегчение дохождения до забоя, упрощение режима подачи промывочной жидкости.

Недостатками указанного способа являются: необходимость систематического контроля за равномерностью подачи дроби через малые промежутки времени, применение шлангов малого диаметра недостаточной прочности, усложнение процесса буре-

ния за счет появления операций по уходу за дробопитателем и его эксплуатации.

К дробопитателю Д-4 разрабатывались различные механические и гидравлические приводы для автоматизации процесса подачи, но они не нашли широкого распространения.

Периодическое питание скважины крупными порциями состоит из засыпки начальной порции дроби из расчета на 1—1,5 ч работы. Затем через каждые 1—1,5 ч дополнительно засыпают дробь, делая за рейс 3—5 засыпок. Дробь засыпается через колонну труб. Для засыпки снаряд приподнимают над забоем на 0,3—0,5 м, включают насос, вывертывают пробку сальника и через отверстие засыпают дробь. Подача крупных порций дроби может быть осуществлена и без прекращения промывки при помощи дробопитателя.

Первоначальная засыпка составляет 2—6 кг чугунной дроби (в породах VIII—XI категории) и следующая порциями 1—3 кг в зависимости от диаметра бурения. При использовании стальной дробисечки (в породах XI—XII категории) первоначальная порция составляет 1,5—3,5 кг, а последующие порции, подаваемые через 0,5—1 ч, — 0,15—0,25 кг в зависимости от диаметра бурения.

Периодическое питание забоя дробью позволяет увеличить скорость бурения и длину рейса при бурении крепких пород X—XII категории. К недостаткам относятся необходимость приподнимания снаряда и повторное дохождение до забоя по керну после каждой подсыпки.

Рейсовое питание забоя состоит в засыпке в скважину сразу всего количества дроби, необходимого для бурения в течение рейса. Это количество составляет 6—22 кг на рейс в зависимости от диаметра коронок и крепости пород для чугунной дроби и 1,5—5 кг для стальной дробисечки. Чем выше категории пород по буримости и больше диаметр бурения, тем большая порция дроби засыпается на рейс. Основным достоинством способа является отсутствие каких-либо дополнительных операций по питанию скважины дробью в течение рейса. В связи с этим данный способ наиболее распространен, но он имеет много недостатков, особенно при использовании чугунной дроби: 1) рейс приходится прекращать как только израсходуется дробь, даже если вырез коронки износился не полностью; 2) на забое длительное время находится много дроби, что вызывает повышенный непроизводительный ее расход, излишнюю раз-

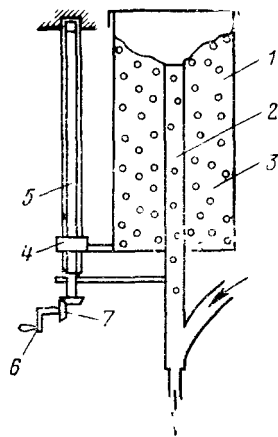


Рис. 54. Схема дробопитателя Д-4:

- 1 — подвижный цилиндр; 2 — шток; 3 — дробь; 4 — гайка;
- 5 — винт; 6 — рукоятка; 7 — конические шестерни

работку стенок скважины по диаметру, увеличение количества шлама и повышенный расход мощности на вращение снаряда; 3) скважина на длине рейса приобретает форму конуса — в начале рейса диаметр излишне увеличен, к концу рейса скважина заужена, что вызывает дополнительные трудности и затраты времени при дохождении до забоя; 4) необходимо особо тщательно регулировать в течение рейса количество промывочной жидкости, нарушения в регулировке могут привести к снижению скорости бурения или к прихвату инструмента дробью.

Осевая нагрузка на коронку при дробовом бурении определяется, исходя из удельного давления, равного 20—25 кгс/см² на 1 см² площади торца коронки для чугунной дроби (при мелкопорционном способе питания 25—30 кгс/см²) и 30—45 кгс/см² для стальной дроби-сечки.

Например, рабочая площадь торца коронки диаметром 110 мм составляет 32 см², а осевая нагрузка для чугунной и стальной дроби соответственно 650—800 и 950—1400 кгс.

Число оборотов снаряда при дробовом бурении принимается, исходя из окружной скорости 0,8—1,2 м/с. Обычно бурение ведется на II—III скоростях вращения станков.

Количество подаваемой промывочной жидкости при дробовом бурении имеет большое значение, так как за счет регулирования подачи обеспечивается наиболее рациональное соотношение целой и колотой дроби на забое и максимальная скорость углубки.

Выделяются три этапа промывки скважин:

промывка при дохождении до забоя;

промывка при углублении;

промывка перед заклиниванием керна для очистки скважины.

Количество промывочной жидкости определяется по формуле

$$Q = qD, \text{ л/мин,}$$

где q — удельный расход жидкости в л/мин; D — наружный диаметр коронки в см.

Для чугунной дроби значения удельного расхода жидкости приведены в табл. 20.

Таблица 20

Способ питания скважин дробью	Значения q по этапам промывки		
	первый	второй	третий
Мелкопорционное	4,5—4,0	4,0—2,2	6—10
Крупнопорционное	4,5—3,5	2,5—1,5	6—10
Рейсовое	5,5—4,5	2,0—0,8	6—10

Изменение количества подаваемой в скважину жидкости на втором этапе зависит от износа прорези коронки и уменьшения частиц дробы.

При бурении стальной дробью-сечкой удельный расход воды на втором этапе составляет 3—2 л/мин для XIII—IX категории пород и 1,8—1,6 — для X—XII категории.

Заклинка керн перед подъемом производится отсортированными кусочками колотого кварца или другой крепкой породы, скрутками из алюминиевой проволоки, буровой дробью. При рейсовом и крупнопорционном питании забоя керн к концу рейса имеет форму усеченного конуса, расширяющегося к забою, что облегчает заклинивание. При мелкопорционном способе питания подпитку скважины дробью прекращают за 0,5 ч до конца рейса для выбуривания остатков дробы и приближения диаметра керна к диаметру коронки.

После засыпки заклиночного материала в скважину через бурильные трубы включают насос. Достижение заклиночным материалом забоя отмечается на манометре насоса резким повышением давления. Отрыв керна от забоя производится путем периодического кратковременного включения вращения бурового снаряда.

БЕСКЕРНОВОЕ БУРЕНИЕ СКВАЖИН

В практике геологоразведочных работ часто встречаются условия, когда нет необходимости получать керн. Например, при детальной разведке месторождений вмещающие породы уже достаточно изучены, а основной целью бурения является дополнительное изучение полезного ископаемого. Картировочное бурение преследует цель изучения пород, лежащих под наносами, а сами наносы могут изучаться не по всем скважинам. В скважине для специальных целей, например для производства взрывов при сейсморазведке, вообще не требуется керн. Во всех этих случаях целесообразно применять бескерновое бурение.

С развитием геофизических методов, позволяющих определить вещественный состав пород без отбора керна, область бескернового бурения будет расширяться.

Преимуществами бескернового бурения являются: увеличение длины рейса особенно в породах мягких и средней твердости; сокращение за счет этого затрат времени на спуско-подъемные операции и операции по отбору керна; бурение породоразрушающим инструментом, обеспечивающим большую механическую скорость. Высокая механическая скорость бескернового бурения объясняется возможностью приложения к инструменту больших нагрузок, крупными размерами режущих элементов, применением для разрушения породы эффективного вращательно-ударного способа (шарошечное бурение).

Указанные преимущества способствуют увеличению производительности при бескерновом бурении.

В качестве породоразрушающих инструментов в мягких породах I—IV категории широко применяются лопастные долота и пикобуры (рис. 55), армированные твердыми сплавами.

Шарошечные долота могут применяться в породах любой категории (I÷XI). Для геологоразведочного бурения выпу-

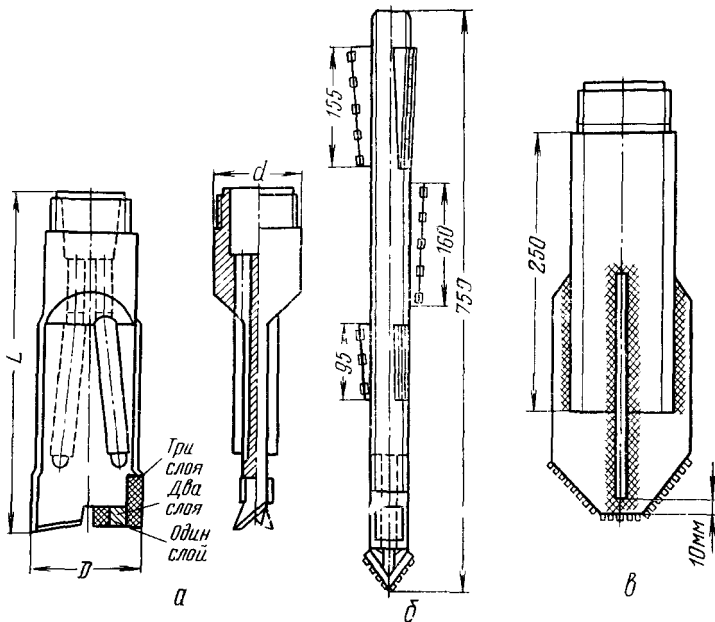


Рис. 55. Долота для бескернового бурения мягких пород: а — двухлопастное долото; б — пикобур Новикова, в — пикобур Воронова

скаются шарошечные долота диаметрами 151, 132, 112, 93, 76 и 59 мм типов М, С, Т и К.

Долота типа М применяются при бурении мягких пород I—IV категорий. Эти долота имеют крупные редко расположенные зубья с острыми углами при вершине.

Максимально эффективная работа долот М не обеспечивается при производительности одного насоса, обычно применяемого на геологоразведочных работах. Поэтому мягкие породы чаще разбуривают пикобурами и лопастными долотами с подачей промывочной жидкости в пределах характеристики установленного насоса.

Долота С употребляются для бурения в породах средней твердости (V—VII категорий). Зубьев у долот С больше, чем у долот М. Углы зубьев менее острые.

Долота Т употребляются для бурения в твердых породах VII—VIII категорий. Успешно ведется бурение долотами типа Т валунно-галечниковых отложений, щебеночных грунтов, конгломератов. Высота зубьев меньше, чем у долот С и М, угол при вершине зуба и количество зубьев больше.

Зубья долот М, С и Т упрочнены наплавкой слоя твердого сплава.

Шарошки долота (рис. 56) смонтированы на опоре, состоящей из подшипников качения. Шариковый подшипник выпол-

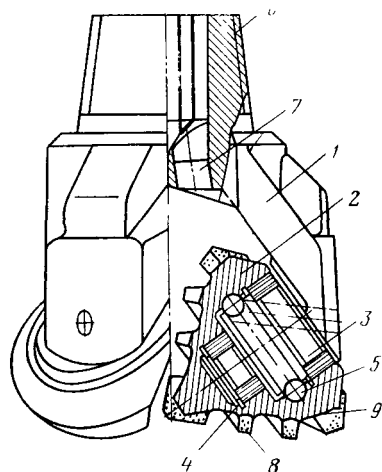


Рис. 56. Шарошечное долото:

1 — лапа; 2 — шарошка; 3 — цапфа; 4 — роликовый подшипник; 5 — шариковый подшипник-замок; 6 — коническая резьба; 7 — промывочный канал; 8 — зубья, наплавленные твердым сплавом; 9 — наплавка боковой калибрующей поверхности

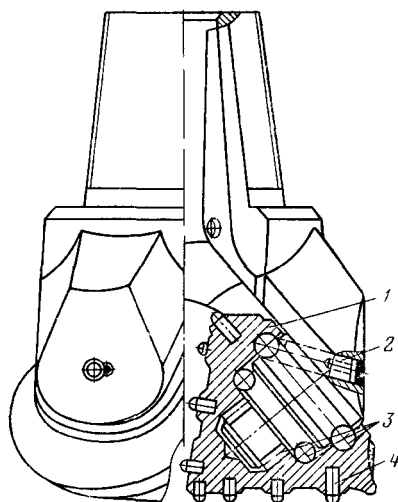


Рис. 57. Трехшарошечное долото типа К:

1 — шарошка; 2 — лапа; 3 — подшипники; 4 — твердосплавный вставной зуб

няет роль замка, предохраняющего шарошку от сползания с цапфы. Цапфы укреплены в лапах. Три лапы, сваренные вместе, образуют долото.

Долота К предназначены для бурения очень твердых и абразивных пород VIII—XI категории. В отличие от долот М, С, Т на конических шарошках вместо зубьев укреплены твердосплавные (из сплава ВК) штыри со сферической рабочей поверхностью (рис. 57).

В крепких породах при бурении шарошечными долотами типа К длина рейса увеличивается в 2—4 раза по сравнению с колонковым бурением. Эффективное применение долот отмечалось даже при преобладании в разрезе пород XI—XII категории.

Важным фактором при бурении шарошечными долотами является осевая нагрузка. С увеличением осевой нагрузки растет производительность бурения. Но возможная осевая нагрузка зависит от прочности опор шарошек. Для долот диаметром 59, 76, 93, 112 и 132 мм допустимые осевые нагрузки соответственно равны 1500, 2000, 2500, 3500 и 4500 кгс. Нагрузка создается применением утяжеленных бурильных труб (УБТ).

Увеличение числа оборотов снаряда также способствует росту производительности. В этом случае необходимо поддерживать и высокую осевую нагрузку, так как недогрузка долот при больших скоростях вращения может вызвать их преждевременный износ.

Подача промывочной жидкости должна осуществляться из расчета не менее 16 л/мин на 1 см диаметра долота для долот диаметром до 93 мм и 30 л/мин на 1 см для долот диаметром 112 мм и выше. Нехватка промывочной жидкости ведет к снижению скорости бурения из-за неполной очистки забоя от шлама и ускорению износа опор долота.

Перспективно применение для бескернового бурения геологоразведочных скважин алмазных долот. Работы, проводимые в этом направлении научно-исследовательскими организациями, имеют хорошие результаты. Выпускаются разработанные в ЦНИГРИ однослойные алмазные долота МЦС-1 и импрегнированные долота МЦС-И диаметрами 46 и 59 мм. Они имеют центральный промывочный канал, что позволяет получить «карандашный» керн диаметром 6—12 мм, вполне пригодный для геологической документации скважин.

Применение алмазных долот МЦС-59 при испытаниях позволило повысить длину рейса по сравнению с серийными кольцевыми коронками в 4, 8 раза, а со штыревыми долотами типа К в 1,4 раза. Снизилась стоимость 1 м бурения.

Глава VII

БУРЕНИЕ СКВАЖИН БЕЗ ПРОМЫВКИ

СПОСОБЫ БУРЕНИЯ СКВАЖИН БЕЗ ПРОМЫВКИ

Бурение скважин глубиной до 50—100 м в больших объемах производится при проведении геолого-поисковых, инженерно-геологических, геофизических и гидрогеологических исследований, разведке россыпных месторождений в породах мягких и средней крепости (почвы, песчано-глинистые наносы, галечно-щебеночные грунты и др.). Скважины глубиной 30 м при инженерно-геологических изысканиях составляют 95%.

Специфичными для данных условий являются сравнительно малая глубина бурения, преобладание пород со слабыми внутренними связями, необходимость в ряде случаев крепления стенок скважины трубами одновременно с бурением и отбор проб грунта с ненарушенной структурой. При такой специфике оказывается целесообразным применять способы бурения, не требующие использования циркулирующей промывочной жидкости в качестве средства для выноса разрушенной породы.

Таковыми способами бурения являются вибрационный, шнековый, ударно-поворотный, а также способ задавливания инструмента. Для бурения без промывки создано большое число разнообразных установок. Широкое распространение получают комбинированные установки, которые позволяют использовать несколько способов разрушения пород. В ограниченных масштабах еще применяется бурение ручными ударно-вращательными комплектами.

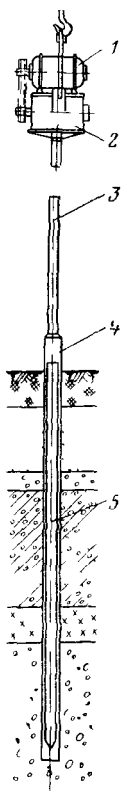
Стоимость бурения неглубоких скважин в породах невысоких категорий указанными способами снижается, так как отпадает необходимость в организации снабжения установок промывочными жидкостями, сооружении циркуляционных систем, легче осуществляется бурение в неустойчивых породах. Установки для бурения неглубоких скважин, как правило, самоходные или передвижные, что обеспечивает их высокую транспортность.

ВИБРАЦИОННОЕ БУРЕНИЕ

Вибрационный способ получил широкое применение при бурении скважин глубиной до 25—30 м в породах, буримость которых не превышает IV категории по двенадцатибалльной классификации.

Применение вибрации при бурении мягких пород осуществляется по двум направлениям, зависящим от конструкции виб-

погружателей. В первом случае применяется вибратор, корпус которого жестко связан с буровым снарядом. Вибрация через буровой снаряд передается на забой скважины. В результате некрепкие горные породы (суглинки, глины, пески, супеси и др.) в зоне контакта с призабойной частью снаряда переходят в подвижное состояние. Это состояние характеризуется снижением сопротивления сдвигу, вследствие чего вибрирующий инструмент под действием своего веса погружается в породу (рис. 58).



Во втором случае по инструменту, прижатому к забою, наносятся частые удары, что приводит к погружению инструмента в породу. Ударные нагрузки создаются вибромолотами

Схема двухблочного вибратора приведена на рис. 59.

Электродвигатель 4 через шкивы 14, укрепленные на кронштейне 13, приводит во вращение один из валов 2. На валах 2 находятся в зубчатом зацеплении шестерни 5 и эксцентрики 6.

Валы вращаются в противоположные стороны. Возникающие силы инерции эксцентриков (дебалансов) в горизонтальном направлении уравниваются, а в вертикальном складываются, вызывая только вертикальные колебания. Для уменьшения действия вибрации на двигатель корпус вибратора 1 отделен от подмоторной плиты 9 и нижней плиты 10 пружинами 12. При помощи серьги 8, соединенной с болтами 11, вибратор подвешивают к крюку каната, а наголовник 7 соединяют с погружаемой в грунт колонной труб.

Рис 58 Схема бурения вибратором

1 — электродвигатель, 2 — вибратор, 3 — буровая труба 4 — муфта
5 — вибронд

Вибромолоты отличаются от вибраторов тем, что в колебательную систему включен ограничитель колебаний, состоящий из бойка и наковальни. Наковальня жестко соединена с погруженным снарядом, а боек с корпусом.

Эффективность вибрационного бурения зависит от величины возникающей центробежной силы (возмущающей силы), амплитуды и частоты колебаний. В связи с этим важной характеристикой является кинетический момент эксцентриков.

Для различных целей промышленность выпускает вибропогружатели (вибраторы и вибромолоты) с широким диапазоном параметров: момент эксцентриков от 50 до 700 кгс·см; частота колебаний от 1000 до 2500 в 1 мин.

Для вибробурения рекомендуется в качестве бурильных труб применять тонкостенные трубы увеличенного диаметра. Желонки (рис. 60). Виброзонды изготавливаются из труб длиной 1,5—3 м, к нижнему концу трубы прикрепляется башмак, верхний конец зонда несет переходник под трубы. Зонд по всей длине имеет один или два прореза. Ширина прореза тем боль-

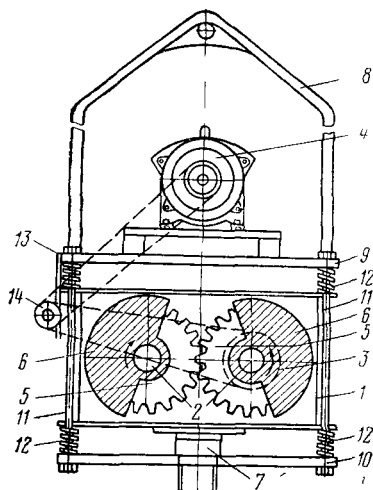
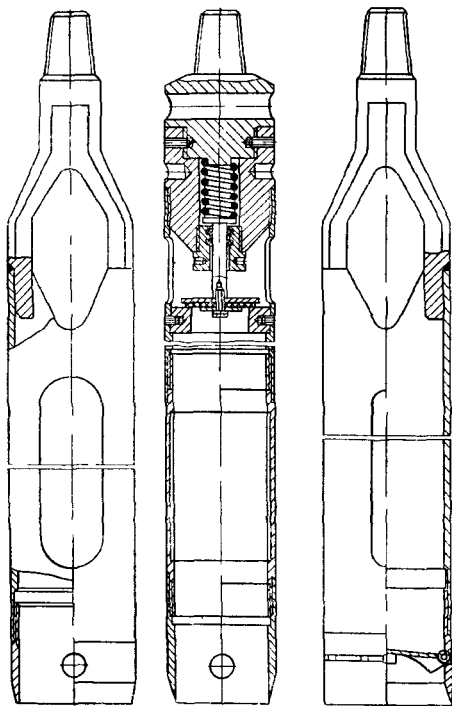


Рис 59 Схема двухблочного вибратора

1 — корпус; 2 — валы, 3, 14 — шкив, 4 — электродвигатель, 5 — шестерни, 6 — дебалансы, 7 — наголовник, 8 — серьга, 9 — подмоторная плита, 10 — нижняя плита; 11 — болты, 12 — пружина, 13 — кронштейн

Рис. 60. Инструмент для вибрационного бурения:

а — вибронзонд, б — грунтонос тонка в — же



ше, чем плотнее и более вязок грунт. Диаметр зондов 89—273 мм. Желонки применяют при бурении в песках.

Производительность вибробурения в 2—4 раза превышает другие способы бурения неглубоких скважин в мягких породах при хорошем качестве отбора образцов.

В неустойчивых породах скважину закрепляют обсадными трубами, погружая их в грунт вибратором. Извлекают породу из труб желонками или грунтоносами.

В состав установок для вибрационного бурения входят: вибратор или вибромолот, мачта, лебедка, двигатель и источник электроэнергии, размещенные на транспортной базе, а также комплект бурового инструмента

Характеристики наиболее распространенных установок при ведены в табл. 21

Таблица 21

Параметры	Установки	
	ВБУ ГАЗ 63	АВБ2М
Глубина бурения вибрационным способом, м	40	20*
Начальный диаметр, мм	219	219
Тип вибропогружателя	Вибратор В-500	Вибромолот ВБ 7
Момент эксцентриков, кгс·см	150	200
Скорость вращения дебалансов, об/мин	1250	1250
Максимальное возмущающее усилие, кгс	3000	3500
База установки	Автомобиль ГАЗ-63	Автомобиль ГАЗ-66

* Установкой можно бурить скважины до глубины 40 м ударно-канатным способом.

Основными технологическими параметрами, определяющими эффективность вибробурения, являются момент эксцентриков, частота колебаний и вес вибратора, скорость удара, вес ударной части и частота ударов вибромолота. Но большинство из этих параметров не регулируются в процессе бурения, так как в комплект буровой установки входит вибратор или вибромолот с постоянными параметрами.

Поэтому рекомендуется при бурении глинистых грунтов применять вибропогружатели с большим моментом эксцентриков и с пониженной частотой, при бурении песчаных грунтов — высокочастотные вибраторы. В грунтах со значительным лобовым сопротивлением вибромолоты более эффективны, чем вибраторы.

Углубка за рейс зависит от свойств пород и требований к геологической документации и колеблется в пределах от 0,3 до 3 м для зондов диаметром 89—146 мм. Скорость бурения составляет 0,05—2 м/мин. Средняя продолжительность работы вибропогружателя колеблется от 1 до 10 мин.

БУРЕНИЕ УДАРНО-КАНАТНЫМИ И КОМБИНИРОВАННЫМИ УСТАНОВКАМИ

Ударно-канатное механическое бурение применяется: при разведке россыпных месторождений; по галечникам и валунным отложениям, когда другие виды бурения в таких условиях дают весьма низкую производительность;

при инженерно-геологических изысканиях;
при гидрогеологических исследованиях и в целях водоснабжения;

при эксплуатации месторождений твердых полезных ископаемых с целью водопонижения, вентиляции, спуска крепежного или закладочного материала и т. д.;

при разведке в безводной местности;

при разработке открытым способом месторождений полезных ископаемых с целью проведения взрывных работ.

Область применения и объемы ударного бурения систематически сокращаются. При бурении технических и взрывных скважин оно вытесняется в мягких породах шнековым, а в твердых шарошечным и термическим бурением, при гидрогеологических изысканиях роторным бурением, особенно с обратной всасывающей промывкой.

Можно выделить три группы буровых установок для ударно-канатного бурения:

установки для бурения неглубоких скважин (до 30 м) ударно-канатным способом;

комбинированные установки для бурения неглубоких (до 50 м) скважин ударно-канатным и вращательным или вибрационным способами;

установки ударно-канатного бурения скважин глубиной 100—500 м.

Основными операциями при ударно-канатном бурении являются: собственно бурение (долбление) породы, очистка скважины от разрушенной породы и крепление скважины обсадными трубами.

В мягких породах первые две операции часто совмещаются.

В зависимости от устойчивости пород применяют различные способы крепления скважин трубами:

1. Свободный спуск обсадных труб, который осуществляется путем свинчивания обсадных труб в колонну и свободного опускания их в пробуренную скважину, пока башмак колонны не встанет на забой. Этот метод аналогичен применяемому в колонковом бурении.

2. Спуск колонны труб вслед за углубляемым забоем в неустойчивых породах. В данном случае используют буровой породоразрушающий инструмент, диаметр которого меньше внутреннего диаметра обсадных труб. Им пробуривают скважину ниже башмака колонны, а затем погружают трубы на этом интервале путем забивки, а в отдельных установках периодическим поворачиванием (расходкой) труб.

3. Спуск колонны труб с забивкой в породу. Порода при этом извлекается из труб. Этот способ применяют при бурении пльвунов, сыпучих пород и специальном опробовании пород.

Последние два способа крепления скважин называются бурением с ходовой колонной.

Обсадные трубы в нижней части снабжают башмаком с режущим кольцевым торцом, на верхнюю выступающую над поверхностью земли часть надевают хомут. Последний удерживает обсадные трубы от неожиданного перемещения вниз

Бурение неглубоких скважин ударно-канатными и комбинированными установками

Неглубокие скважины до 50 м при инженерно-геологических изысканиях и разведке россыпей пробуриваются передвижными и самоходными установками.

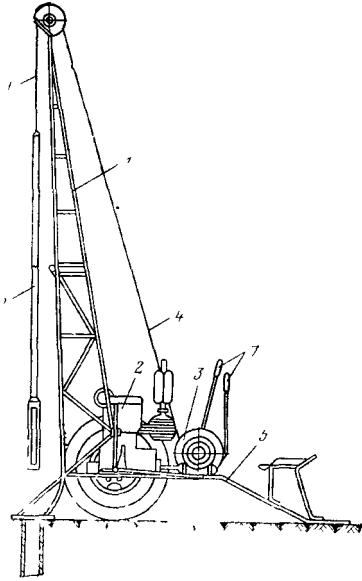


Рис. 61. Передвижная буровая установка для ударно-канатного бурения:

1 — мачта, 2 — двигатель, 3 — лебедка, 4 — канат, 5 — рама, 6 — буровой снаряд, 7 — рукоятки управления лебедкой

Процесс бурения заключается в периодическом сбрасывании на забой породоразрушающего инструмента или его забивки в породу.

Легкие буровые установки на одноосном прицепе (рис. 61) снабжены фрикционной лебедкой, махтой и двигателем. Буровой мастер с нужной периодичностью включает и выключает лебедку, при этом буровой снаряд с породоразрушающим инструментом то поднимается над забоем, то падает на него под собственным весом

Технические характеристики некоторых таких установок даны в табл. 22

Преимуществом установок для бурения с помощью фрикционной лебедки является простота конструкции. В то же время необходимость управления и регулирования вручную частоты ударов и высоты сбрасывания инструмента требует от мастера физических усилий и снижает производительность.

Более совершенными являются установки, у которых имеется специальный ударный механизм

Комбинированные установки УБР-1, УБР-2, БУУ-2 имеют, кроме ударного механизма, еще и ротор. Ударный механизм с определенной периодичностью оттягивает инструментальный канат и отпускает его, за счет чего породоразрушающий инструмент поднимается над забоем и вновь падает. При помощи ротора можно осуществлять медленно-вращательное бурение. Выбор способа бурения связан с геолого-техническими условиями работ

Установка УБР-1 предназначена для замены ручного бурения при поиске и разведке россыпных месторождений. Она может применяться в сложных геологических условиях для бурения по талым и мерзлым, сухим и обводненным рыхлым отложениям с включением валунов и крупной гальки. Для транспортировки легко разбирается на узлы

Таблица 22

Параметры	Марка станка		
	УБП 15М	Д 5 25	БУКС-ЛГТ
Номинальная глубина бурения, м	15	25	30
Начальный диаметр бурения, мм	168	127	168
Грузоподъемность лебедки, кг	1000	500	700
Скорость навивки каната на барабан, м/с	0,82	1,0—1,2	0,5
Тип двигателя	УД-2	УД-2	Д 300
Мощность, лс	8	8	6
Высота мачты, м	5,5	4,5	5
Масса станка кг	1100	370	435

Установка УБР-2 служит для бурения скважин при поисках и разведке строительных материалов, инженерно-геологических изысканиях, гидрогеологических работах. В комплект установки входят буровой агрегат на автомашине ГАЗ-53 и одноосный прицеп для перевозки инструмента.

Установка БУУ-2 — самоходная на гусеничном ходу. Она предназначена для бурения разведочных скважин на россыпях в условиях многолетней мерзлоты.

Специализированная самоходная буровая установка «Разведчик» УБСР-25 применяется для бурения скважин большого диаметра преимущественно при разведке россыпных месторождений золота, залегающих в талых обводненных отложениях с включением валунов и крупной гальки. Она имеет лебедку для ударно-захватного (грейферного) бурения, мачту и ротор, смонтированные на базе грелевочного трактора ТДТ-75

Для бурения геологоразведочных, гидрогеологических и инженерно-геологических скважин в породах I—IV категорий буримости предназначена буровая установка БУВ-1Б (рис. 62). Кроме ударного оттяжного механизма, она оснащена вибромолотом, который служит для забивки обсадных труб.

Характеристики этих установок приведены в табл. 23

Инструмент для бурения неглубоких скважин ударно-капатными установками в нескальных грунтах приведен на

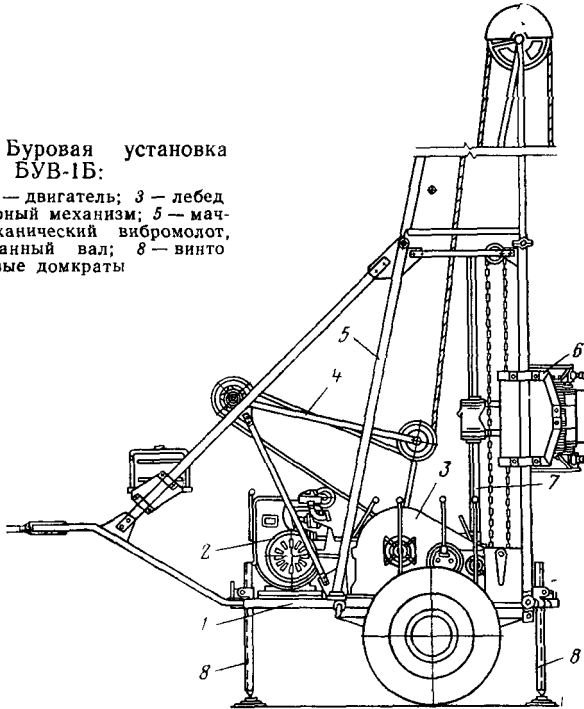
рис. 63. Он позволяет производить бурение кольцевым забоем, т. е. с получением ненарушенных образцов породы.

Для углубления скважин в зависимости от условий применяются забивной, «клюющий», ударно-захватный способы, желонирование и бурение долотами.

Забивной способ используется при наличии всех разновидностей связанных грунтов; «клюющий» — мягкопластичных

Рис. 62 Буровая установка БУВ-1Б:

1 — рама; 2 — двигатель; 3 — лебедка; 4 — ударный механизм; 5 — мачта; 6 — механический вибромолот; 7 — шестигранный вал; 8 — винтовые домкраты



глинистых пород, желонирование — в несвязных грунтах. Для бурения валунно-галечниковых отложений применяют долота, которыми порода измельчается на забое, а затем извлекается желонками.

Для забивного способа используются забивные стаканы или *грунтоносы*, соединенные с *ударным патроном* (см. рис. 63, а, ж, з). При поднимании и опускании ударник ударяет по наковальне и забивает грунтонос в породу.

Вес ударного патрона находится в пределах 100—150 кгс в зависимости от диаметра скважины, высота подъема регламентируется конструкцией и составляет 0,6—1,0 м. Рекомендуемое число ударов — 20—25 в 1 мин. Длина забивного стакана обычно равна 0,5—0,8 м, но углубление за рейс рекомендуется не более 0,2—0,4 м во избежание прихвата инструмента на забое.

Таблица 23

Параметры	Установки				
	БУВ-1Б	УБР-1	УБР-2	БУУ-2	УБСР-25
Глубина бурения, м	30	15	15—25	50	25
Диаметр скважины, мм	168; 127; 108	121	253; 102	219; 168	715
Число ударов ударным механизмом в минуту	60	27; 45	37	41; 62	—
Высота сбрасывания, мм	600	550	600	500; 700; 1000	—
Грузоподъемность лебедки, кг	1000	1000	2000	2670; 4150	2500
Скорость вращения инструмента ротором, об/мин	—	7; 12	12; 24; 37; 75	191; 137	5,5—10,6
Число ударов вибромолота в минуту	1000— 1400	—	—	—	—
Масса ударной части вибромолота, кг	114	—	—	—	—
Мощность привода, л.с	8	6	14	60	75
Высота мачты, м	6	7	8	12	7,7
Масса установки, кг	1800	885	2150	13045	12 000

Параметрами «ключющего» способа являются вес бурового снаряда и высота его подъема над забоем. Снаряд включает в себя забивной стакан (гильзу) и *ударную штангу* (см. рис. 63, а, д). Вес снаряда доводится до 150—200 кгс. Высота подъема составляет 3—5 м. Сброшенный с этой высоты снаряд углубляется в породу на 0,1—0,2 м, а затем поднимается на поверхность для очистки стакана. Для описания геологического разреза и очистки стакана служат продольные вырезы.

При ударно-захватном бурении (установка УБСР-25) применяется одноканатный грейфер весом 500 кгс, опускаемый в скважину на канате и сбрасываемый с высоты 1,5—2 м на забой. Раскрытые челюсти грейфера внедряются в породу, а при подъеме закрываются, забирая породу с забоя.

В несвязных породах применяется *желонка* (см. рис. 63, г), представляющая собой трубу с клапаном на нижнем конце. Желонку целесообразно утяжелять ударной штангой. Бурение желонками обычно сопровождается креплением стенок скважины *обсадными трубами* (см. рис. 63, е) методом ходовой колонны.

При бурении желонками число ударов должно быть равно 20—30 в 1 мин, а высота подъема над забоем 0,15—0,20 м и

более. Вес желонки с утяжелителем должен быть равен 50—100 кгс. Желонка не должна выходить за башмак обсадных труб более чем на 0,5—1 м.

Для бурения в песках и извлечения разрушенной породы на россыпных месторождениях применяются поршневые желонки с полусферическим язычковым или шаровым клапаном и

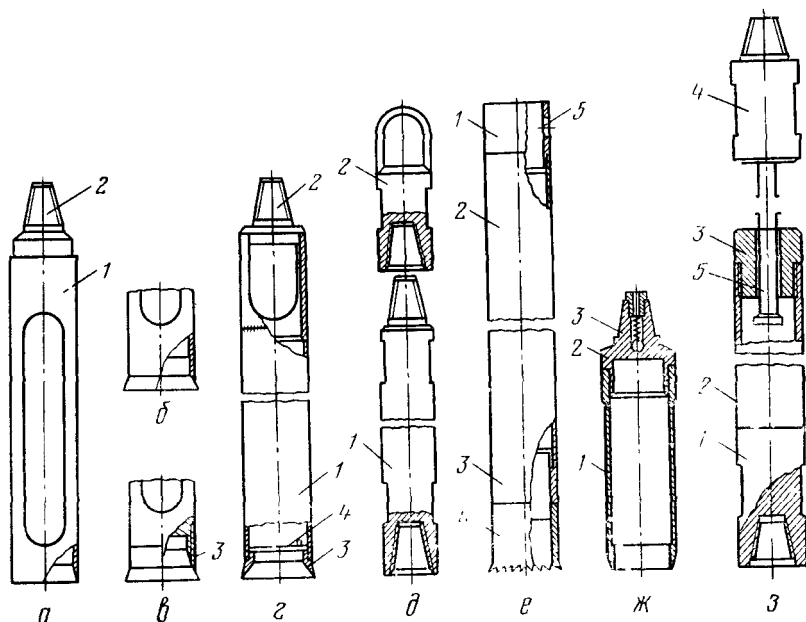


Рис. 63. Инструмент для бурения неглубоких скважин ударно-канатными установками:

а, б, в — ударная гильза; 1 — труба; 2 — конус резьбовой; 3 — башмак; г — желонка; 1 — корпус; 2 — конус резьбовой; 3 — башмак; 4 — плоский клапан; д — штанга ударная; 1 — штанга; 2 — переходник-ушко; е — обсадная труба; 1 — головка; 2 — труба; 3 — ниппель; 4 — башмак фрезерный; 5 — отверстие для поворотной рукоятки; ж — забивной грунтосос; 1 — гильза; 2 — переходник; 3 — клапан шариковый; 3 — ударный патрон; 1 — переходник на грунтосос; 2 — патрубок; 3 — наковальня; 4 — боек; 5 — шток

поршнем, за счет которого происходит засасывание породы в желонку.

Медленно вращательное бурение комбинированными установками производится при помощи спиральных, ложковых и ковшовых буров.

Спиральный бур (змеевик) (рис. 64, б) используется для бурения в глинах, суглинках и других пластичных породах. Змеевик ввинчивается в породу подобно штопору. При подъеме его из скважины порода, заполняющая лопасти змеевика, благодаря вязкости и пластичности удерживается в них трением.

Для того чтобы облегчить подъем змеевика из скважины, в процессе бурения после нескольких оборотов его приподнимают над забоем, отрывая находящуюся в нем породу от массива.

Ложковый бур (ложка) (рис. 64, а) служит для бурения скважины в сыпучих и в мягких непластичных породах (пески глинистые, суглинки и т. п.), не удерживающихся на лопастях спирального бура при подъеме его из скважины. Процесс работы ложковым буром аналогичен работе со спиральным буром. Ложковый бур представляет собою полый цилиндр, на котором по образующей имеется продольная щель. Иногда щель расположена только в нижней части (закрытый ложковый бур). Нижний конец сделан в виде ковшеобразного режущего лезвия.

Спиральные и ложковые буры выпускаются диаметром от 47 до 245 мм. Скорость вращения инструмента обычно не более 40 об/мин, длина рейса 0,3—0,8 м. При пониженных до 30—100 об/мин скоростях вращения бурение комбинированными установками может вестись колонковым способом без промывки скважины.

Ковшовые буры применяют при бурении установкой УБСР-25 и представляют собой цилиндр с днищем, на котором имеются проходные отверстия и ножи или резцы для разрушения породы. В зависимости от типа ковшовый бур либо опускается на канате, закрепляется в нижней части обсадных труб и вращается ими, либо опускается на бурильных трубах, с помощью которых осуществляется и вращение.

Ударно-канатное бурение глубоких скважин

Общий вид установки для ударно-канатного бурения глубоких скважин показан на рис. 65.

Буровой снаряд опускается в скважину на канате, который огибает головной ролик на вершине мачты, оттяжной ролик балансирной рамы, направляющий ролик и наматывается на барабан лебедки. При включении ударного вала кривошипно-шатунный механизм приводит в движение балансирную раму с

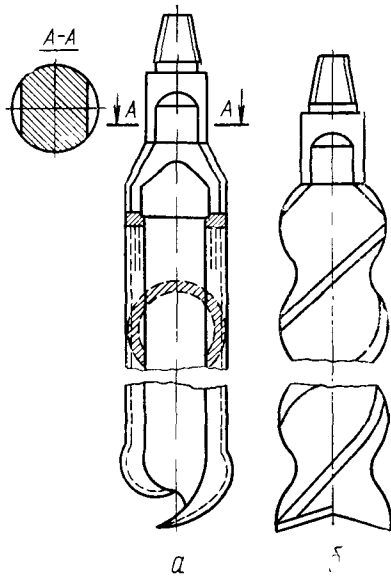


Рис. 64. Инструмент для медленно-вращательного бурения:
а — ложковый бур; б — змеевик

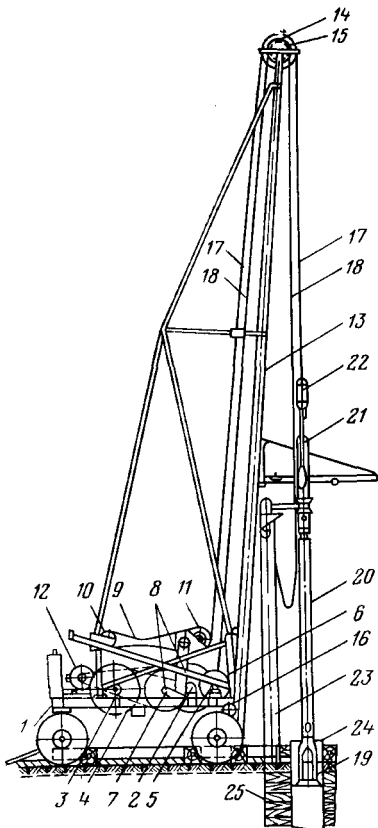


Рис. 65. Общий вид установки для ударно-канатного бурения:

1 — рама на колесном ходу; 2 — главный вал станка; 3 — вал лебедки; 4 — лебедка для спуска инструмента; 5 — вал лебедки для спуска желонки; 6 — барабан лебедки; 7 — вал ударного механизма; 8 — шатунно-кривошипное устройство ударного механизма; 9 — оттяжная рама; 10 — направляющий ролик; 11 — оттяжной ролик; 12 — двигатель; 13 — мачта; 14 — головной ролик; 15 — желоночный ролик; 16 — лебедка для подъема мачты; 17 — канат для спуска и подъема инструмента; 18 — канат для спуска и подъема желонки; 19 — долото; 20 — ударная штанга; 21 — раздвижная штанга; 22 — канатный замок; 23 — желонка; 24 — обсадная труба; 25 — шурф

с оттяжным роликом. Оттяжной ролик перемещается вверх и вниз. В результате канат поднимает, а затем опускает буровой снаряд, который лезвием долота, имеющего форму двустороннего клина, наносит удары по породе на забое скважины. Для получения скважин круглого сечения долото после каждого удара поворачивается.

В сухих скважинах на забой подается вода. По окончании углубки скважины на длину рейса долото извлекается, а для очистки скважины от бурового шлама опускается желонка. В неустойчивых породах скважина закрепляется обсадными трубами, опускаемыми методами свободного спуска или ходовой колонны.

Установки для ударно-канатного бурения могут быть самоходные и передвижные, смонтированные на колесном или гусеничном ходу.

Основными узлами станка являются: трансмиссионный вал, получающий вращение от двигателя и передающий вращение другим узлам; ударный механизм, служащий для сообщения возвратно-поступательного движения буровому снаряду; инструментальная лебедка, которая служит для спуска и подъема бурового снаряда и регулирования его подачи во время бурения при помощи тормоза; талевая лебедка для спуска и подъема желонки при чистке скважины; лебедка для спуска и подъема колонн обсадных труб (имеется не на всех станках).

В установках применяются двигатели внутреннего сгорания или электродвигатели. Все узлы смонтированы на общей раме. Спуско-подъемные операции осуществляются с помощью мач-

ты, на которой установлены ролики для инструментального, желоночного и талевого канатов. При перевозке мачта укладывается в горизонтальное положение. Перед началом бурения мачта поднимается и раскрепляется растяжками.

Характеристики установок ударно-канатного бурения приведены в табл. 24.

Установки УКС-22М1, УКС-30М1, УКС-54, КС-24 и БУГ-100М предназначены для бурения гидрогеологических скважин. Станок БУГ-100М отличается наличием коробки передач, кулачкового оттяжного механизма и механизма для расхаживания обсадных труб с числом ходов 30—60 в 1 мин и углом поворота труб за один ход на 23°.

Установки БС-1М, Амурец-100 и БУ-20-2М используются для бурения скважин взрывных и разведочных на россыпях.

Буровой снаряд для ударно-канатного бурения (рис. 66) состоит из долота, ударной штанги, раздвижной штанги и канатного замка.

Долота (рис. 67) служат для разрушения породы на забое и обработки стенок скважины.

Диаметры долот: 148, 198, 248, 298, 345, 395, 445, 495, 595, 695, 795 и 850 мм. Длина долот изменяется в пределах 650—1500 мм, а масса от 85 до 1400 кг. Долота плоские зубильные предназначены для бурения плотных нетрещиноватых пород. Долота крестовые применяют для бурения твердых, трещиноватых, слоистых и неоднородных по твердости пород, а также для разбивания находящихся в мягких породах твердых включений: желваков, глыб или валунов. Долота фасонные могут быть различной формы. Основные из них двутавровые, широкобортные копытообразные и комбинированные. Фасонные

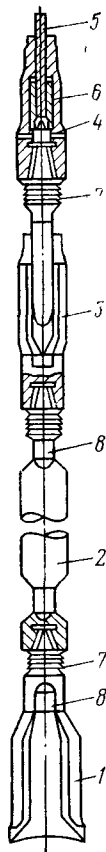


Рис. 66. Буровой снаряд для ударно-канатного бурения:

1 — долото; 2 — ударная штанга; 3 — раздвижная штанга; 4 — канатный замок; 5 — канат; 6 — поворотная втулка; 7 — канавки для захвата ловильным инструментом при аварии; 8 — плоскости для захвата инструмента ключами при свинчивании и развинчивании

долота эффективно работают и в мягких, и в крепких породах как плотных, так и трещиноватых. Округляющие долота предназначены для выравнивания стенок скважины и сбивания выступов, которые могут оставаться в крепких породах при работе плоскими долотами.

Угол заострения лезвия долота изменяется от 70° для мягких пород до 120° для наиболее крепких пород. Для пород средней твердости применяют долота с углом заострения в пределах 90—100°.

Таблица 24

Показатели	Установки							
	УКС-22М1	УКС-30М1	УКС-54	КС-24	Амурец-100	БУГ-100М	БС-1М	БУ-20-2М
Глубина бурения, м	300	500	100	200	100	100	300	200
Наибольший начальный диаметр скважины, мм	600	900	1400	600	175	426	300	400
Наибольший вес бурового снаряда, кгс	1300	2500	—	—	600	1000	3000	1200
Высота подъема бурового снаряда, мм	300—1000	500—1000	300—1000	400—900	283—605	650	710—1100	520—700
Число ударов бурового снаряда в минуту	40; 45; 50	40; 45; 50	44	39—57	50—65	30—60	48—52	50—52
Грузоподъемность барабанов, кг:								
инструментального	2000	3000	7500	2500	2000	4000	4000	1200
желоночного	1300	2000	2500	1500	500	—	—	300
талевого	1500	3000	—	4200	—	—	—	—
Средние скорости навивки каната на барабан, м/с:								
инструментальный	1,1—1,37	1,1—1,42	0,2	1,17—1,65	0,6	1,0—1,3	0,9	1,4
желоночный	1,26—1,56	1,21—1,68	0,3	1,28—1,81	1,5	—	1,8	2,1
Высота мачты, м	12,25	16,0	8,0	13,0	10,8	11,35	15,0	11,7
Грузоподъемность мачты, т	12,0	25,0	—	20,0	—	20,0	10,0	12,0
Мощность двигателя:								
кВт	22	40	100	30	—	—	55	20
л.с.	—	—	—	50	20	40	—	—
Характеристика транспорта	—	Прицепные на колесном ходу			Прицепной на санном ходу	Стационарный	На гусеничном ходу, скорость передвижения 0,9 км/ч	

Штанги ударные служат для утяжеления снаряда и для сохранения направления скважины. Они представляют собой толстостенную болванку с резьбой на концах. Диаметры ударных штанг 112, 140, 165, 188 и 220 мм при длине их 2, 4 и 6 м. Масса ударных штанг в зависимости от длины и диаметра от 300 до 1300 кг.

Раздвижная штанга представляет собой два замкнутых звена, скользящих одно в другом. При движении каната вверх

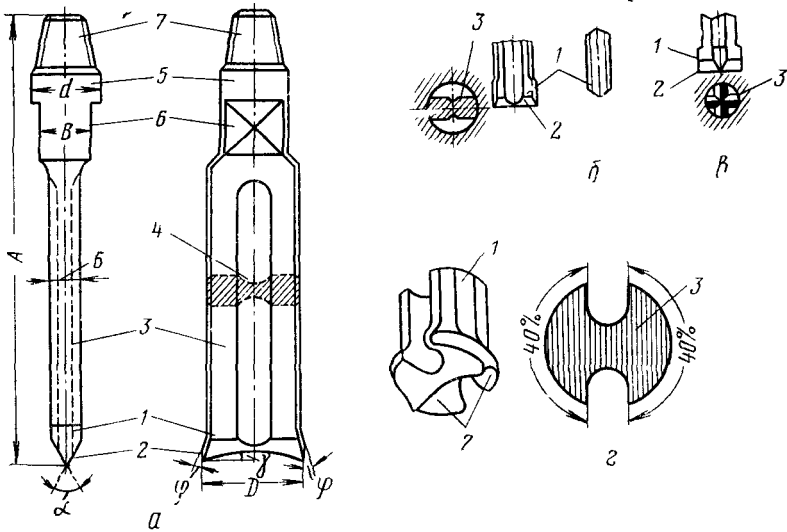


Рис. 67. Долото для ударного бурения:

а — основные элементы долота: 1 — рабочая головка; 2 — лезвие; 3 — корпус; 4 — шейка; 5 — выемка под ключ; 7 — резьбовая головка; б — г — формы рабочих головок долот соответственно зубильная, крестовая, копьевидная; 1 — головка; 2 — лезвие; 3 — дробящая поверхность

ударом звена о звено раздвижная штанга отрывает от забоя внедрившийся в породу инструмент.

Канатный замок предназначен для соединения бурового снаряда с канатом и для поворачивания долота после каждого удара. Канат закрепляется во втулке, свободно расположенной в корпусе замка. За счет способности каната раскручиваться под действием нагрузки и закручиваться при снятии ее снаряд при движении вверх поворачивается вместе с канатом и канатным замком, а при ударе канат закручивается, поворачиваясь вместе со втулкой в корпусе замка при неподвижном снаряде. Таким образом при каждом ударе долото оказывается повернутым на некоторый угол относительно предыдущего положения.

Скважину после работы долотом чистят желонками. Ими же можно бурить скважины в рыхлых породах (песках, га-

лечниках). В зависимости от пород и условий бурения применяются желонки различных типов (рис. 68). Диаметр корпуса желонки не должен превышать 0,75 диаметра скважины, обычная длина желонки 3 м. Желонки отличаются конструкцией клапана и дужки. Желонки, имеющие дужки с резьбовой го-

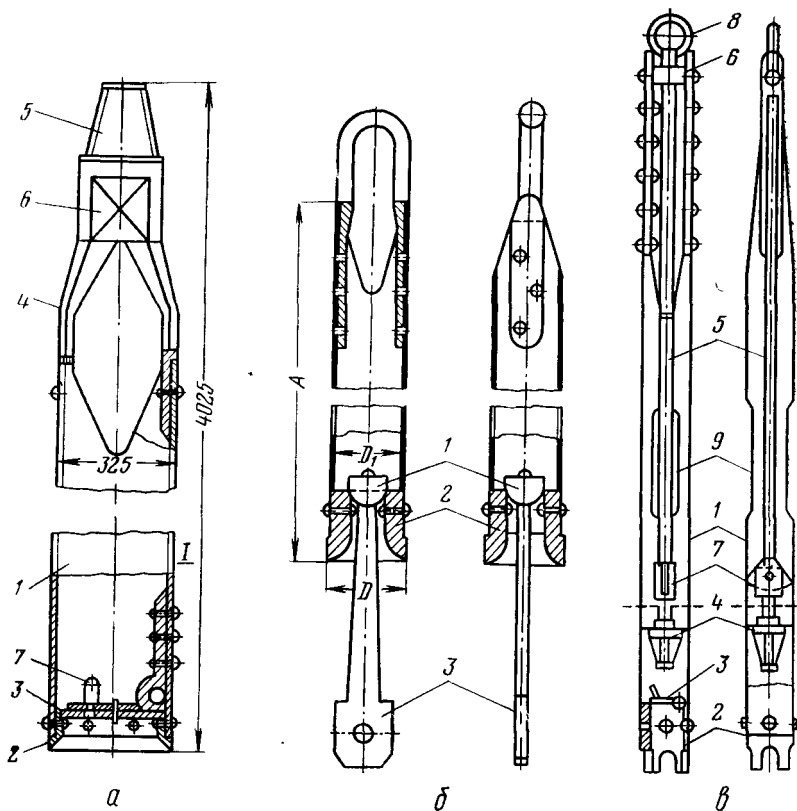


Рис. 68. Желонки:

- а* — с плоским клапаном: 1 — корпус; 2 — башмак; 3 — клапан; 4 — дужка; 5 — конусная резба; 6 — шейка с ключевой выемкой; 7 — болт;
б — с полусферическим клапаном и языком: 1 — клапан; 2 — башмак; 3 — язык,
в — поршневая: 1 — корпус; 2 — башмак; 3 — клапан; 4 — поршень; 5 — шток; 6 — планка; 7 — шарнир; 8 — ушко; 9 — окно

ловкой, могут утяжеляться за счет присоединения короткой ударной штанги.

Желонки поршневые применяются при бурении плавучих пород (пывунов) и наполняются при всасывании шламом.

Для бурения мягких пород и отбора образцов могут применяться стаканы и грунтоносы.

Обсадные трубы и принадлежности к ним. При ударно-канатном бурении применяются бесшовные трубы диаметрами

от 114 до 508 мм (ГОСТ 632—64) с толщиной стенки 7—12 мм, соединяемые муфтами.

Для крепления скважин большого диаметра применяются электросварные трубы диаметром 426—1420 мм (ГОСТ 10706—63), соединяемые сваркой.

Для предохранения нижнего конца обсадной трубы от деформации применяют трубные забивные или фрезерные башмаки.

Для забивки обсадных труб применяют забивные снаряды весом до 1000 кгс. Для предохранения верхнего конца трубы от деформации при забивке используют забивные головки.

Технологический процесс бурения. Перед началом буровых работ разрабатывают конструкцию скважины. Конструкция скважины определяется глубиной бурения, характером геологического разреза, конечным диаметром бурения и числом колонн обсадных труб.

Конечный диаметр зависит от целевого назначения скважины (требования по объему проб для опробования полезного ископаемого, размеров средств откачки и т. д.).

Число обсадных колонн обусловлено необходимостью перекрытия тех или иных горизонтов пород (например, пльвунов, водоносных песков, несвязанных галечников и т. п.) и выходом колонн.

Выходом колонны называется протяженность участка скважины между башмаками двух смежных обсадных колонн. Средний выход колонны для крепления малосвязных пород не превышает 30—40 м, выход колонны для крепления вязких пород может составлять около 100 м.

Режим бурения долотами определяется весом бурового снаряда, высотой подъема снаряда над забоем и числом ударов долота в минуту.

Вес снаряда на 1 см длины лезвия долота называется относительным весом снаряда и рекомендуется в следующих пределах (в кгс):

для мягких пород	20—25
для твердых пород . . .	30—40
для крепких пород . . .	40—60
для весьма крепких пород	60—70

Исходя из относительного веса снаряда и диаметра бурения, подбирают вес снаряда путем применения ударных штанг нужного веса.

Высоту сбрасывания снаряда применяют в пределах 0,4—1,2 м. Верхнее значение относится к очень твердым породам, нижнее — к менее твердым породам. Число ударов долота изменяется в пределах 40—60 ударов в 1 мин.

Высота сбрасывания и число ударов долота связаны между собой определенной зависимостью. Нельзя чрезмерно увеличивать высоту сбрасывания без одновременного уменьшения числа ударов, так как может оказаться, что снаряд, падающий в скважине, заполненной у забоя шламом, не успеет сделать удар, как будет снова поднят вверх. И, наоборот, при недостаточном числе ударов долото будет излишне долго находиться на забое, канат будет испытывать рывки.

Бурение ведется с подачей в скважину воды. Количество воды определяется в зависимости от диаметра скважины. В среднем оно равно 50—80 л на одно долбление. От количества подаваемой воды зависит плотность шлама на забое. Это важный фактор режима бурения, так как при большом количестве воды шлам будет оседать на забое и препятствовать разрушению породы, при малом количестве воды шлам будет настолько плотен, что снизит скорость падения в нем долота и уменьшит силу удара долота о забой. Оптимальная плотность шлама составляет 1,5—1,8 г/см³. Величина углубки за одно долбление изменяется от 0,2 до 1,0 м в зависимости от буримости пород. Шламовый столб имеет высоту до 2 м.

Эффективность разрушения породы зависит от резкости и четкости удара долота по забою. Это достигается за счет *навески каната* — расстояния от лезвия долота до забоя при нижнем положении снаряда и неподвижном канате. Величина навески изменяется от 0 до 7 см в зависимости от глубины скважины, эластичности каната и состояния амортизатора станка. При бурении долото проходит расстояние навески до забоя за счет растяжения каната и сжатия амортизатора.

После долбления производят чистку скважины желонкой, сбрасывая ее с высоты 3—5 м 5—8 раз. После этого желонку извлекают на поверхность и выливают шлам. Операцию повторяют 2—3 раза.

Технология и инструмент ударно-канатного бурения изменяются в зависимости от буримости пород.

В твердых породах применяют желобчатые долота с углом заострения 90—100°. Длина рейса 0,3—0,5 м.

В мягких рыхлых породах для бурения используют утяжеленные желонки с плоским клапаном или стаканы. В слабых известняках, твердых глинах и мергелях бурение ведут плоским или двутавровым долотом. Валунные отложения бурят крестовыми или округляющими долотами, а разбитые валуны извлекают желонкой. При небольших размерах валунов их пытаются отодвинуть в стенки скважины, сложенные мягкими породами, при помощи пирамидального или округляющего долота.

Пески-пльвуны бурят желонками с одновременным креплением стенок скважины. Для создания гидростатического давления в скважине ее наполняют водой.

Галечники и гравийные породы вначале разрыхляют желобчатым или крестовым долотом, а затем выбирают желонкой с плоским клапаном. Одновременно ведут крепление стенок скважины. Для лучшего наполнения желонки целесообразно подбрасывать в скважину глину.

На россыпных месторождениях, исходя из требований к опробованию, бурение ведется только забивкой труб с извлечением породы из труб при помощи желонки.

После окончания бурения разведочных скважин обсадные трубы извлекают. Извлечение колонн часто является трудной операцией. Трубы извлекаются несколькими способами: расхаживанием колонны, т. е. натяжением колонны через тали с резким ее освобождением; отбоем, т. е. сильным натяжением колонны через тали с одновременным нанесением ударов по забивной головке, вставленной в верхнюю часть обсадной трубы; натяжением колонны через тали и применением вибраторов; натяжением колонны винтовыми и гидравлическими домкратами. Если полностью извлечь трубы не удастся, их могут извлечь частично, отрезав нижнюю прихваченную часть трубо-резом или взрывом специального заряда.

ШНЕКОВОЕ БУРЕНИЕ

Бурение осуществляется с помощью винтового транспортера — шнека, заменяющего собой колонну бурильных труб. Шнек состоит из пустотелого или массивного вала, вокруг которого навита стальная лента. К нижней части шнека присоединяется породоразрушающий инструмент.

При шнековом бурении порода, разрушенная вращающимся долотом, выносится к устью скважины шнеком, перемещаясь по его винтовой поверхности. Трение о стенки скважины не позволяет перемещаемой породе вращаться со шнеком, вследствие чего разрушенная порода вынуждена двигаться поступательно, т. е. подниматься к устью скважины. Шнековым способом бурятся скважины диаметром 65—475 мм, глубиной до 50—80 м в породах I—VI категории буримости (по 12-балльной классификации).

Совмещение операции бурения с удалением породы из скважины без промывки или продувки делает этот способ высокопроизводительным. По средней производительности бурения инженерно-геологических скважин шнековый способ уступает только вибрационному.

К недостаткам шнекового бурения относятся: невозможность бурения в породах с наличием твердых прослоев и валунов, трудности бурения в грунтах ниже уровня подземных вод и бурения в вязких глинистых грунтах.

Буровой инструмент для шнекового бурения состоит из комплекта шнеков и породоразрушающего инструмента — долота (рис. 69).

Шнеки имеют соединения в виде шестигранника или резьбы. Толщина спирали 5—7 мм, шаг спиралей составляет 75—200 мм в зависимости от диаметра, а угол подъема 7—15°. Длина шнеков 1500—3000 мм.

В нижней части колонны могут употребляться утяжеленные шнеки, имеющие утолщенную до 8—10 мм спираль. Для разрушения мягких пород применяют различные, чаще трехлопастные долота. Боковая поверхность долот армируется пластинками твердого сплава ВК-8. Одним из указанных (по данным Д. Н. Башкатова) долотом в

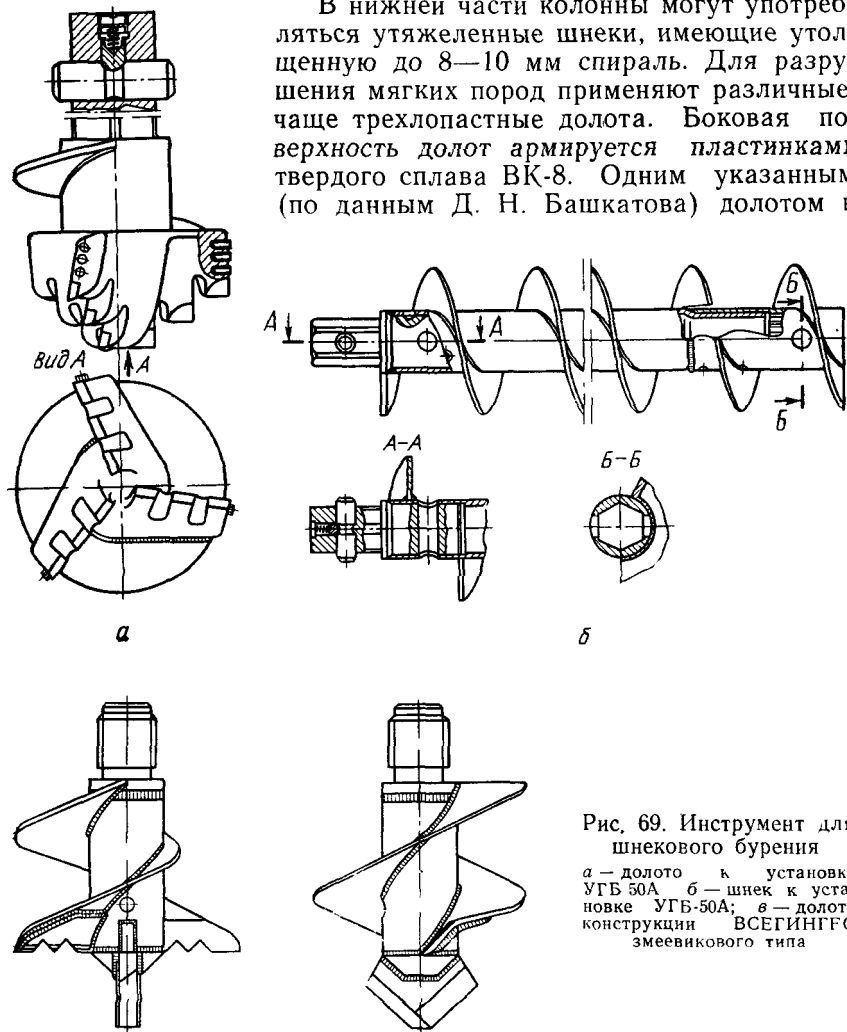


Рис. 69. Инструмент для шнекового бурения

a — долото к установке УГБ 50А *б* — шнек к установке УГБ-50А; *в* — долото конструкции ВСЕГИНГФО змеевикового типа

породах I—III категории можно пробурить до 1000—1500 м. Для разрушения твердых пород (V—VI категории) долота, как правило, имеют две режущие лопасти. Их износостойкость составляет одно долото на 500—1000 м.

Для бурения с одновременным получением образцов пород применяют колонковые пустотелые шнеки. Разработаны ко-

лонковые шнеки, имеющие в призабойной части керноприемник, периодически извлекаемый через колонну шнеков лебедкой вместе с находящейся в нем породой.

Различными организациями создано большое число шнековых установок для инженерно-геологических изысканий или геологоразведочных работ.

Легкие переносные установки: мотопроботборник МП-1, мотобур Д-10М (рис. 70), мотобур М-1 предназначены для бурения скважин до 7—10 м в рыхлых и связных породах при инженерно-геологических исследованиях. В установку входят бензодвигатель от мотопилы «Дружба», редуктор, ручки и комплект инструмента.

Установка поискового бурения УПБ-25 предназначена для бурения скважин при поисковых и инженерно-геологических работах, картировании, эманацонной, радиометрической и металлометрической съемках в разных природных условиях. Установка обеспечивает бурение обычными шнеками диаметром 70 мм до глубины 15 м, колонковыми шнеками диаметром 100 мм до глубины 5 м с отбором проб диаметром 33 мм с любого интервала при помощи съемного грунтоноса.

До глубины 25 м установка может бурить в породах до IX категории обычным колонковым способом с промывкой скважины при помощи насоса.

Установка представляет собой одноосный прицеп с направляющими, по которым перемещается редуктор с двигателем «Дружба-4».

На базе установки УПБ-25 создана установка УКБ-12/25. Она отличается улучшенной технической характеристикой и конструкцией.

Разработана также самоходная установка УКБ-12/25с на базе автомобиля УАЗ-469Б.

Установка УРБ-1с предназначена для бурения сейсмических и структурных скважин в породах любой твердости в труднодоступных районах при разведочных работах. В рыхлых по-

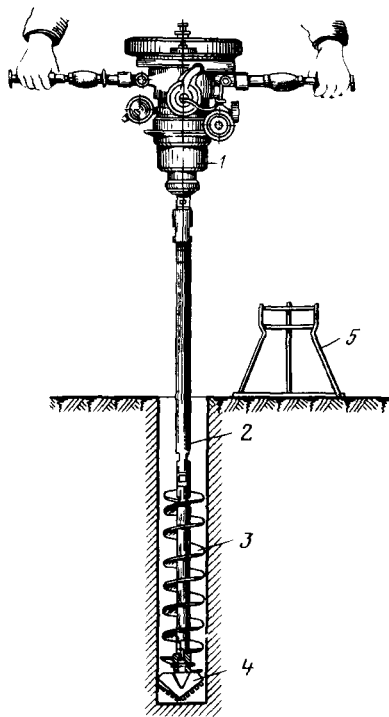


Рис. 70. Мотобур Д-10:

1 — мотобур с редуктором и рукоятка мн, 2 — штанга; 3 — шнек; 4 — долото
5 — подставка под мотобур

родах бурение ведется шнеками диаметром 130 мм, в скальных — колонковым способом с промывкой.

Установка состоит из рамы-салазок, на которых смонтированы двигатель СД-44, коробка передач, вращатель, гидравлические подъемники и др. Она легко разбирается на узлы массой от 48 до 115 кг

Шнековый агрегат ШАК-4 предназначен для бурения шнековым способом в нескальных грунтах с отбором керна при помощи опускаемого на канате грунтоноса без извлечения из скважины колонковой колонны. Агрегат смонтирован на тракторе С-100 и состоит из вращателя, механизма гидравлической подачи, редукторов, лебедки, коробки передач, вышки.

Установка шнекового бурения УШБ-16 предназначена для сейсморазведочного и поискового бурения скважин шнеками глубиной до 80 м. Ее можно использовать для колонкового бурения с промывкой и для бурения шурфов. Установка смонтирована на автомашине ЗИЛ-157 (рис. 71).

Установка ЛБУ-50 предназначена для бурения геологоразведочных и гидрогеологических скважин в мягких породах и для бурения шурфов (колодцев) с механизированным креплением их железобетонными или дерево-металлическими кольцами. Установка имеет также ударный механизм для бурения ударным способом снарядом весом 500 кгс. В комплект установки входят буровой агрегат на шасси автомобиля ЗИЛ-157К, прицеп ПТ4-00, набор инструмента.

Установка УГБ-50м также является комбинированной. Она предназначена для бурения шнеками и ударно-канатным способом и выполнения пробных откачек при гидрогеологическом бурении. Установка смонтирована на автомобиле ГАЗ-66 со специально оборудованным автоприцепом в комплекте бурового инструмента. Доукомплектование установки промывочным насосом позволяет применять ее для колонкового бурения с промывкой.

Технические характеристики установок для шнекового бурения приведены в табл. 25.

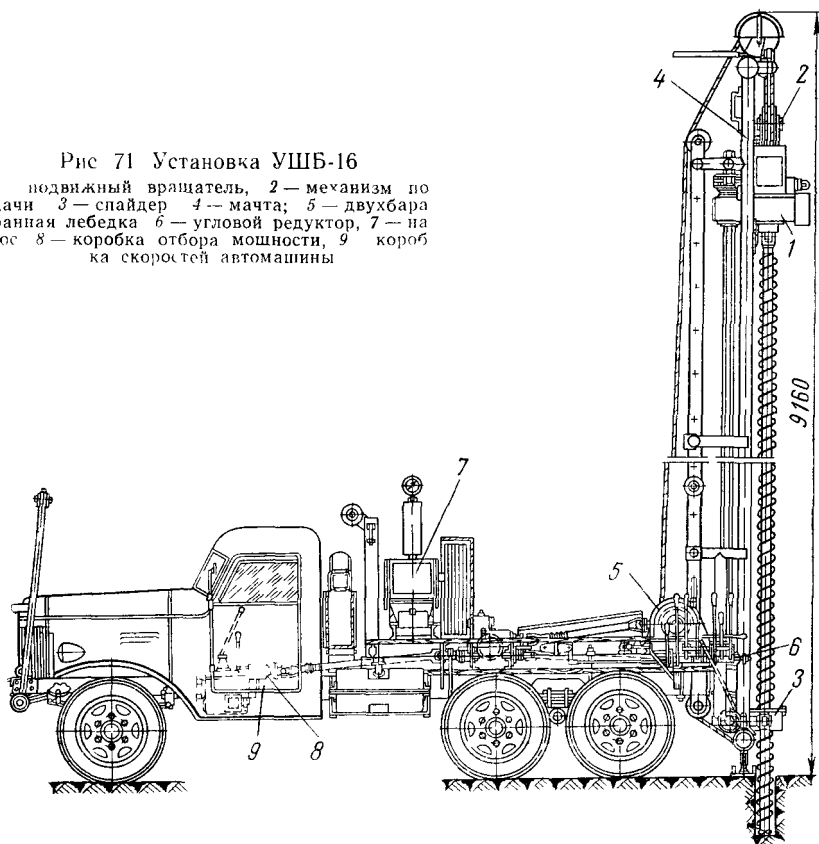
При шнековом бурении долото должно выполнять две операции: разрушать породу и подавать ее на спираль шнека. В связи с этим лучшие результаты дают долота змеевикового типа (см. рис. 69, в).

Основными факторами технологического режима бурения являются осевая нагрузка и скорость вращения шнеков. Увеличение осевой нагрузки ведет к повышению скорости бурения, но необходимо, чтобы объем породы, отделяемой долотом в единицу времени, был не более производительности шнекового транспортера, иначе на шнеках образуются пробки породы.

Обычно в мягких породах бурят с осевой нагрузкой, не превышающей 400—500 кгс. Образование пробок отмечается по изменению режима работы двигателя. В этом случае снижают осевую нагрузку и производят расхаживание снаряда. В твердых породах нагрузка доходит до 2000 кгс.

Рис 71 Установка УШБ-16

1 — подвижный вращатель, 2 — механизм подачи
3 — спайдер 4 — мачта; 5 — двухбарабанная лебедка 6 — угловой редуктор, 7 — на ос
8 — коробка отбора мощности, 9 — коробка скоростей автомашины



Число оборотов шнеков должно быть в пределах 100—200 об/мин, причем меньшее значение относится к бурению более вязких пород. При скоростях 200 об/мин и более могут наступить вибрации снаряда. В твердых породах скорость вращения шнеков равна 100—130 об/мин.

Для лучшей очистки скважины после окончания бурения рекомендуется несколько минут вращать инструмент со скоростью 200—300 об/мин.

Для бурения галечников применяют специальные упрочненные долота и утяжеленные шнеки в нижней части колонны с голицей спирали до 16 мм и наплавкой твердого сплава по периферийной части спирали. Это позволяет вести бурение на

Таблица 25

Показатели	Буровая установка								
	Д-10М	М-1	УПБ-25	УКБ-12/25	УРБ-1с	ШАК-4	УШБ-16	ЛБУ-50	УГБ-50м
Глубина бурения, м:									
шнековым способом .	10	10	5; 15	5; 10, 15	30	30	80	50	50
колонковым способом	—	2	25	25	50	—	300	—	100
при бурении шурфов	—	—	—	—	—	—	50	15	—
Диаметр скважины, мм:									
шнековым способом .	76	67; 95	102; 70	140; 105; 70	130	217	150	200; 240	230
колонковым способом .	—	43	36	76; 46; 36	76	—	219	—	198
при бурении шурфов . .	—	—	—	—	—	—	1200	1050	—
Скорость вращения бурового инструмента, об/мин	175—188	255; 615	252; 840	100; 270; 600 (450; 600, 1200)	100, 185	39; 83; 141	105; 177; 292	14; 38; 63; 108	70; 125; 200
Грузоподъемность лебедки, кг	—	—	250	400	—	1600	2500	2500	2500
Высота мачты, м	—	—	2,37	2,02	2,8	7,8	8,25	8,31	8,0
Мощность двигателя, л.с.	4	4	4	4	14	93	104	109	48
Габаритные размеры, мм									
длина	725	540	1775	1320	1750	5100	8800	8380	8000
ширина	565	440	1090	1060	1200	2500	2250	2315	2000
высота	460	540	2600	2020	2850	4000	3730	2546	3000
Масса, кг	14,5	15	90	110	500	15000	7960	8422	6000

повышенных скоростях вращения. Бурение галечников шнековым способом более эффективно, чем колонковым, при условии, что галька некрупная и не застревает между витками шнеков.

Транспортировка породы шнеками улучшается, если в скважину подавать воду в количестве 2—5 л/мин. В вязких породах вода, действуя как смазка, уменьшает трение породы о шнек, а скорость подъема породы увеличивается. Однако эта мера должна применяться только в тех интервалах, где породы транспортируются плохо, так как подача воды осложняет проведение геологического изучения грунтов.

БУРЕНИЕ СКВАЖИН МЕТОДОМ ЗАДАВЛИВАНИЯ

Скоростное бурение неглубоких поисковых скважин в мягких породах с целью каротажа и отбора проб может производиться задавливанием бурового снаряда путем создания большой нагрузки.

Для этой цели создана самоходная установка глубинного поиска СУГП-10, смонтированная на гусеничном шасси. Основным рабочим механизмом является гидравлический цилиндр двустороннего действия с полым штоком и захватывающими патронами. В породу силой гидравлических домкратов задавливается гильза со специальной геофизической аппаратурой. На конце гильзы привернут пробоотборник для взятия образцов породы, газа и воды. Производительность установки СУГП-10 до 35 скважин глубиной до 10 м за одну смену. Установка рассчитана на бурение до глубины 24 м. Усилие задавливания — 10 тс. На установке смонтирован двигатель ГАЗ-51 мощностью 70 л. с.

Для получения комплексной информации о физико-механических параметрах и литологии разреза рыхлых грунтов на глубину до 25 м предназначена пенетрационно-каротажная станция СПК. Станция состоит из установки СПКУ на автомобиле ЗИЛ-157 и лаборатории СПКЛ на автобусе КАВЗ-663

Установка СПКУ задавливает зонд диаметром 62 мм с усилием до 12 тс на глубину около 150 м в смену. В зонде установлены датчики геофизической аппаратуры.

Методом тензометрии и радиометрии станция позволяет непрерывно в процессе задавливания буров-зондов расчленять литологический разрез, проводить гамма, нейтронный и гамма-гамма каротаж, а также определять объемную массу грунтов, уровень грунтовых вод, влагосодержание, прочностные характеристики пород.

РУЧНОЕ БУРЕНИЕ СКВАЖИН УДАРНО-ВРАЩАТЕЛЬНЫМИ КОМПЛЕКТАМИ

Объем ручного бурения в последнее время резко снизился, но при проведении инженерно-геологических изысканий оно

еще применяется в труднодоступных и отдаленных районах при незначительных объемах буровых работ, глубинах скважин до 10—15 м и несложных геологических разрезах

В состав бурового комплекса для ручного бурения входят буровая породоразрушающий инструмент, бурильные и обсад-

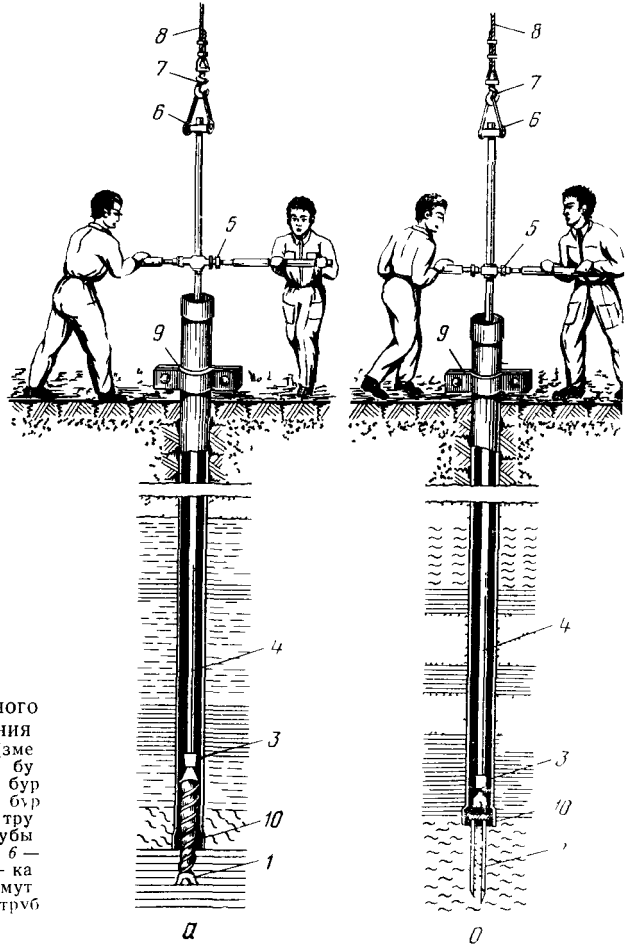


Рис 72. Схема ручного вращательного бурения
a — спиральным буром (змеевиком), *б* — ложковым буром, *1* — спиральный бур (змеевик), *2* — ложковый бур (ложка), *3* — обсадные трубы, *4* — бурильные трубы, *5* — поворотный хомут, *6* — фарштуль, *7* — крюк, *8* — капат, *9* — трубный хомут, *10* — башмак обсадных труб

ные трубы и их принадлежности, буровая вышка, балансиры и инструменты для ликвидации аварий

Наличие в составе комплектов инструментов как для вращательного, так и для ударного бурения позволяет в одной скважине применять различные способы бурения в зависимости от пробуриваемых пород

Схема ручного вращательного бурения приведена на рис 72. На высоте 1,2—1,3 м от поверхности земли на буриль-

ной трубе зажимается поворотный хомут. На конец трубы навинчивается ложковый бур или змеевик. Приготовленный таким образом буровой инструмент устанавливается в точке, где необходимо пробурить скважину. Двое рабочих, берясь за ручки хомута, вращают инструмент, одновременно сообщая ему поступательное движение. После заполнения бура породой.

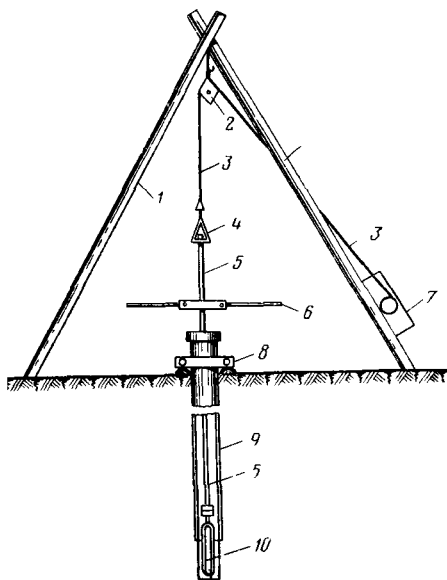


Рис 73 Схема установки для ручного вращательного бурения

1 — вышка трехногая 2 — блок 3 — канат 4 — вертлюг 5 — бурильные трубы 6 — поворотный хомут 7 — лебедка 8 — трубный хомут 9 — обсадные трубы, 10 — ложковый бур

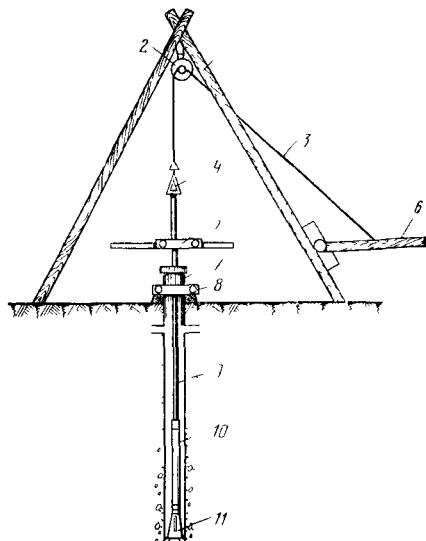


Рис 74 Схема установки для ручного ударного бурения

1 — вышка 2 — блок 3 — канат 4 — вертлюг 5 — поворотный хомут 6 — бацаисир 7 — обсадная труба 8 — хомут 9 — бурильная труба 10 — ударная штанга 11 — долото

инструмент извлекают из скважины, очищают и вновь опускают в скважину для дальнейшего ее углубления. При подъеме бурового инструмента колонна труб развинчивается на отдельные звенья.

При работе змеевиками во влажных глинах углубление происходит интенсивно, поэтому во избежание захватывания инструмента рекомендуется после 2—3 оборотов приподнимать инструмент над забоем на 10—15 см, после чего продолжать бурение.

Для обеспечения лучшего удержания сухих пород в ложковых бурах в скважину подливают на каждое заглупление примерно по 1 л воды. Если в разрезе встречаются плотные глины, слезавшиеся пески, где буровой инструмент идет с трудом, следует увеличить осевую нагрузку.

Скорость вращения инструмента вручную составляет 3—10 об/мин. Углубление бура при этом колеблется от 0,3 до 0,6 м.

По мере углубления скважины производится наращивание труб и при необходимости крепление стенок скважины обсадными трубами методами свободного спуска или ходовой колонны в зависимости от устойчивости стенок скважины. По окончании бурения обсадные трубы из скважины извлекаются.

Спуск в скважину и подъем бурового инструмента может выполняться вручную без вышки и лебедки при глубинах до 10 м, либо вручную с использованием вышки и лебедки при больших глубинах (рис. 73).

В тех случаях, когда при бурении затруднительно применять вращательные буры из-за высокой крепости или вязкости пород, с ручного медленно-вращательного способа бурения переходят на ударное ручное бурение (рис. 74).

Ударное бурение производят путем подъема бурового снаряда с долотом над забоем и сбрасывания его на забой.

Для осуществления долбежных операций при ручном бурении вышки оснащаются балансиром, выполненными в виде рычагов 1-го или 2-го рода.

На забой скважины на трубах опускается буровой снаряд, состоящий из долота, ударной штанги и бурильных труб. На верхний конец труб навертывается серьга-вертлюг, который соединяется с балансиром. На трубах устанавливается поворотный шарнирный хомут. Балансир приводится в колебательное движение, а буровой снаряд производит удары по забою. С помощью поворотного хомута после каждого удара о забой инструмент поворачивают на 15—20°.

По мере углубления скважины канат на балансире удлиняется, а трубы наращиваются.

Высота подъема долота при бурении плотных и крепких пород должна составлять 0,5—0,6 м. Масса ударной штанги при диаметре последней от 42 до 115 мм должен быть равен соответственно 15—210 кг.

После углубления долота на 0,3—0,4 м очистка скважины от разрушенной породы производится с помощью желонки.

Для заполнения желонки ее несколько раз сбрасывают на забой скважины с высоты 0,5—1 м.

Следует отметить, что при ударном ручном бурении возможен процесс бурения скважины с очисткой забоя путем промывки. Циркуляция раствора в этом случае создается ручным насосом.

Глава VIII

ОТБОР ПРОБ ПОЛЕЗНЫХ ИСКОПАЕМЫХ

ТРЕБОВАНИЯ К ОБРАЗЦАМ ГОРНЫХ ПОРОД, ПОЛУЧАЕМЫМ ПРИ БУРЕНИИ

Образцы горных пород, получаемые при бурении, используются для большого комплекса исследований. По образцам определяют петрографические и фациально-литологические характеристики, возрастные признаки пород, глубину и элементы залегания отдельных толщ и слоев, геолого-минералогические факторы, вещественный состав руд, количество и качество заключенных в рудах полезных компонентов, технологические свойства пород, физико-механические свойства и т. д.

Основным условием для изучения образцов при колонковом бурении является получение необходимого количества ядерного материала и его представительность.

Для практических целей размер и, в частности, масса пробы устанавливаются главным образом в зависимости от вида опробования и характера распределения полезных компонентов.

Для химического опробования во многих случаях масса пробы составляет не более 100—800 г, для технологического опробования она может достигать нескольких сотен килограмм и даже тонн.

В связи с внедрением в практику геологоразведочных работ высокопроизводительных методов твердосплавного и алмазного бурения породоразрушающим инструментом малого диаметра (76 мм и менее) встал вопрос о минимально допускаемом диаметре ядра для получения представительных ядерных проб полезного ископаемого.

Изучение вопроса минимально допустимых диаметров ядра в ВИТР, анализ отечественной и зарубежной практики и проведение лабораторных исследований позволили дать рекомендации по минимальным допускаемым диаметрам ядра для различных типов рудных месторождений (табл. 26).

При бурении скважин породоразрушающим инструментом диаметром 46—59 мм обеспечивается проведение всех видов каротажа и инклинометрии.

Внедрение малых диаметров при разведке угольных месторождений связано с рядом трудностей, так как недостаточно проработана методика опробования в скважинах малого диаметра и отсутствуют эффективные средства отбора проб угля и газа в скважинах диаметром менее 76 мм.

Таблица 26

Генетические типы месторождений	Главнейшие промышленные руды	Минимально допустимые диаметры керна, мм			
		отечественная практика	зарубежная практика	расчетные	рекомендуемые
Собственно-магматические	Хромитовые	30	—	22	22
	Титано-магнетитовые	30	—	14—22	32
	Медно-никелевые	30	22,2—32	32—42	32—42
	Редкометалльные	—	—	32	32
Пегматитовые	Редкометалльные	—	28,6—41,3	12—60	42—60
Контактово-метасоматические скарновые	Железные	30—40	28,6	14—22	32
	Молибдено-вольфрамовые руды	—	—	32—60	32—60
	Медные	—	28,6	—	32
	Руды других металлов (золото, свинец, цинк)	—	28,6	32	32
Гидротермальные	Колчеданные	30	22,2; 24; 28,6	14—32	32
	Медистые песчаники	—	—	22	22
	Сидеритовые	30	—	14	22
	Вольфрамо-молибденовые	—	28,6—54,0	32—42	32—60
	Оловянные	—	23,8—33,3	32—42	32—42
	Свинцово-цинковые	30—40	28,6	22—42	32—42
	Сурьмяно-ртутные и мышьяковые	—	—	60	60
	Золотые	30	19,0—28,3	32—60	22—32
Осадочные	Урано-ванадиевые	—	19,0	—	22
	Силикатные никелевые	—	—	24—42	22—42
Осадочные	Золотоносные «шляпы»	—	28,3	22	32
	Железные кварциты	30—40	20,6	22—32	32
Метаморфогенные	Золотоносные конгломераты с ураном	—	31,4	—	32
	Бокситы	—	28,6	32—42	32—42

Основным диаметром скважин по углю является 93 мм. Вместе с тем опыт работ, проводившихся в Кузбассе, Печорском угольном бассейне и в ряде районов Донбасса, дает основание делать вывод о возможности немедленного внедрения бурения скважин диаметром 76 мм с перспективой его замены на диаметр 59 мм.

Количество керна определяется не только его диаметром, но и выходом, который обычно определяется как отношение

длины извлеченного керна к длине пробуренного интервала, выраженное в процентах. В некоторых случаях, когда определение длины керна затруднено, используют массовый или объемный способы определения процента выхода керна.

Для подавляющего большинства полезных ископаемых плановый выход керна устанавливается не ниже 70—80%. Плановый выход керна обеспечивается при использовании специальных технических средств бурения.

Для повышения качества опробования в случаях низкого процента выхода керна при избирательном истирании керна и бескерновом бурении скважин прибегают к отбору проб шлама. Шлам может отбираться либо на поверхности по мере его удаления из скважины, либо непосредственно в скважинах с помощью специальных устройств.

Основными требованиями к условиям отбора проб шлама являются вынос в шламособорник всех частиц разбуриваемого материала, независимо от их размеров и плотности и отсутствие привноса в шламовую пробу материала с других интервалов (со стенок скважины или с ранее пройденного интервала при плохой очистке скважины от шлама). Если указанные условия соблюдены, то шламовые пробы оказываются достаточно представительными.

В процессе бурения инженерно-геологических скважин образцы породы служат либо для визуального изучения геологического разреза, либо для определения физико-механических свойств грунта в лабораторных условиях.

В первом случае используются все известные способы бурения скважин. Пробы отбираются как в виде кернов, так и в виде разрушенной породы (шнековое, ударное бурение долотами), а также путем сбора шлама. Во втором случае отбираются монолиты — образцы породы с ненарушенной структурой.

Исходя из требований ГОСТ 12071—72 «Грунты. Отбор, упаковка, транспортирование и хранение образцов», внутренний диаметр грунтоносов для отбора монолитов грунта (за исключением крупнообломочных) должен быть не менее 94 мм при высоте не менее одного и не более двух диаметров.

Кроме монолитов, отбираются нарушенные пробы грунта из забоя или с очищенных стенок скважины. Объем таких образцов должен быть не менее 2000 см³ для скальных и крупнообломочных, 1000 см³ для песчаных и 500 см³ — для глинистых пород.

Образцы жидких и газообразных полезных ископаемых отбираются либо на поверхности (путем откачек или в процессе естественного выхода), либо непосредственно в скважине различными пробоотборниками. Необходимо стремиться к использованию таких технических средств, которые обеспечивают отбор проб в условиях, близких к природным, и сохраняют эти условия до момента лабораторных исследований.

ФАКТОРЫ, ОПРЕДЕЛЯЮЩИЕ ФОРМИРОВАНИЕ КЕРНА

При пересечении скважиной толщи полезного ископаемого или других участков разреза, подлежащих детальному геологическому или химико-технологическому исследованию, стопроцентный выход керна можно получить только в абсолютно устойчивых монолитных породах. В большинстве случаев часть керна в процессе бурения разрушается. Проф. С. С. Сулакшин выделяет геологические, технические, технологические и организационные факторы, влияющие на формирование керна.

Геологические факторы: петрографический состав, структура, текстура, метаморфизм, условия залегания пород, угол встречи скважины с плоскостью напластования, трещиноватость, квиваж и др. определяют физико-механические свойства пород и, следовательно, их сопротивляемость разрушению.

Технические факторы связаны с конструктивными особенностями и условиями работы механизмов получения керна.

К технологическим факторам относятся способы удаления продуктов разрушения пород, количество и качество очистных агентов, способ разрушения пород при бурении, а также продолжительность рейса и скорость бурения, определяющие время воздействия на керн тех или иных факторов.

Отрицательно сказываются на выход керна по полезному ископаемому организационные недостатки буровых работ: отсутствие контрольно-измерительных приборов, рациональных средств отбора керна, точного геологического разреза по скважине, недостаточная квалификация обслуживающего персонала.

Рассматривая характер влияния отдельных факторов на формирование керна, можно выделить из них наиболее существенные и определить пути повышения выхода керна. Решающее значение при формировании керна имеют физико-механические свойства пород (прочность, однородность слагающих ее минералов, сплошность и связь между частицами).

В процессе бурения керн подвергается воздействию промывочной жидкости и избирательному истиранию. Некоторые породы размываются промывочной жидкостью или растворяются в ней.

На интенсивность избирательного истирания керна влияет угол встречи колонкового снаряда с плоскостью напластования, со слоистостью, трещиноватостью, прожилками.

Чем больше угол встречи, тем меньше интенсивность истирания. В то же время с уменьшением угла встречи увеличивается вероятность самозаклинивания керна и истирания ранее выбуренного керна по его торцу.

За основу «Инструктивных указаний по отбору керна при колонковом бурении геологоразведочных скважин» Министерства геологии СССР принята классификация горных пород по

трудности отбора керна, разработанная в МГРИ под руководством проф. С. А. Волкова.

Породы по классификации делятся на четыре группы.

Первая группа — породы и полезные ископаемые, практически не разрушаемые промывочной жидкостью и вибрациями снаряда, монолитные и слаботрещиноватые.

К этой группе относятся породы в высшей степени твердые (XI и XII категории), очень твердые (X категории), твердые (IX категории), средней (VIII—VI категории) и малой твердости (V и IV категории по буримости).

Вторая группа — породы и полезные ископаемые, разрушающиеся промывочной жидкостью и вибрациями снаряда. Эти породы могут быть сильно трещиноватыми и перемежающимися по твердости. К этой группе отнесены породы средней (VI и VII категории), малой твердости (IV и V категории) и мягкие (III категория по буримости).

Третья группа — легко растворимые, а также многолетне-мерзлые породы. К этой группе относятся породы малой твердости (IV и V категории по буримости).

Четвертая группа — породы и полезные ископаемые, размываемые промывочной жидкостью. К этой группе относятся породы рыхлые и сыпучие (II и I категории по буримости).

В породах первой группы обычно не требуется применять какие-либо меры повышения выхода керна, для остальных групп эти меры необходимы.

ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ МЕРОПРИЯТИЯ ПО ПОВЫШЕНИЮ ВЫХОДА КЕРНА

На формирование керна значительное влияние оказывает способ бурения. При алмазном бурении выход керна выше, чем при твердосплавном и дробовом. В свою очередь применение твердосплавного бурения вместо дробового в условиях, где это возможно, позволяет увеличить выход керна. Это связано с формой и конструкцией породоразрушающего инструмента, характером его работы на забое скважины.

Увеличение диаметра керна способствует повышению его выхода при дробовом бурении и при бурении твердосплавными коронками в породах второй и третьей группы. Минимальный диаметр твердосплавного бурения в этих породах устанавливается соответственно 76 и 93 мм.

Разрушение керна в колонковой трубе и измельчение его кусков усугубляется при уменьшении длины колонковой трубы и увеличении зазора вокруг нее за счет угла перекоса ее в скважине. Поэтому при бурении по полезному ископаемому не следует применять короткие колонковые трубы даже при сокращенной длине рейса.

Проводившимися исследованиями (П. В. Полежаев, А. И. Руденко и др.) установлено, что снижение величины углубки за

рейс имеет положительное значение для повышения процента выхода керна в породах очень слабых, легко размываемых и разрушаемых при воздействии вибраций. Определяющим является не сама длина рейса, а время воздействия разрушающих факторов на керн в колонковой трубе.

В рыхлых, сыпучих, несвязных породах (IV группа) рациональная длина рейса не превышает 0,5—0,7 м. В породах мягких и малой твердости (II группа) длина рейса не должна превышать для категорий буримости III, IV, V соответственно 1,5; 3,0; 4,5 м. При выходе керна ниже 75—70% длину рейса необходимо уменьшить до 1,0—2 м. Выход керна по разрушенным, сильно трещиноватым породам VII—IX категорий при уменьшении длины рейса ниже 2,0—1,5 м существенно не увеличивается.

Сокращение длины рейса ведет к снижению производительности труда и удорожанию работ. Поэтому вопрос о рациональной длине рейса должен в конкретных условиях решаться на основе фактических данных, полученных при наиболее оптимальных условиях.

Нерационально сокращать длину рейса, если увеличение процента выхода керна существенно не улучшает качества геологической документации или результатов изучения проб полезного ископаемого.

При бурении маломощных пластов или пропластков полезного ископаемого, разделенных пустыми породами, рейсовое углубление должно превышать мощность пласта или пропластка, чтобы заклинивание керна производилось в пустой породе.

Скорость вращения бурового снаряда двояко влияет на выход керна. С повышением скорости увеличиваются частота и сила ударов о керн, величина центробежных сил, ухудшающие выход керна. Но повышение скорости вращения ведет обычно к росту механической скорости, вследствие чего уменьшается время воздействия отрицательных факторов на керн. Это необходимо учитывать при выборе режима бурения по полезному ископаемому, опираясь на опыт работ на данном месторождении.

В сильно трещиноватых и рассланцованных породах рекомендуется снижать скорость вращения до 100 об/мин.

Изменение осевой нагрузки на коронку в большинстве случаев мало влияет на выход керна, но при повышении осевой нагрузки увеличивается изгиб колонковой трубы, что может ухудшить сохранность керна.

Важными технологическими факторами являются количество, качество и схема движения промывочной жидкости.

В слабых, легко размываемых породах (II группа) необходимо снижать интенсивность промывки. Минимальное значение промывочной жидкости должно быть достаточным, чтобы не до-

пустить накапливания шлама между керном и породой; максимальное значение зависит от размываемости пород.

Рекомендуется увеличивать зазор между керном, колонковой трубой и стенками скважины при использовании ребристых коронок и коронок с увеличенным выпуском резцов на стороны.

Предельная скорость потока жидкости не должна превышать указанные в табл. 27 скорости.

Т а б л и ц а 27

Категория пород по буримости	Предельная скорость потока, м/с	
	при промывке глинистым раствором	при промывке водой
I	1,5	0,4
II	2,2	1,2
III	5,0	3,4

Величина водоотдачи глинистого раствора не должна превышать 5—10 см³ за 30 мин.

В сильно трещиноватых и рассланцованных породах интенсивность промывки должна ограничиться 4—5 л на 1 см диаметра коронки для алмазного и 6—8 л — для твердосплавного бурения.

В перемежающихся по твердости сильно трещиноватых и подверженных избирательному истиранию породах эффективно применение обратной схемы промывки. Опыт бурения в Криворожье свидетельствует о возможности увеличения выхода керна за счет обратной промывки улучшенным глинистым раствором в 3—8 раз.

При бурении пород III группы, легко растворимых и многолетнемерзлых, должны применяться солевые растворы. В многолетнемерзлых породах с насыщением жидкости солью снижается температура ее замерзания. Но насыщение выше 10% не рекомендуется во избежание разрушения мерзлых пород.

Породы IV группы должны пробуриваться при минимально возможной подаче промывочной жидкости (лучше всего глинистых растворов с малой водоотдачей и повышенной вязкостью). Эффективно применение бурения без промывки. Рекомендуется безнасосное бурение снарядами со шламовой трубой.

На сохранность керна при его подъеме из скважины оказывает влияние качество его заклинивания.

В мягких породах широко практикуется «затирка всухую», осуществляемая бурением без подачи промывочной жидкости на глубину 5—10 см.

Во избежание выталкивания керна столбом промывочной жидкости, находящейся в трубах, необходимо перекрывать ка-

нал путем заброски шарика-клапана или использования сливных переходников.

В монолитных и хрупких трещиноватых породах заклинивание керна осуществляют различным заклиночным материалом: сечкой из мягкой проволоки (алюминий, медь), битой породой, стеклом. В породах с ослабленной прочностью часто для заклинивания применяют стержни или скрутки из алюминиевой проволоки длиной 10—12 см и диаметром до 3—5 мм в комбинации с обычным заклиночным материалом.

Перед заклиниванием останавливают вращение бурильных труб и промывают забой от шлама. Затем засыпают заклиночный материал через бурильные трубы, посылая вначале крупные его фракции. Включают насос, и по резкому повышению давления на манометре отмечают дохождение заклиночного материала до коронки. Насос выключают. Резким поворотом бурильной колонны срывают керн с забоя.

Чтобы убедиться, что керн сорван и заклинен в коронке, необходимо приподнять буровой инструмент и снова поставить его на забой. Если замер не увеличивается, следовательно, керн сорван и заклинен. При алмазном бурении керн хорошо заклинивается с помощью кернорвателя. Кернорватели находят все большее применение и при твердосплавном бурении. Если используется обратная схема промывки, то керн обычно хорошо заклинивается шламом породы после прекращения циркуляции промывочной жидкости.

Когда перечисленные выше мероприятия по повышению выхода керна при бурении обычным колонковым снарядом оказываются недостаточными, то прибегают к использованию двойных колонковых труб и специальных снарядов.

ТЕХНИЧЕСКИЕ СРЕДСТВА ПОЛУЧЕНИЯ КЕРНОВЫХ ПРОБ ПРИ ВРАЩАТЕЛЬНОМ БУРЕНИИ С ПРОМЫВКОЙ

Основными задачами получения представительных керновых проб являются:

защита керна от воздействия потока промывочной жидкости или создание потока, направление течения и сила которого благоприятствуют сохранности керна;

защита керна от механических воздействий вращающейся колонковой трубы;

надежный отрыв керна от забоя и удержание его в керноприемной трубе.

В связи с разнообразием геолого-технических условий бурения и большим числом организаций, проводящих буровые работы, создано более ста конструкций бурового инструмента для повышения выхода керна и отбора образцов пород.

Наибольшее распространение при вращательном бурении с промывкой получили двойные колонковые трубы. Они обычно включают в себя две концентрически расположенные колонко-

вые трубы, специальную буровую коронку, кернорвательное устройство, систему подвески внутренней невращающейся колонковой трубы, систему клапанов и других деталей для формирования определенных потоков жидкости.

Кроме термина «двойная колонковая труба» (по ГОСТ 16275—70), в технической литературе широко распространено название «двойной колонковый снаряд» (ДКС). Для отбора качественных керновых образцов существуют также специальные снаряды, не являющиеся двойными.

Проф. С. С. Сулакшин, классифицируя известные снаряды для получения керна, разделяет их на три группы: работающие с прямой промывкой, создающие местную (призабойную) обратную промывку, работающие без промывки.

В первой группе наиболее удовлетворяют требованиям защиты керна от разрушения такие двойные колонковые трубы, при бурении которыми керн не только предохраняется от размывания за счет прохода жидкости в зазоре между трубами, но и от истирания, так как внутренняя колонковая труба в процессе бурения не вращается.

При перебурировании угольных пластов в Донбассе применяются двойные колонковые трубы конструкции С. Е. Алексеевко (рис. 75). Внутренняя труба 10 имеет на нижнем конце штамп 12, который вдавливается в угольный пласт, опережая коронку 13, обуривающую забой. Давление на штамп 12 передается от колонны буровых труб через переходник 1, шпindelь 2, переходник 4, пружину 18, шариковую пятую 17, упорный шток 8, переходник 9 и трубу 10. Чем тверже уголь, тем больше сжимается пружина 18 и меньше опережение штампа 12 по отношению к коронке 13. Внутренняя труба связана с вращающейся частью через шариковый подпятник 17. Поэтому за счет трения штампа о породу внутренняя труба затормаживается и не вращается.

Промывочная жидкость проходит через канал в шпindelь 2 и зазор между трубами 10 и 15 к забою, не воздействуя на керн, находящийся в керноприемной гильзе 11. Призабойная часть керна также защищена от воздействия потока вдавленным в уголь штампом.

Вращение на наружную трубу передается через сухари 3 шпindelя 2 и муфту включения 16. Жидкость, вытесняемая входящим в керноприемную гильзу 11 керном, выходит через шариковый клапан 19, канал штока 8, внутреннюю полость патрубку 6, канал в переходнике 4 и выводной канал 20 в затрубное пространство. Сальники 21 и 22, размещенные в муфте 16 и ниппеле 7, предохраняют от утечек промывочной жидкости; предохранительный патрубок 5 защищает от загрязнения узел сочленения муфты включения 16 и шпindelя 2.

После того как пласт пробурен, двойную трубу поднимают. При этом сначала поднимается внутренний узел (детали 1—12),

а остальная часть остается на месте. Пружины паука 14, находившегося между штампом 12 и коронкой 13, освобождаются и подхватывают керн. Шариковый клапан 19 предохраняет керн от выдавливания промывочной жидкостью при подъеме.

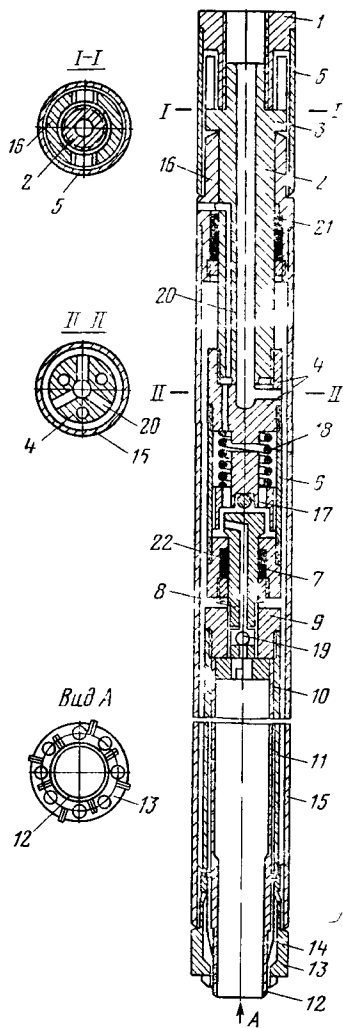


Рис. 75. Двойная колонковая труба С. Е. Алексеенко

в верхнем положении узлы снаряда вновь фиксируются; обеспечивается слив жидкости из бурильных труб в процессе подъема.

Двойные колонковые трубы с внедряющимся в породу штампом не могут применяться в твердых породах. В этом случае следует использовать двойные колонковые трубы (снаряды) обуривающие керн. Примером такого снаряда может служить ДКС-У-ТПИ (рис. 76), разработанный в Томском политехническом институте под руководством проф. С. С. Сулакшина и применяемый в Кузбассе.

Данный снаряд имеет ряд преимуществ:

при спуске снаряда в скважину и бурении внешний и внутренний узлы зафиксированы шариком 6;

перед бурением обеспечивается возможность промывки керноприемной трубы через центральный канал (рис. 76, а), который затем перекрывается сбрасываемым через колонну бурильных труб шариком;

при бурении промывочная жидкость вытесняется в полость скважины через каналы, не имеющие клапанов;

керн срывается секторным кернорвателем 21, который освобождается после сбрасывания через трубы второго шарика 10, повышения давления жидкости, перемещения золотника 3, освобождения шарикового запора 6 и подъема внутреннего узла (рис. 76, б);

конструкция кернорвателя обеспечивает почти полное перекрытие сечения трубы, что исключает потери керна;

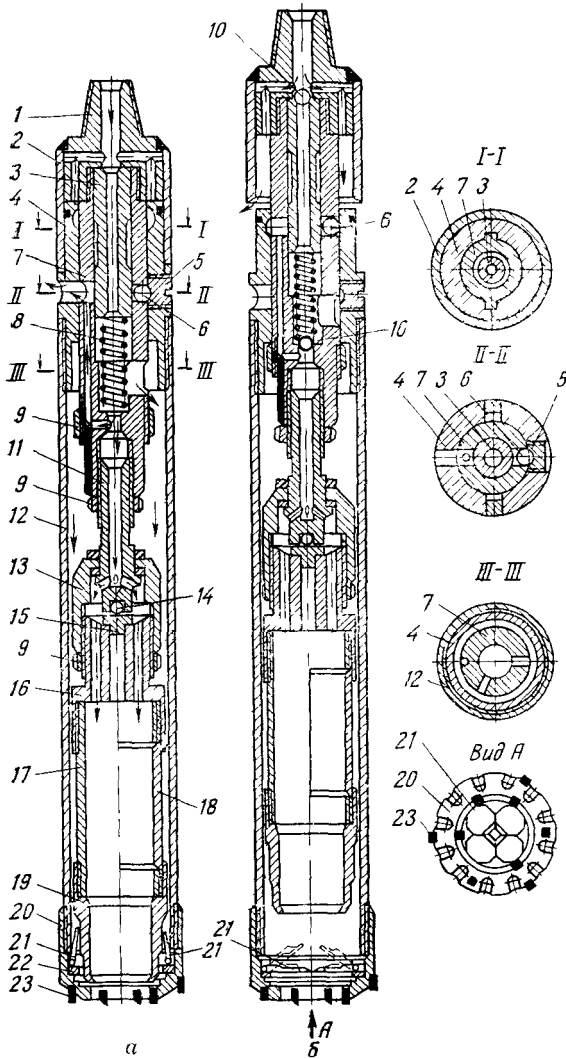


Рис. 76. Двойной колонковый снаряд ДКС-У-ТПИ:
 1 — переходник; 2 — цилиндр; 3 — запорный золотник; 4 — корпус; 5 — пробка; 6 — шарик; 7 — шпилька; 8 — пружина; 9 — контргайка; 10 — шарик; 11 — винт регулировочный; 12 — колонковая труба; 13 — корпус внутреннего узла; 14 — шарик; 15 — подпятник; 16 — головка; 17, 18 — керноприемная труба; 19 — керноприемный стакан; 20 — коронка; 21, 22 — секторное кернорвательное устройство; 23 — резцы

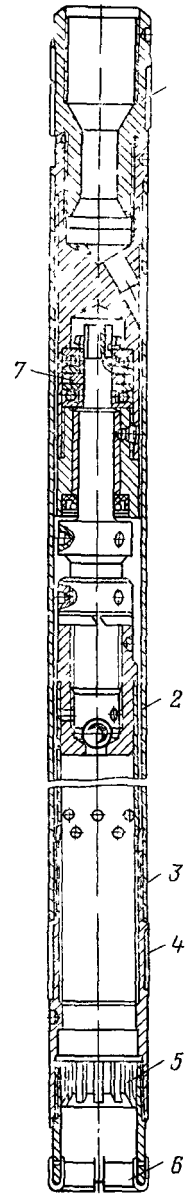


Рис. 77. Двойная колонковая труба ВИР ТДН:
 1 — переходник; 2 — наружная труба; 3 — внутренняя труба; 4 — расширитель; 5 — кернорватель; 6 — алмазная коронка; 7 — узел подвеса

Для бурения по полезному ископаемому алмазными коронками малого диаметра применяются двойные трубы ВИТР ТДН (рис. 77).

Снаряды второй группы основаны на том, что при создании в колонковой трубе обратного потока жидкости создаются более благоприятные условия для сохранности керна. Отделяющиеся от керна частицы породы не попадают в этом случае в призабойную зону, где они при прямой схеме промывки разрушаются коронкой и способствуют разрушению керна. Поток жидкости они поднимаются в верхнюю, незаполненную керном часть трубы и находятся там во взвешенном состоянии.

Метод создания местной обратной циркуляции жидкости при помощи так называемого «безнасосного» бурения уже рассматривался ранее. Существует ряд систем для создания призабойной обратной промывки при помощи эрлифта и погружных насосов.

Наибольшее распространение получили двойные колонковые трубы (снаряды) с водоструйным (эжекторным) насосом.

На рис. 78 приведена схема эжекторного колонкового снаряда ЭКС, разработанного в КазНИИМС под руководством А. А. Гребенюка.

Снаряд состоит из эжекторного насоса (3, 5, 6, 7), закрепленного на переходнике 2, невращающейся керноприемной трубы 16, подвешенной на шарикоподшипниковой опоре (9—15), керноудерживающего устройства (17, 18, 19), наружной трубы 4 и специальных коронок для дробового, твердосплавного или алмазного бурения.

В породах нечувствительных к истиранию может использоваться более простой вариант снаряда с вращающейся внутренней трубой. В этом случае детали 9—15 заменяются одной деталью 23.

Керноудерживающее устройство состоит из керноудерживающих пружин 17, изготовленных из стальной проволоки и вставленных в корпус 18.

Принцип работы снаряда основан на преобразовании в призабойном участке скважины прямого потока промывочной жидкости в комбинированный, при котором промывка забоя осуществляется одновременно и прямым и обратным потоками жидкости.

Поток жидкости, вытекая с большой скоростью из насадки 3 эжекторного насоса, увлекает за счет эжекторного эффекта жидкость из полости патрубка 6, поступает в диффузор 5 и вытекает через канал *a* в зазор между трубами.

В полость патрубка 6 жидкость поступает из внутренней части колонковой трубы 16 через полость опорного винта 9 и канал 6.

Из межтрубного зазора промывочная жидкость выходит к забою, где разделяется на два потока: один идет по внешнему

кольцевому пространству к устью скважины, другой — в керноприемную трубу за счет подсоса. Скорость восходящего потока во внутренней колонковой трубе должна быть такой, чтобы удерживать во взвешенном состоянии частицы разбуhrиваемой породы, но не выносить их из трубы.

Для обеспечения такого потока в скважину должны подаваться жидкость в начале рейса 40—65 л/мин, а в конце — 70—130 л/мин в зависимости от диаметра снаряда. Увеличенные количества подаваемой жидкости в течение рейса следует осуществлять в связи с ростом сопротивления восходящему потоку, создаваемому по мере наполнения керноприемной трубы керном.

При нормальном восходящем потоке керн и все его отдельные обломки и частицы находятся в керноприемной трубе и извлекаются по окончании рейса. Наличие восходящего потока жидкости внутри трубы не дает частицам породы осаждаться в зазоре между керном и трубой, что ликвидирует самозаклинивание керна, обычно возникающее при прямой схеме промывки и приводящее к самоочищению керна.

При работе снарядом ЭКС удержание керна осуществляется пружинным кернодержателем. Керн может быть заклинен также путем уменьшения в конце рейса подачи промывочной жидкости до величины 10—15 л/мин. При этом прекращается подсос жидкости эжекторным насосом, ликвидируется восходящий поток, а

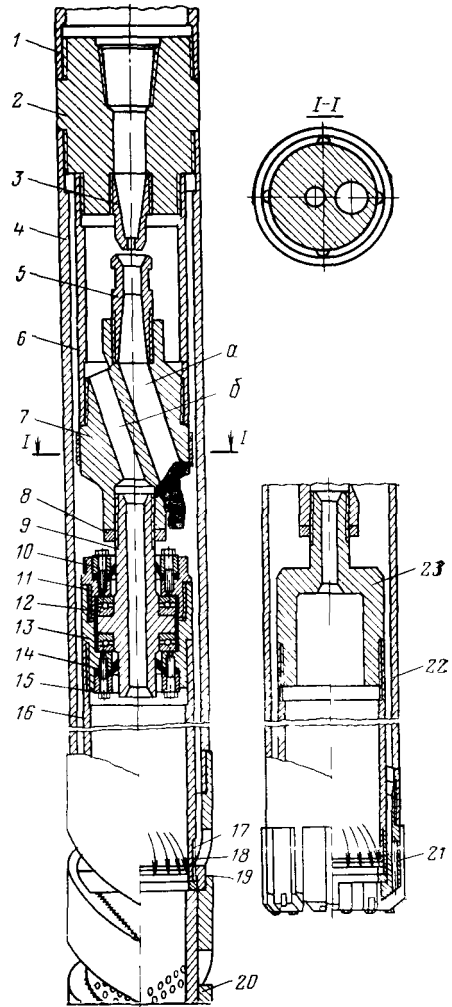


Рис. 78. Эжекторный колонковый снаряд ЭКС:

- 1 — шламовая труба; 2 — верхний переходник, 3 — пазадка; 4 — наружная труба для дробовой коронки; 5 — диффузор; 6 — соединительный патрубков; 7 — распределительная головка, 8 — гайка; 9 — опорный винт, 10 — кольцо; 11 — крышка шарикоподшипникового узла, 12 — упорный шарикоподшипник; 13 — корпус подшипников; 14 — манжета, 15 — болт, 16 — керноприемная труба; 17 — керноудерживающая пружина; 18 — корпус кернодержателя, 19 — сепаратор, 20 — коронка дробовая ДКЗ, 21 — коронка твердосплавная ТКЗ; 22 — наружная труба для твердосплавной коронки; 23 — переходник жесткой подвески; а и б — промывочные каналы

частицы породы осаждаются в зазоре между трубой и керном, прочно захватывая его.

Существуют эжекторные снаряды с одной колонковой трубой. Их преимуществом является увеличение диаметра керна, но область применения ограничена, так как в случае прекращения подсоса жидкости в трубу из-за перекрытия ее сечения кусками керна возникает реальная угроза неожиданного прихвата снаряда.

Третья группа снарядов без промывки применяется в основном в мягких породах при вибрационном, ударно-канатном и шнековом бурении.

ОТБОР ПРОБ ГОРНЫХ ПОРОД ПРИ ВИБРАЦИОННОМ, УДАРНО-КАНАТНОМ И ШНЕКОВОМ БУРЕНИИ

Особенностями, отличающими опробование при оурении скважин вибрационным, ударно-канатным и шнековым способами, являются:

преимущественно отбор проб грунтов мягких и малой твердости;

необходимость отбора проб разрушенной породы при шнековом и ударно-канатном бурении;

необходимость периодического отбора монолитов.

Среди применяемых способов бурения кольцевым забоем в мягких породах наилучшее качество инженерно-геологической документации обеспечивает вибрационный способ. Ничем не ограниченный режим вибробурения позволяет с высокой точностью (до 0,2—0,3 м) устанавливать литологические границы буримых пород.

При повышенных требованиях к точности рекомендуется:

устанавливать продолжительность вибрирования инструмента не более 2 мин в песчаных и 3—4 мин в глинистых грунтах;

углубку за рейс производить не более 2 м в песках и супесях, 1—2 м — в суглинках и глинах, 0,3—0,5 — в полутвердых грунтах;

прекращать бурение, если скорость погружения зонда снизилась, до 0,02 м/мин;

применять в слабоустойчивых породах зонды с узкой продольной прорезью и зонды с клапанами.

Ударно-канатный способ бурения кольцевым забоем стаканами также обеспечивает удовлетворительное качество керна. Углубка за рейс для «клюющего» и забивного способов бурения скважин диаметром 70—219 мм устанавливается в зависимости от свойств пород в пределах 0,3—0,8 м. Для бурения слабоустойчивых пород следует применять стаканы с клапанами.

При полном разрушении забоя скважины долотами образцы породы отбираются из-под клапана желонки. В гравийно-песча-

ных породах возможно перемешивание частиц из отдельных прослоев породы. Необходимо отбирать образец породы из желонки после ее последнего спуска в скважину. Порода следует тщательно перемешать, и взять среднюю пробу для данной глубины забоя.

На россыпных месторождениях в талых породах для качественного опробования бурение ведется с креплением скважины обсадными трубами методом ходовой колонны с опережением забоя скважины. После долбления порода извлекается желонками.

Величина рейса по продуктивным отложениям обычно составляет 0,2—0,4 м. Трубы должны опережать забой на величину не менее 1 рейса. Эти меры позволяют избежать привноса породного материала извне и точно привязать к глубине скважины извлеченную пробу.

Всесоюзным научно-исследовательским институтом золота и редких металлов (ВНИИ-1) рекомендуется для отбора проб поршневая желонка Р-8Ж-4У с шаровым клапаном и двумя поршнями, показавшая наилучшие результаты по извлечению золота по сравнению с другими типами и наиболее полной очистке забоя (рис. 79).

Перед отбором пробы в скважину следует залить 15—20 л воды. Желонка опускается в скважину 3—4 раза, причем для полной ее загрузки при первом опускании производится 4—5 ходов штока, при втором 3—4, третьем и четвертом 2—3.

Образцы пород при шнековом бурении могут отбираться у устья скважины из выносимой породы, с лопастей буровых шнеков, поднятых на поверхность, с забоя при помощи специальных грунтоносов.

На поверхность порода выносятся в виде комков и лент различной конфигурации, часто покрытых сверху оболочкой инородной породы со стенок скважины. Поэтому необходимо изучать внутреннее строение взятого образца, разламывая его. Образцы пород являются достаточно представительными, чтобы получить данные о типе породы, гранулометрическом составе песчано-глинистых пород, ориентировочно объеме весе и влажности породы.

Важной при геологической документации шнековых скважин является привязка отбираемых на дневной поверхности образцов к определенной глубине скважины.

Проф. Д. Н. Башкатов обосновал возможность определения границ слоев с точностью до 0,2—0,3 м при глубинах до 20 м и с точностью до 0,3—0,4 м при больших глубинах при помощи умножения глубины скважины в момент отбора образца на корреляционный коэффициент. Коэффициент определяется либо сопоставлением глубин залегания литологических границ слоев, полученных при шнековом и других способах бурения

или шурфовании, либо расчетом, исходя из скоростей бурения и транспортировки породы шнеком. Данный метод позволяет получать образцы без прекращения углубки скважин.

Другим методом является поинтервальное углубление скважины. После углубления скважины на длину от 0,7 до 1,5 м

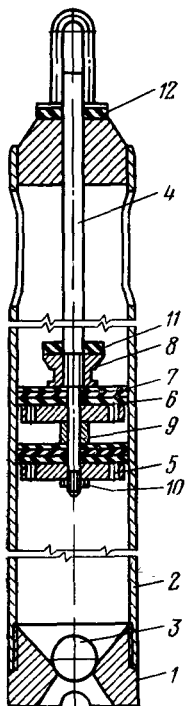


Рис 79 Поршневая желонка Р-8Ж 4У
1 — башмак, 2 — корпус, 3 — шаровой клапан
4 — шток, 5 — поршень, 6 — манжета опорная, 7 — манжета уплотнительная, 8 — упор, 9 — втулка, 10 — гайка, 11 12 — амортизаторы

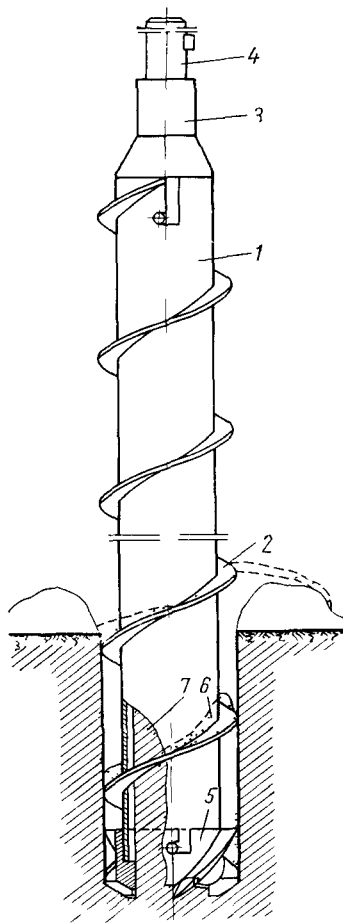


Рис 80 Колонковый шнек
1 — труба, 2 — ребра, 3 — переходник, 4 — хвостовик, 5 — коронка, 6 — шлам, 7 — керн

холостым вращением шнека выдают породу с данного интервала на поверхность. Точность отбивки границ слоев 0,1—0,2 м. В случаях, когда порода плохо транспортируется шнеком, производится поинтервальный подъем шнековой колонны и отбор образцов грунта с лопастей шнеков.

Отбор образцов при инженерно-геологических изысканиях производится различными грунтоносами, а также колонковыми шнеками.

Колонковые шнеки (рис 80) позволяют отбирать образцы пород I—IV категорий в виде столбика керна. Монолиты песчано-глинистых пород колонковыми шнеками отбирать невозможно, так как происходит скручивание керна вдоль его оси и нарушение структуры породы. Для вращательного бурения

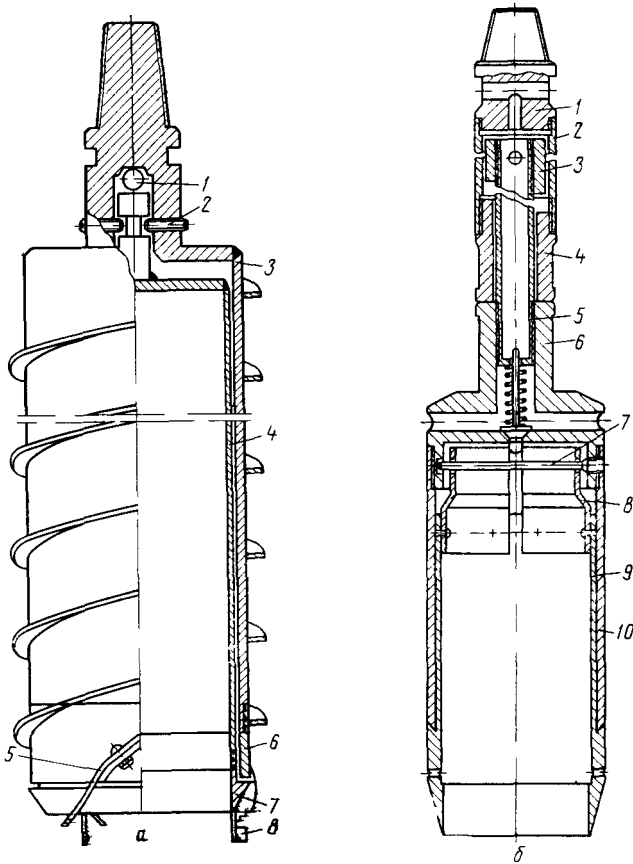


Рис. 81. Грунтоносы:

a — обуривающий грунтонос конструкции ПНИИИСа 1 — шарик 2 — винты 3 — корпус 4 — стакан, 5 — съемные резцы, 6 — вращающийся корпус, 7 — башмак 8 — тормозные лопасти, 6 — забивной грунтонос конструкции Гидропроекта 1 — переходник, 2 — корпус Ударника 3 — муфта, 4 — ударник, 5 — штанга, 6 — головка 7 — винт стопорный 8 — ползушки 9 — полугильзы, 10 — корпус

в этом случае используются специальные грунтоносы, снабженные невращающимся керноприемным стаканом

Наиболее распространен отбор монолитов забивными или вдавливаемыми грунтоносами (около 80% от всех способов отбора монолитов)

Производственным и научно-исследовательским институтом по инженерным изысканиям в строительстве (ПНИИИС) совместно с рядом других проектно-изыскательских организаций

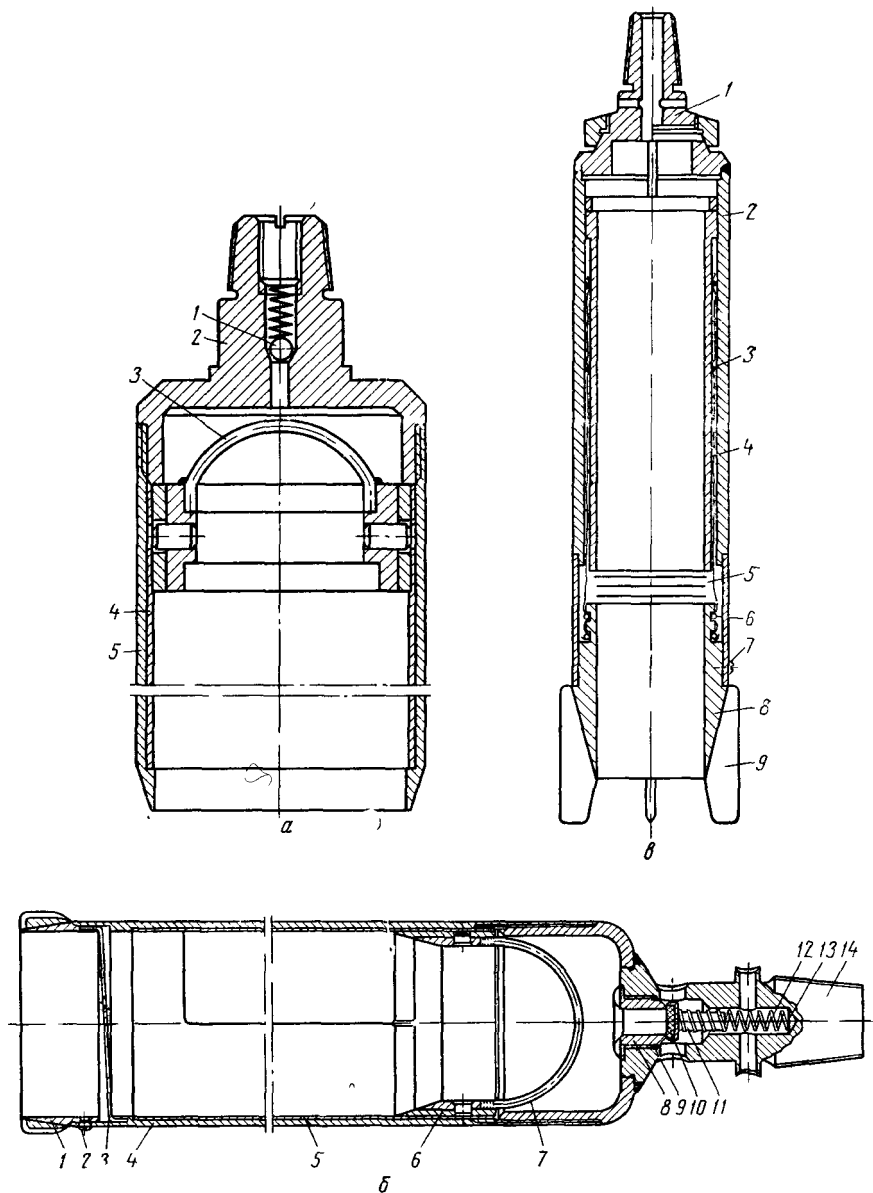


Рис. 82. Вдавливаемые грунтоносы:

а — I модель конструкции Энергосетьпроекта—ПНИИСа 1 — клапан, 2 — переходник; 3 — рукоятка, 4 — гильза, 5 — корпус
б — II модель конструкции ПНИИСа—ЦТИСИЗа: 1 — башмак; 2 — винты, 3 — проволочные дуги, 4 — корпус, 5 — разъемная гильза; 6, 8 — втулки; 7 — скоба; 9 — кольцо резиновое, 10 — манжета, 11 — шток; 12 — пружина; 13 — шайба; 14 — переходник
а — III модель конструкции ПНИИСа—Энергосетьпроекта 1 — переходник, 2 — корпус 3 — резиновые кольца, 4 — гильза, 5 — эластичная гильза, 6 — проволочка, 7 — винты, 8 — башмак; 9 — тормозные лопатки

разработан нормальный ряд грунтоносов (Б. М. Ребрик, А. В. Васильев, Н. И. Тычина).

Нормальный ряд представлен обуривающим, забивным и тремя вдавливаемыми грунтоносами.

Обуривающий грунтонос (рис. 81, а) предназначен для отбора монолитов глинистых грунтов твердой и полутвердой консистенций, а также плотных песков.

Основными элементами грунтоноса являются вращающийся корпус 6 со шнековой навивкой и невращающийся стакан 4 с башмаком 7, оснащенным тормозными лопастями 8.

Скорость вращения грунтоноса не должна превышать 30—40 об/мин.

Забивной грунтонос (рис. 81, б) предназначен для отбора монолитов глинистых грунтов, полутвердой, твердой и тугопластичной консистенции.

Грунтонос состоит из кernoприемного разъемного стакана (6—10) и ударной части (1—5). Ударник 4 с переходником 1 и корпусом 2 движется по направляющей штанге 5 и наносит удары по верхней части головки 6.

Вдавливаемые грунтоносы (рис. 82) предназначены для отбора монолитов лессовидных грунтов полутвердой консистенции и глинистых грунтов тугопластичной консистенции (I модель), глинистых грунтов мягкопластичной консистенции (II модель), глинистых грунтов текучепластичной и текучей консистенции, илов и водонасыщенных песков (III модель).

В грунтоносе I модели грунт после вдавливания удерживается в разъемной кernoприемной гильзе. Грунтонос II модели оборудован оригинальным клапаным устройством, обеспечивающим надежную герметизацию верхней полости грунтоноса. Над башмаком укреплены подрезающие проволочные дуги.

Грунтонос III модели снабжен эластичной гильзой, помещенной между корпусом и внутренней металлической гильзой. Перед спуском в скважину вывинчивают на один-два оборота винты, связывающие корпус и башмак, вдавливают грунтонос на 250—300 мм, а затем поворачивают на 2—3 оборота. При этом башмак не вращается, а эластичная гильза скручивается в пространстве между гильзой и башмаком в жгут и герметично перекрывает входное отверстие грунтоноса.

Ведутся работы по усовершенствованию нормального ряда грунтоносов. Существуют также другие модели грунтоносов, которые могут применяться в инженерно-геологической практике.

ОТБОР ПРОБ ГАЗА, ВОДЫ И ШЛАМА

Получение проб газа необходимо на угольных и некоторых других месторождениях твердых полезных ископаемых с целью оценки их по содержанию метана. Пробы воды отбираются при гидрогеологических исследованиях.

Пластовое давление газа независимо от глубины залегания пласта обычно меньше гидростатического давления столба промысловой жидкости. Поэтому в момент перебуривания пласта газ из угля, как правило, не выделяется.

Выделение газа из керна начинается по мере подъема снаряда и снижения гидростатического давления. Задача отбора проб газа может решаться поэтому тремя путями: 1) герметизацией керна непосредственно на забое и доставкой его в лаборатории в герметизированном снаряде; 2) предотвращением выделения газа из керна в процессе подъема, например путем замораживания его при помощи жидкой углекислоты; 3) улавливанием выделяющегося из керна во время подъема газа в специальные баллоны, установленные над двойной колонковой трубой, герметизацией керна на поверхности и частично на забое при помощи породной пробки.

На этих трех принципах и основаны известные конструкции керногазонаборников, причем наибольшее распространение имеют конструкции снарядов, улавливающих газ в процессе подъема, поскольку они наиболее просты конструктивно, а наиболее перспективными являются керногазонаборники, герметизирующие керн непосредственно на забое, так как они позволяют избежать потешь газа и керна при подъеме. Примером снаряда, улавливающего газ, является керногазонаборник КА-61 (рис. 83), разработанный С. Е. Алексеенко на базе двойного колонкового снаряда (см. рис. 75) и применяемый в Донбассе.

Внутренняя часть керногазонаборника состоит из газосборника (детали 13—19, 22) и керноприемника (детали 23, 25—29), соединенных резьбовой втулкой 31. Распорный стержень 32 проходит внутри втулки 31 и препятствует закрытию клапанов газосборника и керноприемника. Газосборник связан с узлом подвески (детали 5—12, 20, 21). За счет шаровой опоры подвески внутренняя часть керногазонаборника при бурении не вращается. В узле подвески расположено также устройство (детали 11, 12, 21), предназначенное для сохранения открытым верхнего клапана газосборника в процессе спуска снаряда.

Наружная часть керногазонаборника состоит из узла муфты включения (детали 1—4), колонковой трубы 24, коронки 28, кернодержателя 30.

В положении, показанном на рис. 83, керногазонаборник опускается на забой. От попадания в керноприемник шлама предохраняет пробка 29. Все три клапана снаряда открыты, и жидкость при спуске полностью вытесняет находившийся внутри воздух. После установки керногазонаборника на забой срезается шпилька, крепящая пробку 29. В дальнейшем пробка вместе с керном уходит внутрь керноприемника. Нижняя заостренная часть штампа 27 врежется в уголь аналогично двойной колонковой трубе. При первом обороте снаряда шпилька 11 поворачи-

чивает стержень 12, освобождает упор, и клапан 14 закрывается. При бурении керн входит в керноприемную гильзу 26, помещенную внутри трубы 25. Промывочная жидкость по мере поступления керна вытесняется через детали 22, 23 и втулки 31 в газосборник 16 и через трубку 17 в межтрубное пространство. Керногазонаборником необходимо перебурить весь пласт угля и войти в подстилающую породу на 5—10 см для того, чтобы создать породную пробку в штампе 27. При подъеме внутренняя часть кернонаборника смещается вверх, обнажая пружинный паук, который охватывает снизу керноприемную коронку и

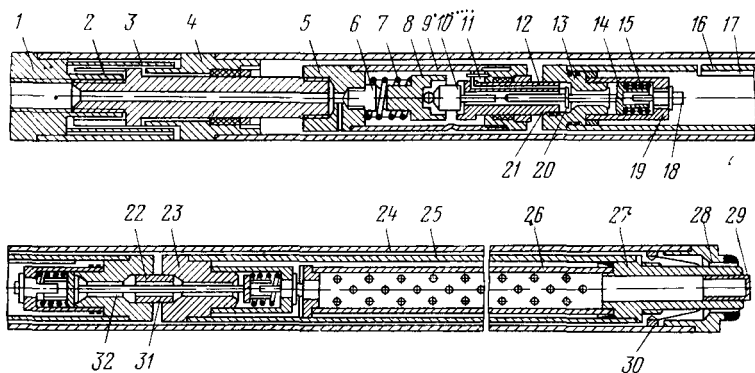


Рис. 83. Керногазонаборник КА-61:

1 — переходник; 2 — шпindelъ; 3 — втулка; 4 — муфта включения; 5 — внутренний переходник; 6, 7, 8, 9, 10 — детали амортизатора; 11 — шпилька; 12 — Г-образный стержень; 13 — втулка; 14, 15, 18, 19 — детали верхнего клапана; 16 — газосборник; 17 — трубка; 20 — упорный шток; 21 — шток; 22, 23 — корпуса клапанов; 24 — труба; 25 — внутренняя труба; 26 — керноприемная гильза; 27 — штамп; 28 — коронка; 29 — пробка; 30 — кернодержатель; 31 — резьбовая втулка; 32 — распорный стержень

предохраняет керн от выпадения. В процессе подъема снаряда по мере уменьшения гидростатического давления газ выделяется из керна и проходит в газосборник 16. Жидкость вытесняется через трубку 17. После подъема отвинчивается муфта 4 от трубы 24, извлекается внутренняя часть снаряда. Отверстие трубки 17 перекрывается специальным зажимом, а на резьбу штампа 27 навинчивается герметизирующий колпак. При разъединении газосборника и керноприемника по резьбовой втулке 31 закрываются клапаны, ранее открытые благодаря распорному стержню 32. За счет этого автоматически герметизируются обе части снаряда. После отсоединения от узла подвески газосборник и керноприемник отправляются в лабораторию.

Принципиальная схема керногазонаборников с герметизацией керна на забое скважины приведена на рис. 84.

Снаряд состоит из переводника 1, муфты 2, наружной трубы 3 с коронкой 4 и тарельчатым клапаном 5 со свинцовой

пластинкой и керногазонаборной трубы 6 с клапаном 7, открываемым штоком 8.

При спуске в скважину клапан 5 открыт (на схеме показано пунктиром). Вследствие давления штока 8 открывается клапан 7, что обеспечивает дренаж жидкости из керноприемной трубы 6. После заполнения трубы 6 керном снаряд приподнимают; внутренняя часть его перемещается относительно наружной, а клапан 5 занимает горизонтальное положение. Снова ставят снаряд на забой, задавливают башмак трубы 6 в свинцовую пластинку. Одновременно клапан 7 закрывается, а трубы 3 и 6 фиксируются специальным устройством.

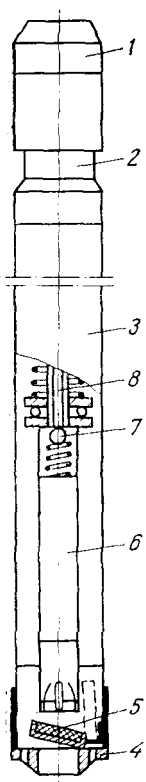


Рис. 84. Принципиальная схема герметизирующего керногазонаборника

По такому принципу устроены снаряд МакНИИ, герметический угольный пробоотборник ПГУ-89 СКБ Министерства геологии СССР и др.

Конструкции керногазонаборников, основанные на замораживании газа, имеют ограниченное до 350—550 м применение. Для обслуживания их требуется дополнительное громоздкое оборудование. В связи с этими недостатками они в практике работ были вытеснены снарядами для улавливания газа, как более простыми по устройству и эксплуатации.

Для отбора проб пластовых жидкостей и газа (в основном на нефтяных и газовых месторождениях) существуют различные конструкции пробоотборников и пластонспытателей. В последнее время некоторые из них применяются для геогеологических исследований и исследований газодности на месторождениях твердых полезных ископаемых.

Пробы воды и жидкостей с газом отбираются различными водоотборниками (рис. 85). Приемный цилиндр в них герметизируется в месте отбора пробы при помощи различных устройств, срабатывающих при сбрасывании по тросу груза.

При работе водоотборником ВСЕГИНГЕО (см. рис. 85, а) на обсадной трубе 6 укрепляют штатив 5 с лебедкой 9 и блоком 12. Для отбора пробы воды в требуемом интервале скважины в скважину опускают на тросе сначала груз 2, а затем приемный цилиндр 1 и верхнюю пробку 4.

Водоотборник АН СССР (см. рис. 85, б) также состоит из трех частей, спускаемых одновременно в разъемном состоянии. Соединение частей 1, 2, 3 происходит при сбрасывании по тросу груза 5, который действует на автомат 4.

Телескопический пробоотборник Е. В. Симонова (см. рис. 85, в) предназначен для отбора проб жидкости, содержащей растворенный в ней газ. Он состоит из трех телескопически рас-

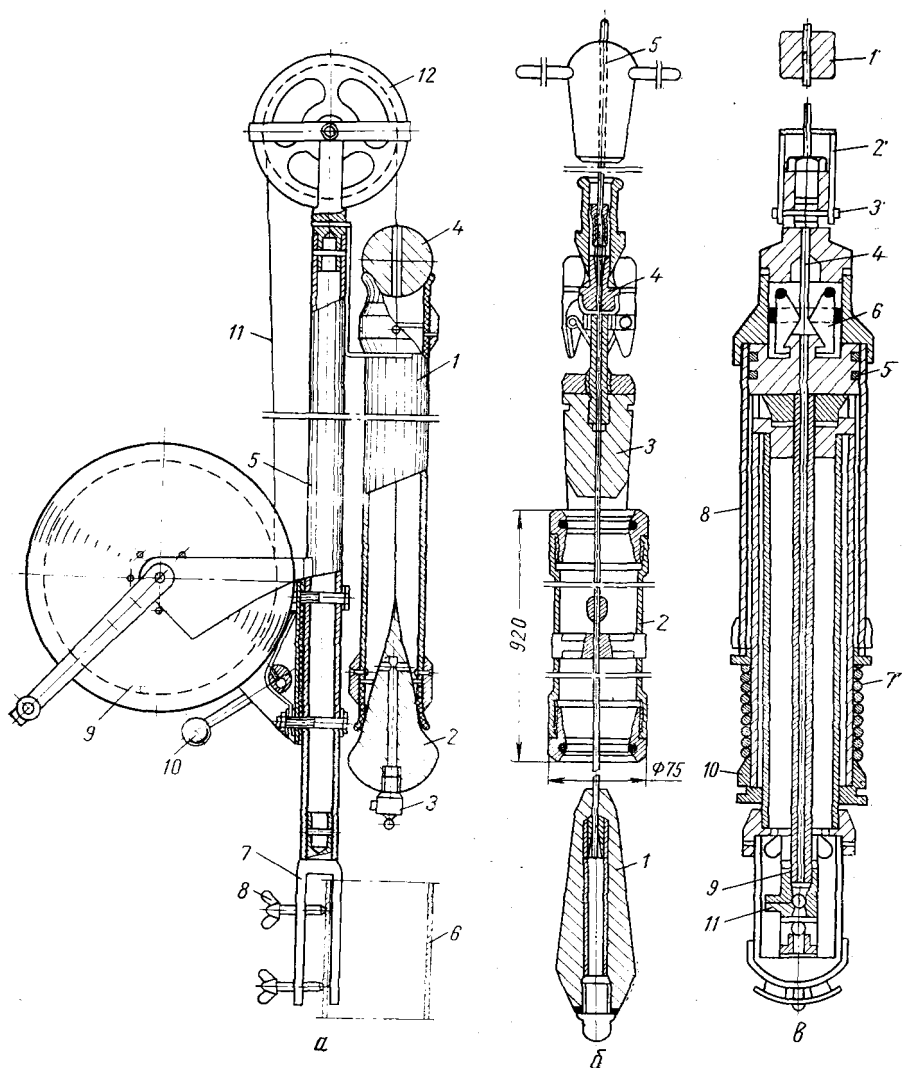


Рис. 85. Водоотборники:

- а** — водоотборник ВСЕГИНГЕО: 1 — приемный цилиндр; 2 — груз; 3 — кран; 4 — пробка; 5 — штатив; 6 — обсадная труба; 7 — скоба; 8 — винт; 9 — лебедка; 10 — тормоз; 11 — трос; 12 — верхний блок;
- б** — водоотборник АН СССР: 1 — нижняя пробка; 2 — водоприемный цилиндр; 3 — верхняя пробка; 4 — автомат; 5 — груз;
- в** — телескопический пробоотборник Е. В. Симонова: 1 — груз; 2 — стаканчик; 3 — болт; 4 — шток; 5 — поршень; 6 — собачка; 7 — пружина; 8 — труба; 9 — трубка; 10 — обечайка; 11 — промывной кран

положенных труб 8 и поршня 5 с защелкой в виде двух собачек 6. В заданном интервале скважины груз 1, сбрасываемый по тросу, освобождает поршень 5, который перемещается вниз за счет собственного веса и усилия пружины 7. В освобожденное пространство трубы 8 через трубку 9 поступает жидкость, которая и составляет пробу объемом 2,6 л.

При низком выходе керна полезного ископаемого, а также при достаточно высоком выходе керна, но избирательном его разрушении, достоверность получаемых геологических данных может оказаться неудовлетворительной. Применение различных средств повышения выхода керна часто приводит к удорожанию работ и снижению производительности труда.

Важное значение приобретает поэтому дополнительный отбор шламowego материала в тех случаях колонкового бурения, когда достоверность керновых проб вызывает сомнения.

Сбор шлама при бескерновом бурении является единственным средством получения проб непосредственно в процессе бурения скважины. (Отбор проб из стенок скважины требует остановки бурения).

Для получения шламовых проб шлам собирают на поверхности или в скважине.

Для сбора шлама в скважине могут служить обычные шламовые трубы, но часть мелкого материала в них не осаждается.

Более эффективно отбирается шлам в снарядах с местной обратной циркуляцией жидкости. Например, снаряд ЭКС позволяет получить до 80—100% выхода материала (керна и шлама) в пробу

Для улавливания шлама на поверхности служат либо простейшие средства (шламоулавливающие желоба и шламособорники, рис. 86), либо более сложные гидроциклонные шлагоуловители. Широко применяются при бурении с продувкой воздухом пневмоциклонные шлагоуловители.

СРЕДСТВА И ТЕХНОЛОГИЯ ОПРОБОВАНИЯ СТЕНОК СКВАЖИНЫ

Отбор проб из стенок скважины является важным источником получения фактического материала при низком выходе керна, при бескерновом бурении, а также во всех случаях, когда требуется уточнение положения контактов пород или дополнительный материал для изучения вещественного состава пород.

На рис. 87 показан боковой грунтонос конструкции А. С. Покальчука. Он состоит из корпуса 5, в котором размещены 12 стаканов-пробоотборников 3. На необходимой глубине скважины в снаряд сбрасывают шарик, перекрывающий поршень 1. Под давлением жидкости поршень преодолевает сопротивление пружины 2, двигается вниз, перемещая тягу 6. Тяга за канат 4 поворачивает всю систему. Стаканы внедряются в стенку скважины и наполняются породой

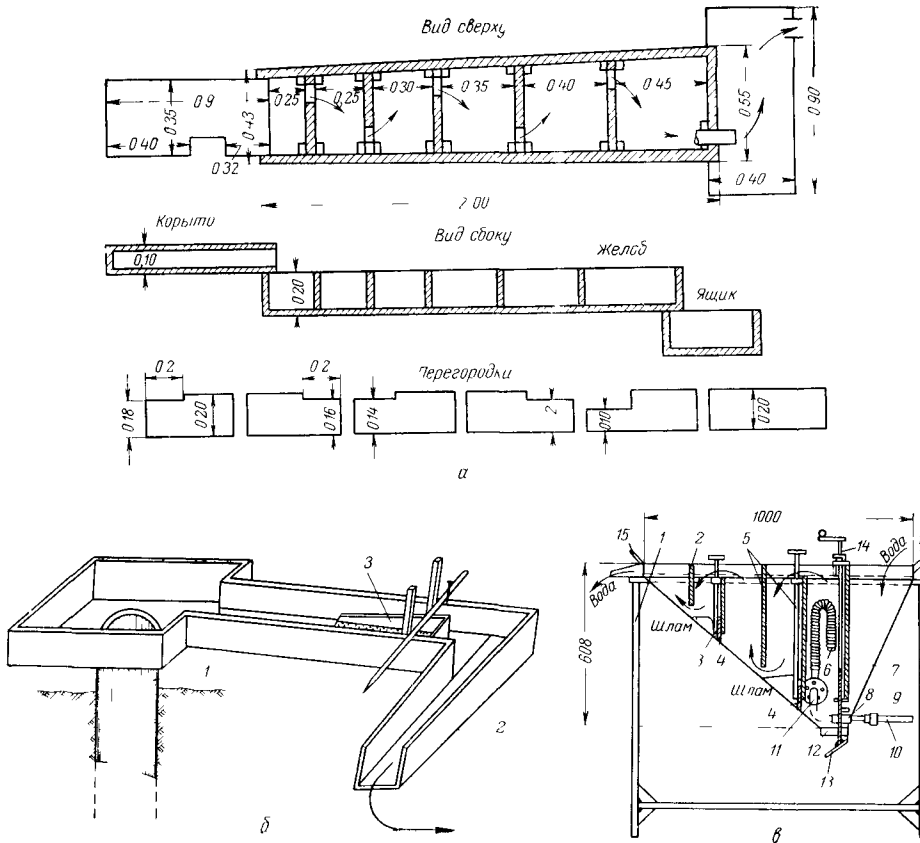


Рис 86. Шламоулавливающие желоба и шламосборник

а — шламоулавливающий желоб, б — желоб с ящиком ловушкой 1 — обсадная труба, 2 — желоб, 3 — ящик ловушки,

а — шламосборник конструкции САИГИМС 1 — рама, 2, 3 — перегородки, 4 — шиберные заслонки, 5 — отстойники, 6 — шланг сифона, 7 — винт разгрузочного клапана, 8 — кран, 9 — патрубков, 10 — отводной шланг, 11 — сифонное устройство для спуска воды, 12 — горловины отстойников, 13 — шарнирный клапан, 14 — рукоятка винта, 15 — ручки для переноски шламосборника

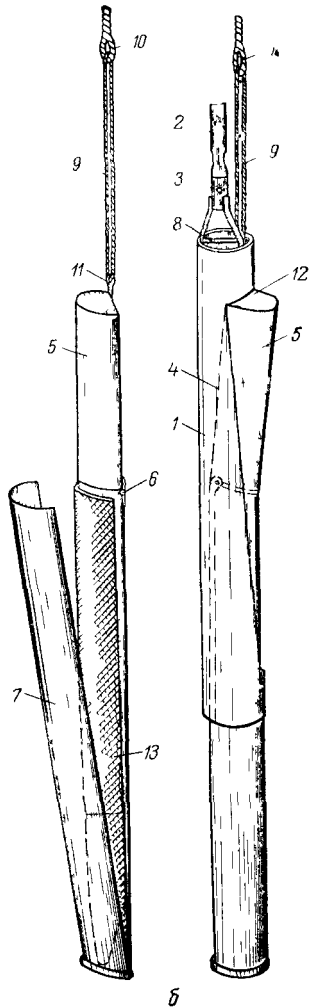
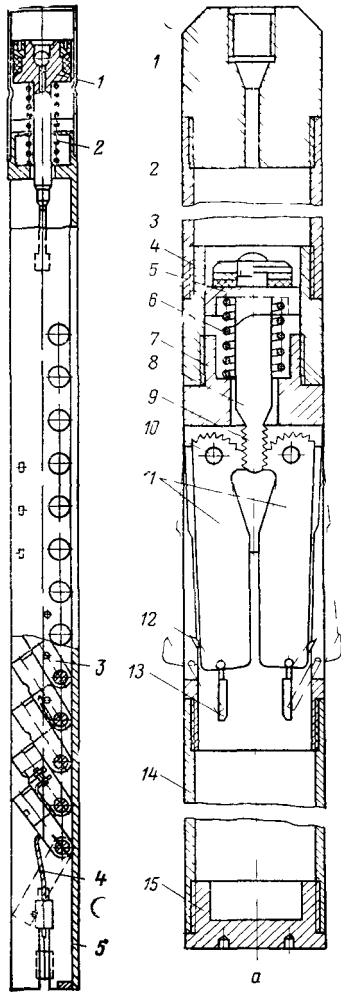
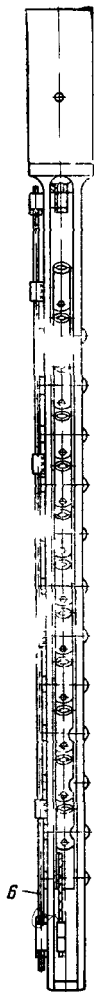


Рис 87 Боковой грунто-нос конструкции А С Покальчука

Рис 88 Боковые бороздовые кернаотборники
 а — конструкции А А Зверюги 1 — переходник, 2 — труба 3 — поршень, 4 — цилиндр, 5 — манжета, 6 — пружина 7 — втулка 8 — шток 9 — рейка 10 — палец, 11 — скребок, 12 — резец, 13 — лопатка, 14 — шламособорник, 15 — днище.
 б — конструкции ЦНИИМП С ГББ 70 1 — корпус, 2 — штанга, 3 — палец, 4 — клин, 5 — нож, 6 — шарнир; 7 — крышка, 8 — палец, 9, 10 — трос, 11 — ушко, 12 — упор ограничитель, 13 — сетка

После снятия давления на насосе вся система под действием пружины 2 перемещается вверх и занимает исходное положение.

Образцы породы со стенок скважины отбирают также при помощи гидравлического пробоотборника скребкового типа конструкции А. А. Зверюги (рис. 88, а). Пробоотборник опускают в скважину до места взятия пробы, подают промывочную жидкость, которая давит на поршень и перемещает его вниз. Шток поршня имеет зубчатую рейку, которая, взаимодействуя с гребенками скребков, выдвигает их и прижимает к стенкам скважины. В процессе медленного подъема пробоотборника без вращения скребки, армированные твердым сплавом, соскабливают со стенок скважины породу, которая сыпается в шламовую трубу.

При инженерно-геологических исследованиях используется боковой бороздовый грунтонос ГББ-70 (рис. 88, б). Он состоит из корпуса, кассеты с крышкой и выдвижного ножа. В скважину грунтонос опускается на трубах с тросом в закрытом положении. В заданном интервале натягивают трос, нож с кассетой движется вверх и, врезаясь в породу, выходит по направляющей до упора. При подъеме на интервале 1 м нож срезает слой породы, помещающийся в кассете. Дальнейший подъем ведется только с помощью труб. Корпус перемещается относительно ножа, который занимает нижнее положение и входит в корпус. Наличие крышки облегчает извлечение образца из кассеты.

Стреляющие грунтоносы служат для отбора проб путем выстреливания бойков из стволов, закрепленных в корпусе, при взрыве порохового заряда. Грунтонос (рис. 89) опускают в скважину на каротажном кабеле. При пропускании тока нихромовая спираль запального устройства накаляется и воспламе-

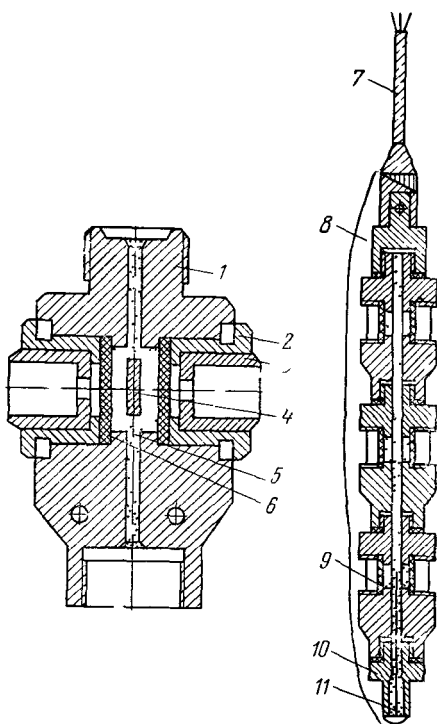


Рис. 89 Боковой кабельный двухкамерный грунтонос БКДГ

1 — корпус, 2 — ствол, 3 — блок, 4 — перегородка, 5 — взрывчатое вещество, 6 — уплотнительная прокладка, 7 — каротажный кабель, 8 — токонесущая жила кабеля, 9 — нихромовая спираль, 10 — нижний штуцер, 11 — пластинчатая навивка

няет заряды. Бойки выбрасываются из стволов и внедряются в породу. Различные конструкции стреляющих грунтоносов используются для отбора проб углей и других ископаемых средней твердости.

Для получения в породах невысокой твердости проб большого веса служат пробоотборники-расширители. Подвижные резцы-расширители в этих пробоотборниках при вращении инструмента разрушают породу, расширяя скважину. Порода сыпается в расположенный ниже бункер.

Известны боковые пробоотборники для скважин большого диаметра, выбуривающие керн твердых пород из стенок скважины инструментом малого диаметра. Они являются сложными агрегатами и применяются при бурении поисково-структурных и разведочных скважин на нефть и газ с целью уменьшения интервалов бурения колонковыми долотами для уточнения геологического разреза.

Широкое распространение имеет метод повторного бурения полезного ископаемого средствами искусственного искривления скважин. В скважине устанавливаются специальные отклонители, которые позволяют рядом со старым стволом скважины пробурить новый с отбором керна. Методика и средства повторного бурения полезных ископаемых описаны в главе XII.

АВАРИИ И ОСЛОЖНЕНИЯ ПРИ БУРЕНИИ

ПРИЧИНЫ АВАРИЙ И ОСЛОЖНЕНИЙ И МЕТОДЫ ИХ ПРЕДУПРЕЖДЕНИЯ ПРИ ВРАЩАТЕЛЬНОМ КОЛОНКОВОМ БУРЕНИИ

Аварией в скважине называется непредвиденное нарушение нормального состояния находящегося в ней бурового инструмента. В результате аварии продолжение углубки скважины становится невозможным.

Осложнением является нарушение нормального состояния скважины, в результате которого дальнейшее углубление затрудняется или должно быть прекращено во избежание возникновения аварии.

К осложнениям относятся обвалы стенок скважины, большое скопление шлама, поглощение промывочной жидкости, образование сальников из глины, желобов на стенках скважины.

Основными видами аварий являются:

— обрывы и развинчивание бурового инструмента;

— прихваты бурового инструмента;

— падение бурового инструмента и посторонних предметов в скважину.

Нередко аварии носят сложный характер, например прихват колонкового набора часто сопровождается обрывом бурильных труб.

Аварии гораздо легче предупредить, чем ликвидировать. Поэтому необходимо знать причины возникновения аварий, чтобы своевременно избежать их. Важно также вовремя обнаружить возникновение аварий, чтобы не допустить осложнения.

Обрыв и развинчивание бурового инструмента. Наиболее распространены обрывы бурильных труб. Реже встречаются обрывы резьбовых соединений колонковой трубы с переходником или коронкой.

Причинами обрывов являются чрезмерный износ бурильных труб или их соединений, или перегрузки, возникшие в процессе бурения. Поэтому для предупреждения обрывов необходимо осуществлять систематический во время каждого подъема осмотр инструмента и выбраковку его частей, имеющих дефекты или чрезмерный износ, правильно обрабатывать бурильные трубы в процессе бурения, чтобы износ был равномерным по всей длине колонны, применять меры защиты труб от износа (резинные протекторы на трубах при дробовом и твердосплавном бурении, смазку снаряда при алмазном бурении). Резьбы труб

и их соединений необходимо смазывать. Нельзя применять бу-
ровой инструмент с некачественными резьбами.

Контрольные приборы на станке и электроаппаратуре долж-
ны быть в исправности, чтобы вовремя можно было предотвра-
тить перегрузку колонны.

Возникший обрыв в верхней или средней части колонны мо-
жет быть замечен по уменьшению крутящего момента, сниже-
нию веса инструмента и падению давления на насосе. С увели-
чением глубины обрыва обнаружить его труднее. В скважинах
большого диаметра, где в сечении помещаются два диаметра
трубы, обрыв легко обнаруживается по резкому увеличению
скорости подачи шпинделя в связи с опусканием верхней части
колонны в зазор между нижней частью колонны и стенками
скважины.

Развинчивание бурильных труб происходит из-за слабого за-
крепления резьбовых соединений при спуске инструмента в
скважину. С применением трубоизгибов число таких аварий
сокращается.

Частыми видами аварий с обсадными трубами являются: от-
винчивание низа обсадных труб под действием силы трения
бурильных труб о стенки обсадных труб; обрыв обсадных труб
от собственного веса, если низ колонны находится на весу; из-
нос и разрыв труб в результате трения о них бурильной коло-
нны, обрыв труб при их извлечении. Эти аварии обычно осло-
бляются отклонением одной части труб относительно другой и
смятием труб в месте разрыва опускаемым колонковым сна-
рядом.

Для предупреждения аварий следует прочно свинчивать об-
садные трубы при спуске, применять соединение или дополни-
тельное закрепление труб на сварке, углублять скважину перед
креплением до такой глубины, чтобы башмак колонны уперс
в прочные породы, тампонировать низ колонны, производить
спуск длинных труб с обратным клапаном.

На бурильные трубы, работающие в интервале обсадных
труб, должны обязательно надеваться резиновые протекторы.
Извлекать обсадные трубы домкратами во избежание обрыва
следует двойной тягой — за верхний конец при помощи хомута,
а снизу труболовкой, спускаемой внутрь труб. Нарушение це-
лости обсадных труб обнаруживается по задеванию бурового
снаряда за разорванные места при подъеме или спуске.

Прихват бурового инструмента. Прихват колонкового на-
бора может быть вызван оседанием шлама при прекраще-
нии циркуляции промывочной жидкости, кусками породы, вы-
валивающимися из стенок скважины, заклиниванием дробью,
уроненными в скважину мелкими предметами, прижогом корон-
ки, т. е. спеканием ее с горной породой или шламом на забое.
Кроме того, возможны прихваты снаряда при его подъеме в
результате затяжки в желобе или в суженной части ствола,

возникшей из-за применения некачественного глинистого раствора или пучения разбухающих пород.

Для предупреждения прихватов необходимо строго соблюдать технологический режим бурения, особенно режим промывки, систематически контролировать качество глинистого раствора, осторожно осуществлять постановку инструмента на забой, при любых, даже самых кратковременных перерывах в подаче промывочной жидкости следует приподнять снаряд от забоя скважины.

Сложные аварии возникают при затяжке инструмента в желоб. Желоба образуются в искривленных скважинах при применении преимущественно муфтово-замковых соединений бурильных труб. Предотвратить образование желобов можно надеванием на бурильные трубы резиновых колец-протекторов или применением труб с ниппельным соединением. На скважинах, имеющих желоба, необходимо следить за нагрузкой на лебедку при подъеме. Следует немедленно осадить снаряд вниз, поворачивая его ключом, при резком повышении нагрузки на крюке, так как это свидетельствует о прихвате снаряда.

Прихват снаряда при бурении характеризуется резким увеличением крутящего момента, а после выключения двигателя — невозможностью обычным способом оторвать снаряд от забоя. Очень часто прихват сопровождается обрывом и факт его возникновения обнаруживается после соединения с оборвавшейся частью колонны труб.

Падение бурового инструмента или посторонних предметов в скважину. Падение бурового инструмента в скважину происходит из-за неисправностей элеватора или подкладной вилки, а также при ударе элеватора о трубооборот при неосторожном спуске снаряда. Роняют в скважину чаще всего шарнирные ключи, которыми пользуются при спуско-подъемных операциях, а также другие вспомогательные инструменты.

Аварии, связанные с падением инструмента и других предметов в скважину, случаются значительно реже, чем прихваты и обрывы инструмента.

Для их предупреждения необходимо использовать исправный инструмент, не допускать резких остановок и ударов снаряда при спуске, немедленно закрывать устье скважины крышкой или пробкой после извлечения из нее бурового снаряда.

Осложнения в скважинах. Осложнения в скважинах необходимо предупреждать и ликвидировать в самом начале их возникновения. Пренебрежение этим приводит к аварии. Основными мероприятиями по предотвращению осложнений и борьбе с ними являются:

применение промывочных жидкостей и режима промывки, соответствующих буримым породам;

принятие специальных мер по очистке скважины от шлама, если количество его превышает 0,5 м и увеличивается после каждого рейса;

крепление скважин трубами с надежной изоляцией закрепленных пород;

своевременная ликвидация поглощений промывочной жидкости.

ИНСТРУМЕНТ И ТЕХНОЛОГИЯ ЛИКВИДАЦИИ АВАРИИ ПРИ ВРАЩАТЕЛЬНОМ КОЛОНКОВОМ БУРЕНИИ

Залогом успеха при ликвидации аварий является правильная оценка ситуации и выбора метода и инструмента для извлечения аварийного бурового снаряда из скважины.

Прежде чем приступить к ликвидации аварии необходимо выяснить:

точную глубину, на которой возникла авария;

возможную причину аварии;

свойства пород, слагающих стенки скважины,

обстоятельства, характеризующие аварию.

Должен быть составлен план ликвидации аварии. При сложных авариях план утверждается главным инженером геологоразведочной партии. На каждую аварию составляется акт.

Если произошел обрыв бурильной колонны, необходимо немедленно прекратить вращение, отметить замер снаряда над устьем скважины в момент обрыва, извлечь верхнюю часть колонны на поверхность, определить глубину обрыва и его характер.

Ловильным инструментом для соединения с оборвавшейся частью колонны являются метчики (ГОСТ 8483—57) и колокола (ГОСТ 8565—57). Для центрирования их в скважине и попадания на оборванную часть колонны метчики и колокола снабжаются направляющими трубами с воронками разного диаметра.

Метчики и колокола (рис. 90) представляют собой конический инструмент для нарезания резьбы на гладкой внутренней или наружной части оборвавшейся трубы, муфты или замка. Они имеют резьбу и канавки для выхода стружки. Рабочая поверхность ловильного инструмента термообработана до высокой степени прочности.

Опущенный до места обрыва метчик или колокол навинчивается, нарезая резьбу на оборванный конец. Включают промывку, чтобы поднять с забоя успевший осесть шлам, и извлекают оборвавшуюся часть колонны из скважины.

Иногда оборванный конец имеет такую форму, что ни метчик, ни колокол не удастся навернуть на него. В этих случаях при муфтово-замковом соединении труб может быть применен овершот — ловильный инструмент, навинчиваемый на колонко-

вую трубу и служащий для подхвата колонны за выступ первого замка или муфты, расположенных ниже места обрыва.

Метчики выпускаются разных размеров для соединения как с бурильными, так и с колонковыми и обсадными трубами разного диаметра. Для извлечения колонковых и обсадных труб служат также труболовки различных конструкций.

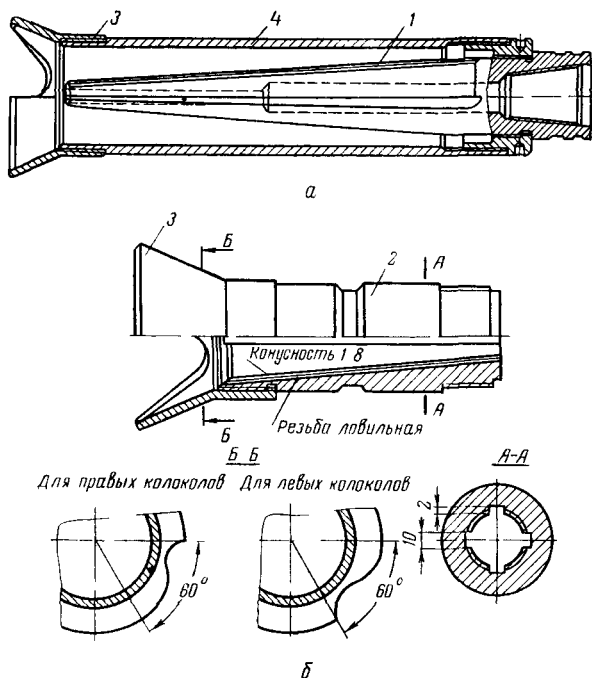


Рис. 90. Ловильный инструмент для вращательного бурения:

a — метчик для бурильных труб, *б* — колокол,
1 — метчик, 2 — колокол; 3 — воронка, 4 — направляющая труба

Развернувшиеся обсадные трубы, если не повреждена резьба, надо попытаться соединить, совмещая оси обоих концов труб за счет спуска внутрь конусной направляющей пробки.

В изношенных и разорванных трубах надо уничтожить выступающие внутрь куски фрезером, а затем перекрыть их спуском следующей по диаметру колонны труб с конусным наконечником.

Если сложная авария с обсадными трубами возникла вскоре после закрепления мягких пород и глубина скважины невелика, часто бывает целесообразней с экономической точки зрения начать бурить рядом новую скважину, чем ликвидировать аварию.

Прихваты бурового инструмента являются авариями, затраты времени на ликвидацию которых преобладают в общем объеме затрат времени, связанных с авариями.

При возникновении прихвата необходимо по возможности восстановить циркуляцию промывочной жидкости, если она отсутствует, попытаться освободить снаряд расхаживанием при помощи лебедки. Эти операции надо производить осторожно, так как при завалах, зашламовании или затяжке снаряда можно осложнить аварию.

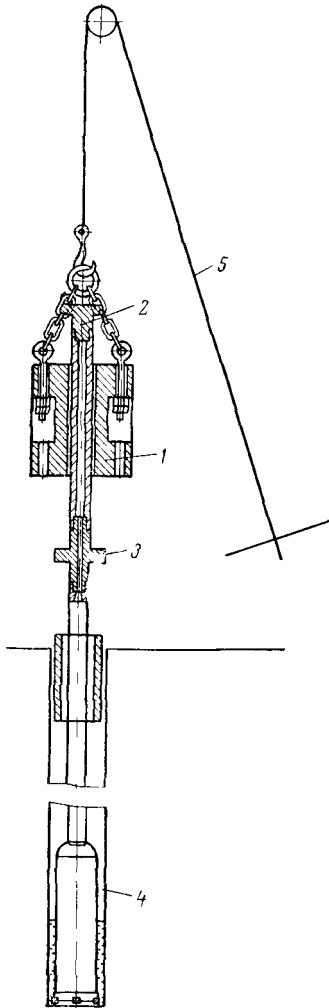


Рис. 91. Схема выбивания прихваченного снаряда бабой;

1 — баба, 2 — верхняя пробка, 3 — нижняя пробка, 4 — прихваченный снаряд, 5 — канат

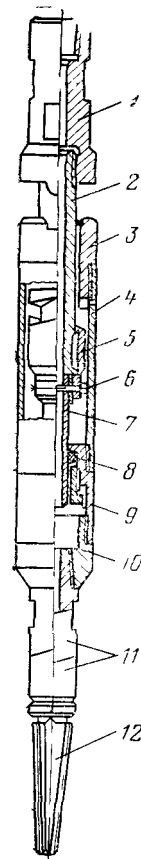


Рис. 92. Забойный вибратор ЗВ-2

1 — переходник с нижним усом, 2 — шток вибратора 3 — верхняя зубчатая полумуфта, 4 — корпус вибратора, 5 — нижняя зубчатая полумуфта, 6 — шплинт 7 — промывочная трубка, 8 — сальник кованая набивка, 9 — корпус сальника 10 — переходник 11 — отсоединитель, 12 — метчик

Если извлечь буровой снаряд не удастся, то применяют другие способы.

При затяжке снаряда в суженное место ствола в глинистых породах создают в зоне прихвата нефтяную ванну.

Завалы снаряда необходимо размыть, опуская промывочный снаряд из обсадных труб или, если позволяет диаметр скважины, из бурильных труб, опускаемых параллельно основной колонне.

В скважинах глубиной 100—150 м прихваты, прижоги и заклинивания ликвидируются путем выбивания снаряда выбивной бабой (рис. 91). Она надевается на верхнюю трубу прихваченного инструмента. На больших глубинах прихват ликвидируют при помощи забойных вибраторов.

Забойные вибраторы (рис. 92) создают до 1000—1500 осевых колебаний в минуту за счет относительного вращения двух зубчатых полумуфт с одновременным натяжением бурильной колонны. Гидравлические забойные вибраторы приводятся в действие потоком промывочной жидкости. В отличие от забойных механических вибраторов они имеют большой ресурс работы и сообщают прихваченному снаряду колебания нужной амплитуды.

Забойные вибраторы должны находиться на возможно более близком расстоянии от прихваченного снаряда. Поэтому необходимо для применения вибратора отсоединить колонну, что достигается при помощи включенного в состав снаряда для постоянной работы отсоединителя.

При отсутствии в буровом снаряде отсоединителя процесс усложняется, так как колонну можно отсоединить только по частям с применением специальной бурильной колонны и ловильного инструмента, имеющих соединения на левой резьбе.

Если скважина освобождена от бурильной колонны, применяются также следующие способы ликвидации прихвата колонкового набора:

1. Обуривание колонковой трубы коронкой большего диаметра, если это позволяет размер обсадных труб, и последующее извлечение.

2. Разрезание переходника, бурение снарядом меньшего диаметра внутри колонковой трубы для уничтожения керна, фрезерование коронки по внутреннему диаметру и переход на бурение скважины следующим меньшим диаметром.

3. Разрезание переходника, уничтожение керна внутри трубы, разрезание трубы при помощи труборезов и извлечение ее по частям.

4. Полное разрушение колонковой трубы при помощи торцевых фрез.

5. Оставление прихваченного снаряда в скважине. Для этого искусственно искривляют скважину и продолжают бурение коронкой прежнего диаметра в обход аварийного снаряда.

Ликвидация аварий, связанных с прихватом обсадных труб в скважине, производится при помощи гидравлических домкратов, применения вибраторов, талевой системы буровой установки.

Ликвидация аварий, связанных с падением в скважину бурового инструмента, производится при помощи различных ловильных инструментов в зависимости от верхней части снаряда и его состава. Мелкие предметы, упавшие в скважину, извлекаются при помощи ловильных пауков, путем разбуривания и подъема их с керном, или разрушаются торцевыми фрезами.

АВАРИИ ПРИ УДАРНО-КАНАТНОМ ШНЕКОВОМ И ВИБРАЦИОННОМ БУРЕНИИ

Основным видом аварий при бурении скважин без промывки является прихват или оставление в скважине инструмента.

Для предупреждения аварий необходимо пользоваться исправным и надежным буровым инструментом, строго соблюдать технологические режимы бурения, вести процесс бурения с учетом возможного изменения свойств проходимых пород, своевременно закреплять стенки скважины обсадными трубами.

При ударно-канатном бурении долотами необходимо своевременное применение желонки. При забивке стаканов и грунтоносов не должна превышать заданная длина рейса. Необходимо периодически подрывать забиваемые грунтоносы или зонды. Следует избегать бурения стаканами и зондами внутри колонны обсадных труб при опережении башмаком труб забоя скважины. Очистку породной пробки следует в этом случае вести желонкой, диаметр которой на один размер меньше внутреннего диаметра обсадных труб.

Во время бурения шнеками водоносных пород нельзя делать перерывы при вращении. Для предотвращения образования пробок из породы необходимо уменьшить скорость подачи и про- извести расхаживание снаряда.

Инструмент для ликвидации аварий при ударно-канатном бурении показан на рис. 93. При помощи ловильных ершей производится захват оборванного каната. Если снаряд прихвачен, то канат обрезают специальным ножом или канаторезкой. Голова аварийного инструмента с ловильным соединяется при помощи шлипсов. На шейках бурового инструмента имеются для захвата шлипсом специальные кольцевые канавки. Для выбивания прихваченного инструмента собирается снаряд, состоящий из ловильного инструмента, ловильной раздвижной штанги (ее ход 500—600 мм против 250 у рабочей раздвижной штанги) и укороченной ударной штанги.

Для того чтобы поймать оставленную в скважине желонку за ушко, применяют ловильную вилку. Вилка снабжена шарнирной собачкой, которая перекрывает зев вилки после одевания ее на ушко желонки.

Соединение с оборвавшимися шнеками осуществляется аварийным штопором. Он изготавливается по размерам шнеков и после опускания в скважину на колонне гладких труб осторожным вращением вправо навинчивается на спираль шнека. Далее извлечение шнеков производится лебедкой или механизмом подъема вращателя.

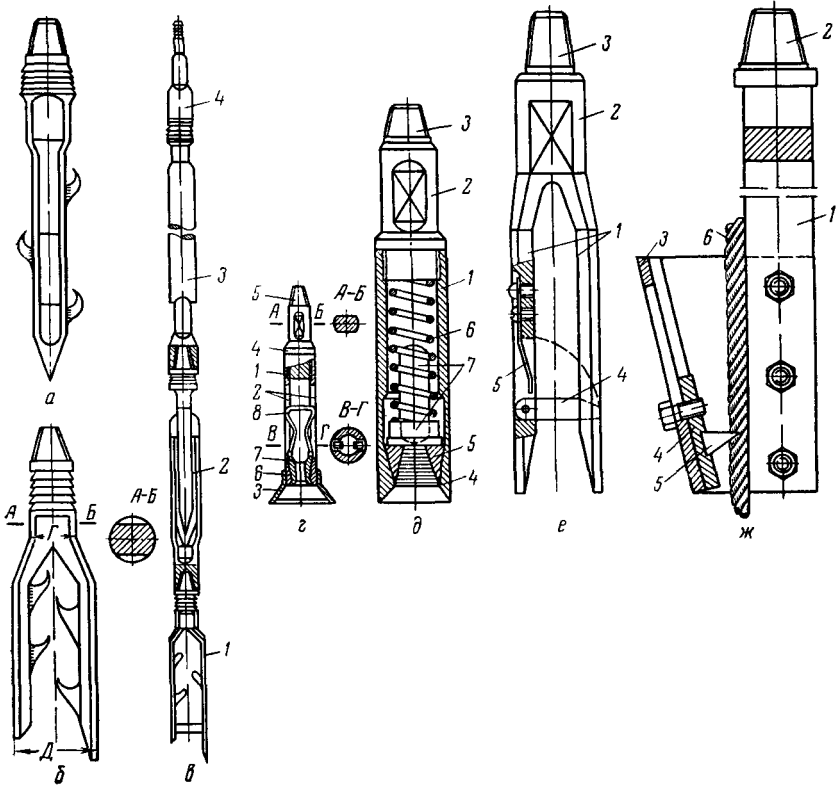


Рис. 93. Инструмент для ликвидации аварий при ударно-канатном бурении
а — ерш однорогий; *б* — ерш двурогой; *в* — ловильный снаряд для ловли оборвавшегося каната 1 — ерш, 2 — ловильные ножницы, 3 — ударная штанга; 4 — канатный замок, 5 — шплис для ловли канатного замка; 6 — канат; *г* — шплис для ловли канатного замка; 1 — корпус; 2 — переходник; 3 — направляющая воронка; 4 — переходник; 5 — конусная резьба; 6 — конус направляющий; 7 — захваты; 8 — пружинная дужка; *д* — шплис; 1 — корпус; 2 — переходник; 3 — конусная резьба; 4 — направляющий конус; 5 — захваты; 6 — пружина; 7 — окно; *е* — вилка для извлечения желонки за ушко; 1 — вилка; 2 — шейка; 3 — резьба; 4 — собачка; 5 — пружина; *ж* — канаторезка; 1 — корпус; 2 — резьба; 3 — обойма, 4 — ползунок, 5 — нож, 6 — канат

Для ликвидации прихватов бурового инструмента любых видов используют также домкраты.

При вибрационном бурении для ликвидации прихватов успешно используются поверхностные вибрационные механизмы. Вибраторы также следует использовать и для ликвидации прихватов ударного и шнекового инструмента.

Глава X

ОСНОВЫ ГЛУБОКОГО ВРАЩАТЕЛЬНОГО БУРЕНИЯ НА НЕФТЬ И ГАЗ

ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ

Глубокое вращательное бурение применяется при разведке и эксплуатации месторождений нефти и газа, а также с целью изучения строения земной коры при помощи опорных структурных скважин. Оборудование глубокого вращательного бурения используют для проходки бурением стволов шахт.

Характерными особенностями глубокого вращательного бурения являются:

достижение весьма значительных глубин до 9—10 км;

относительно большие диаметры скважины, достигающие 705 мм;

использование специальных буровых установок, общая мощность привода которых достигает 3000 кВт;

преимущественно бескерновое бурение, что обеспечивает большие углубки за рейс;

использование инструмента, позволяющего вести бурение на режимах, параметры которого превышают применяемые при разведочном колонковом бурении и обеспечивают получение высоких механических скоростей.

Существуют два способа глубокого вращательного бурения.

При роторном способе вращатель-ротор вращает колонну бурильных труб с долотом на нижнем конце. Двигатель и ротор находятся на поверхности.

При бурении с помощью забойных двигателей, погруженных в скважину и установленных над долотом, колонна бурильных труб не вращается, а долото приводится во вращение от вала забойного двигателя. Применяются забойные двигатели гидравлические (турбобуры) и электрические (электробуры).

В связи с этим различают бурение роторное, турбинное и электробурами.

Общая схема установки для глубокого вращательного бурения изображена на рис. 94. Снаряд состоит из долота 1, турбобура 13, утяжеленных и нормальных бурильных труб 3, соединенных замками 2. Снаряд через ведущую трубу 4 квадратного сечения соединяется с вертлюгом 10. Для спуско-подъемных операций служат вышка 12, лебедка 11 и талевая система, состоящая из кронблока, установленного на верхней раме вышки, талевого блока, соединенного с кронблоком стальным ка-

натом, и подъемного крюка, на котором с помощью вертлюга 10 подвешивается бурильный инструмент.

Оборудованием для бурения является ротор 5, лебедка 11 и двигатель 6. К вертлюгу 10 присоединяется гибкий шланг 8, по которому в колонну бурильных труб нагнетается промывочная жидкость, подаваемая насосным агрегатом. Насосный агрегат

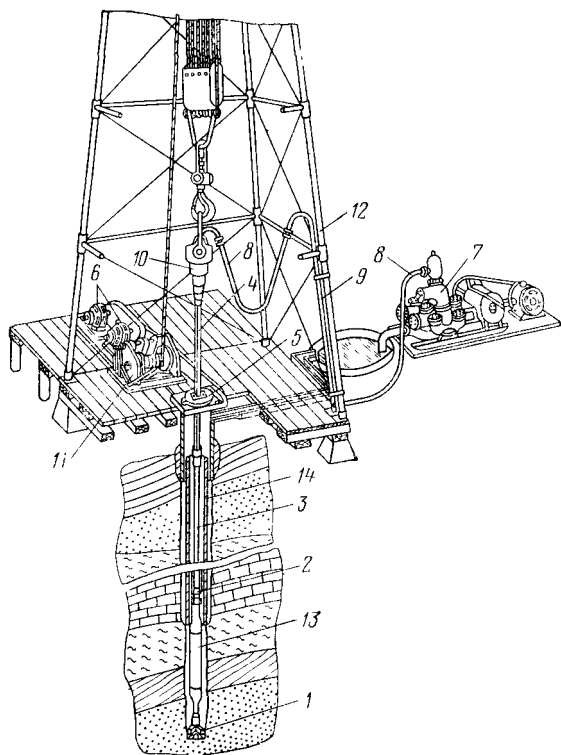


Рис. 94. Схема буровой установки для глубокого вращательного бурения

может состоять из одного, двух или трех буровых насосов 7 и двигателей к ним.

В процессе бурения осуществляется промывка скважины. От насосов промывочная жидкость через нагнетательную линию 8, стояк 9, вертлюг 10 и колонну бурильных труб поступает на забой скважины, захватывает разрушенную породу и поднимает шлам по кольцевому зазору между бурильными трубами, стенками скважины или обсадных труб 14 на поверхность. Из устья скважины промывочная жидкость направляется в систему желобов и поступает в шламоочистительные устройства (отстойники, вибросита, гидроциклоны), из которых уже очищенная перекачивается снова в скважину.

При турбинном способе бурения насосы обеспечивают также привод турбобура. Мощность насосов в этом случае больше, чем при роторном бурении. Особенностью турбинного бурения является возможность передачи долоту большей мощности, чем при роторном бурении. Ротор в процессе турбинного бурения обычно не вращается и служит для удержания снаряда от вращения.

При роторном бурении вращение долота осуществляется не турбобуром 13, который в снаряд в этом случае не входит, а ротором 5 через ведущую трубу 4.

При бурении электробуром он устанавливается в скважине так же, как и турбобур, над долотом. Питание его током производится с поверхности по кабелю, встроенному в канал каждой бурильной трубы. Применение электробуров также позволяет подводить к долоту мощность в несколько раз больше, чем при роторном бурении.

Колонна бурильных труб при турбинном бурении и при использовании электробуров работает в лучших условиях, так как отсутствуют динамические нагрузки, возникающие при вращающейся колонне.

Для бурения глубоких скважин имеется целый ряд буровых установок, рассчитанных на различную глубину бурения.

С увеличением глубины бурения растет вес бурильных и обсадных колонн. В связи с этим принято характеризовать установки для глубокого бурения их грузоподъемностью, которая изменяется от 50 до 500 т.

БУРОВОЙ ИНСТРУМЕНТ

Основным породоразрушающим инструментом при глубоком вращательном бурении является долото. По характеру воздействия на породу различают долота режущие (лопастные и алмазные) и дробящие (шарошечные). В зависимости от назначения применяют долота для сплошного разрушения забоя, колонковые с выбуриванием керна, специальные, используемые для разбуривания цементных стаканов, забуривания второго ствола, исправления кривизны скважины, расширения отдельных ее участков. △

Выпускаются шарошечные долота следующих диаметров: 76, 93, 97, 112, 118, 132, 135, 140, 145, 151, 161, 190, 214, 243, 269, 295, 320, 346, 370, 394, 445, 490 мм.

По числу шарошек различают одношарошечные, двухшарошечные и трехшарошечные долота. Для бурения с отбором керна применяют колонковые четырехшарошечные долота.

По конструкции корпуса различают две группы трехшарошечных долот: секционные и корпусные. Секционные долота диаметром 76—320 мм состоят из трех кованых секций-лап, сваренных между собой (рис. 95). На верхнем конце долота после сварки нарезают замковую коническую резьбу.

Корпусные долота диаметром 346—490 мм состоят из литого корпуса, в пазы которого снаружи вставлены и приварены три лапы. На цапфах лап на подшипниках посажены шарошки (рис. 96).

В зависимости от свойств пород применяются долота различных типов. Долота типов М и МС предназначены для мягких несцементированных и пластичных пород. Долота типа С — для пластичных мягких пород с пропластками пород средней

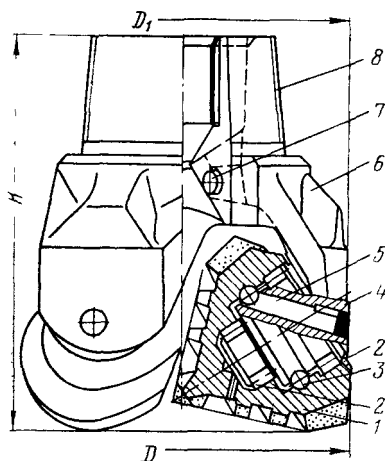


Рис. 95. Секционное шарошечное долото:

1 — шарошка; 2 — ролик; 3 — шарик; 4, 7 — штифты; 5 — палец; 6 — лапа; 8 — присоединительная резьба

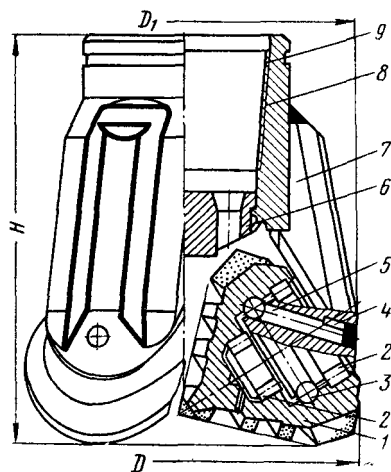


Рис. 96. Корпусное шарошечное долото:

1 — шарошка; 2 — ролики; 3 — шарик; 4 — штифт; 5 — палец; 6 — плита; 7 — лапа; 8 — корпус; 9 — присоединительная резьба

твердости и твердых. Долота типа СТ — для плотных хрупкопластичных пород средней твердости. Долота типа Т — для хрупкопластичных твердых пород. Долота типов ТК и ОТК — для хрупких твердых пород, перемежающихся с крепкими пропластками. Долота К и ОК — для крепких и особо крепких хрупких высокоабразивных пород. Долота типов М, МС, С, СТ, Т имеют различное количество острых зубьев с разным углом приострения (чем крепче порода, тем больше угол). Зубья упрочнены наплавкой твердого сплава.

Шарошки долот ТК и ОТК отличаются тем, что имеют часть обычных зубьев, а часть из твердых сплавов.

В долотах К и ОК в качестве зубьев используются твердосплавные вставки со сферической формой головки.

Для бурения пород мягких и средней твердости применяются шарошечные гидромониторные долота, промывочные отверстия которых снабжены специальными минерало-керамическими насадками — соплами, позволяющими вывести струю про-

мывочной жидкости прямо на забой со скоростью до 60—120 м/с.

Марка шарошечных долот обозначается шифром. Например, шифр 1Д-295МСГ означает, что это долото типа МС, гидромониторное, диаметром 295 мм. Первая цифра означает порядковый номер заводской модели долота, а буква — индекс, присвоенный заводу-изготовителю.

Лопастные долота применяют для бурения мягких слабоустойчивых пород. Изготавливают долота двухлопастные диаметром от 76 до 705 мм и трехлопастные (рис. 97) диаметром от 118 до 445 мм.

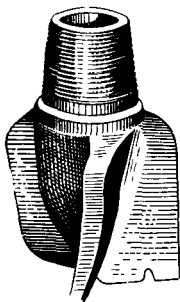
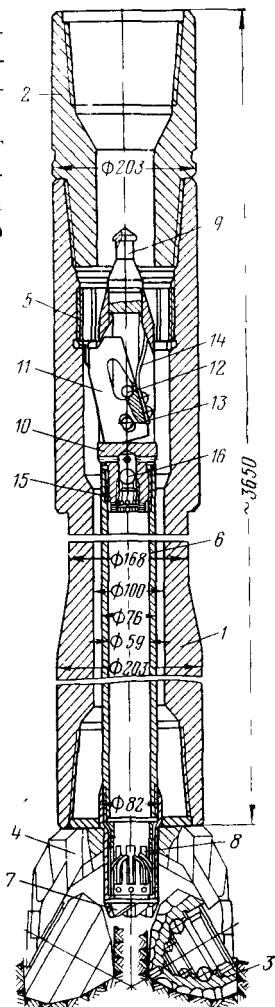


Рис. 97. Трехлопастное долото

Рис. 98. Колонковое шарошечное долото со съемным керноприемником

1 — корпус, 2 — переводник, 3 — шарошка, 4 — бурильная головка; 5 — ведущее кольцо; 6 — съемный керноприемник; 7 — фрезер; 8 — кернорватель; 9 — головка запорного механизма; 10 — корпус запорного механизма; 11 — защелка, 12 — верхний палец; 13 — нижний палец; 14 — пружина; 15 — седло; 16 — клапан



Для увеличения износоустойчивости лопастных долот рабочие кромки и нижние части лопастей армируются твердыми сплавами.

Долота типа ДИР (долота истирающе-режущего типа) имеют шесть лопастей, армированных цилиндрическими зубьями из сплава ВК8—В.

Для бурения крепких пород, в которых эффективность применения шарошечных долот снижается, используются алмазные долота, армированные крупными алмазами размером от 0,1 до 0,35 карата.

Бурение с отбором керна осуществляется колонковыми долотами (рис. 98), в состав которых входит шарошечная бурильная головка и извлекаемый керноприемник.

Бурильные трубы (ГОСТ 631—63) изготавливают цельнокатанными из сталей повышенного качества. Диаметры бурильных труб для глубокого вращательного бурения 168, 141, 114 мм.

Утяжеленные бурильные трубы служат для создания осевой нагрузки на долото. Они обладают большой жесткостью и весом.

Все трубы для повышения механических свойств подвергаются термической обработке. Соединения труб между собой муфтово-замковые.

Ведущие трубы квадратного сечения служат для передачи крутящего момента от ротора к бурильной колонне при роторном бурении и восприятия реактивного момента при использовании забойных двигателей.

Для крепления стенок скважины применяют стальные бесшовные обсадные трубы по ГОСТ 632—64 следующих размеров: 127, 140, 146, 168, 178, 194, 219, 245, 273, 299, 324, 340, 351, 377, 407, 426, 508 мм. Длина обсадных труб — от 9,5 до 13 м. Обсадные трубы соединяются муфтами.

Для свинчивания и развинчивания бурильных труб применяют различные машинные шарнирные или автоматические ключи.

НАЗЕМНОЕ ОБОРУДОВАНИЕ

В состав стационарной буровой установки входит следующее оборудование: ротор, лебедка, насосы с приводом, двигатели, компрессоры, дизель-генератор, вышка, основание.

На передвижных буровых установках ротор, лебедка с двигателем и мачта объединены общей рамой тележки. Насосный блок монтируется на другой такой же тележке самостоятельно.

Роторы (рис. 99) служат для передачи вращательного движения бурильной колонне труб и для поддержания ее при спуско-подъемных операциях. Ротор стационарно устанавливается над устьем скважины. Вращающаяся часть ротора — стол 1 размещен в станине 2 на шаровых опорах 3, 4. Вращение столу передается при помощи конической пары от лебедки, связанной цепной передачей со звездочкой вала 8.

Для вращения ведущей трубы в центральное отверстие стола вставляются вкладыши 6 с зажимами 5.

Роторы могут иметь и индивидуальный привод.

Лебедки при глубоком вращательном бурении служат для следующих операций:

спуска и подъема бурового инструмента и обсадных труб;
 свинчивания и развинчивания труб и инструмента;
 регулирования подачи долота в процессе бурения;
 подсобных операций, например подтаскивания труб и друго-
 го инструмента к скважине.

Изображенная на рис. 100 четырехскоростная лебедка У2-4-8 грузоподъемностью 125 т имеет трансмиссионный 1, промежу-

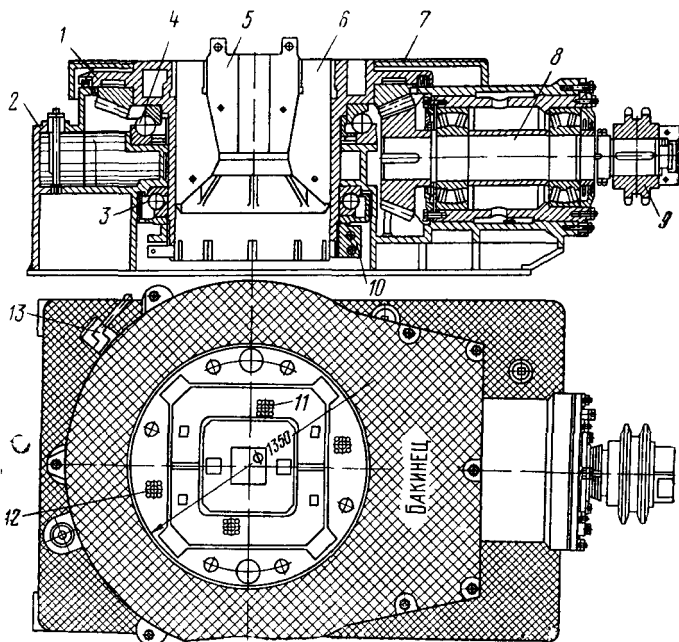


Рис. 99. Ротор Р560-Ш8 «Бакинец»:

1 — стол ротора; 2 — станина; 3, 4 — шаровые опоры; 5 — зажимы ведущей трубы, 6 — вкладыши; 7 — кожух; 8 — вал; 9 — цепное колесо; 10 — гайка; 11, 12 — запоры вкладышей и зажимов; 13 — защелка стола

точный 2 и подъемный 3 валы. Валы установлены в подшипниках стоек 7 сварной рамы 10.

На подъемном валу размещен барабан лебедки 6 с тормозными лентами 12. Валы связаны между собой цепными передачами. Управление тормозами лебедки, шинно-пневматическими муфтами включения, устройством для раскрепления труб осуществляется с помощью пневматики с пульта управления 4. Для уменьшения усилий торможения служит гидравлический тормоз 9, замедляющий скорость спуска.

К подъемному валу подключают механизм подачи долота, обеспечивающий равномерную подачу инструмента и автоматический подъем его при перегрузке двигателей.

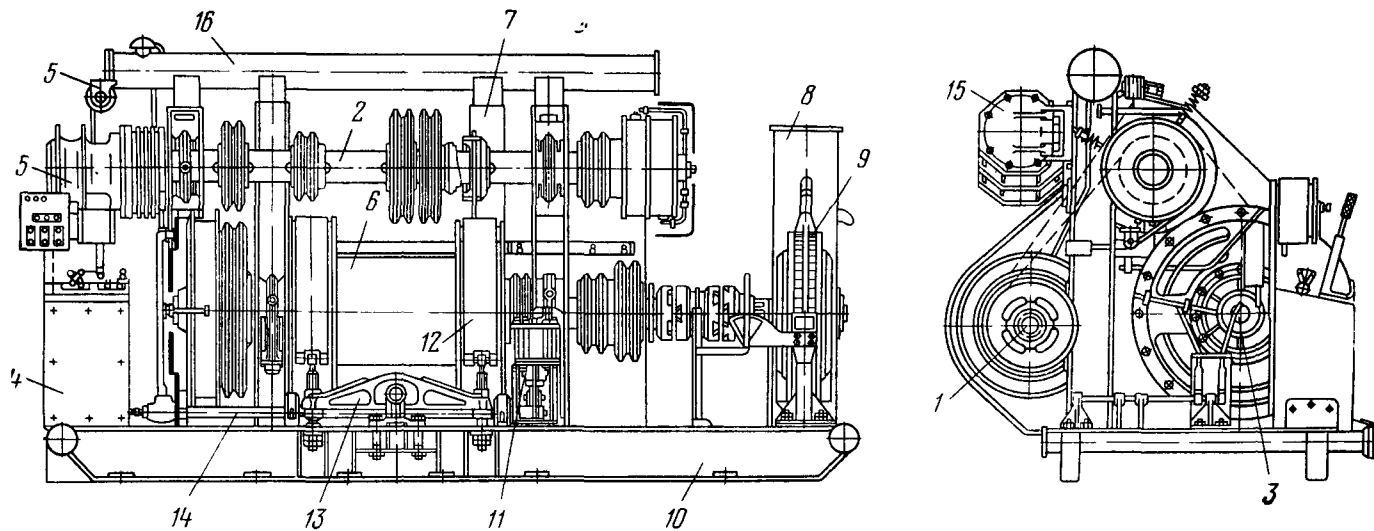


Рис. 100. Лебедка У2-4-8:

1 — трансмиссионный вал; 2 — промежуточный вал; 3 — подъемный вал; 4 — пульт управления; 5 — планетарная катушка; 6 — барабан лебедки; 7 — стойка; 8 — холодильник гидротормоза; 9 — гидравлический тормоз; 10 — рама; 11 — пневматический тормозной цилиндр; 12 — тормозные ленты; 13 — балансир главного тормоза; 14 — коленчатый вал тормоза; 15 — пневмораскрепитель; 16 — труба — резервуар смазки

Нагрузка на забой контролируется показаниями самопишущего прибора — индикатора веса. Работа этого прибора основана на измерении натяжения мертвого конца талевого каната. На разграфленном бланке диска самописца автоматически записываются показания нагрузки на крюке.

По диаграмме можно судить о нагрузке на долото, о времени чистого бурения, о затратах времени на спуско-подъемные операции и числе свечей и т. д. Бланк-диаграмму меняют один раз в сутки.

Поршневые буровые насосы обеспечивают производительность от 10 до 60 л/с при избыточном давлении до 200 кгс/см². На буровой вышке обычно устанавливают два насоса. Насосы с нагнетательной линией связаны обвязкой, которая позволяет быстро подключить любой насос в линию. В обвязку включаются дополнительные воздушные компенсаторы, изготавливаемые из труб.

Насосы, как правило, устанавливают ниже приемной емкости. Промывочная жидкость от скважины к насосу идет самотеком. Насосы монтируются на одной раме с двигателем.

В качестве силовых установок для привода буровых агрегатов обычно используют двигатели внутреннего сгорания или электродвигатели.

Дизельные двигатели внутреннего сгорания устанавливают группами по три-пять. Каждый двигатель может работать отдельно и в группе. С помощью трансмиссий суммарная мощность двигателей передается лебедке и ротору.

Электродвигатели, которые применяются на буровых установках, трехфазные, асинхронные с фазовым ротором.

Компрессорные установки используются как вспомогательные для обеспечения работы шинно-пневматических муфт лебедок, пневматических ключей, клиновых захватов и других пневматических устройств агрегата.

Для установок эксплуатационного и глубокого разведочно-бурения разработан размерный ряд из пяти классов в зависимости от грузоподъемности. Основные параметры для каждого класса приведены в табл. 28. Все выпускаемые в настоящее время установки относятся к тому или другому классу установок размерного ряда. Например, установка БУ-75БрЭ относится к классу БУ-2, а установка Уралмаш-315ДЭ к классу БУ-5.

Для установок БУ-1 и БУ-2 предусмотрена комплектация вышками мачтового типа, а для установок БУ-3, БУ-4 и БУ-5 — мачтового или башенного типа.

Характеристики башенных вышек основных типов и А-образных мачт (рис. 101) приведены в табл. 29.

Основания буровых агрегатов и вышки устанавливаются на бетонные фундаментно-столбы или на металлические конструк-

Показатели	Величина параметров установок для различного класса				
	БУ-1	БУ-2	БУ-3	БУ-4	БУ-5
Номинальная грузоподъемность, т	50	75	125	200	300
Максимальная глубина скважин (расчетная), м	$\frac{3000*}{1200}$	$\frac{3000}{2200}$	4500	5000	7000
Наибольшая оснастка талевой системы	4×5	4×5	5×6	5×6	6×7
Скорость подъема крюка при номинальной грузоподъемности и наибольшей оснастке, м/с	0,3—2	0,4—2	0,4—2	0,3—2	0,25—2
Диаметр талевых канатов, мм	26	28,5	31	33	35
Диаметр отверстия в столе ротора, мм	450	450	520 или 560	520 или 560	520 или 560
Мощность, передаваемая на ротор, кВт	73,6—147,2	73,6—147,2	147,2—184	147,2—184	147,2—184
Скорость вращения ротора, об/мин:					
минимальная (не более)	50	50	50	50	50
максимальная (не менее)	170	170	170	170	170
Число буровых насосов	1—2	1—2	2	2	3
Максимальная производительность насосной группы, л/с	30—40	40	60	60	75
Максимальное давление, кгс/см ²	150	180	200—250	200—250	250
Высота вышки (от стола ротора до опорной поверхности кронблока), м	22—30	30 или 41	41—43	41—43 или 53	53

* Числитель — разведочные, знаменатель — эксплуатационные скважины.

ции, позволяющие осуществлять крупноблочные перевозки оборудования в собранном виде.

Особенностью глубокого бурения на нефть и газ является то, что ротор и лебедка устанавливаются не на поверхности

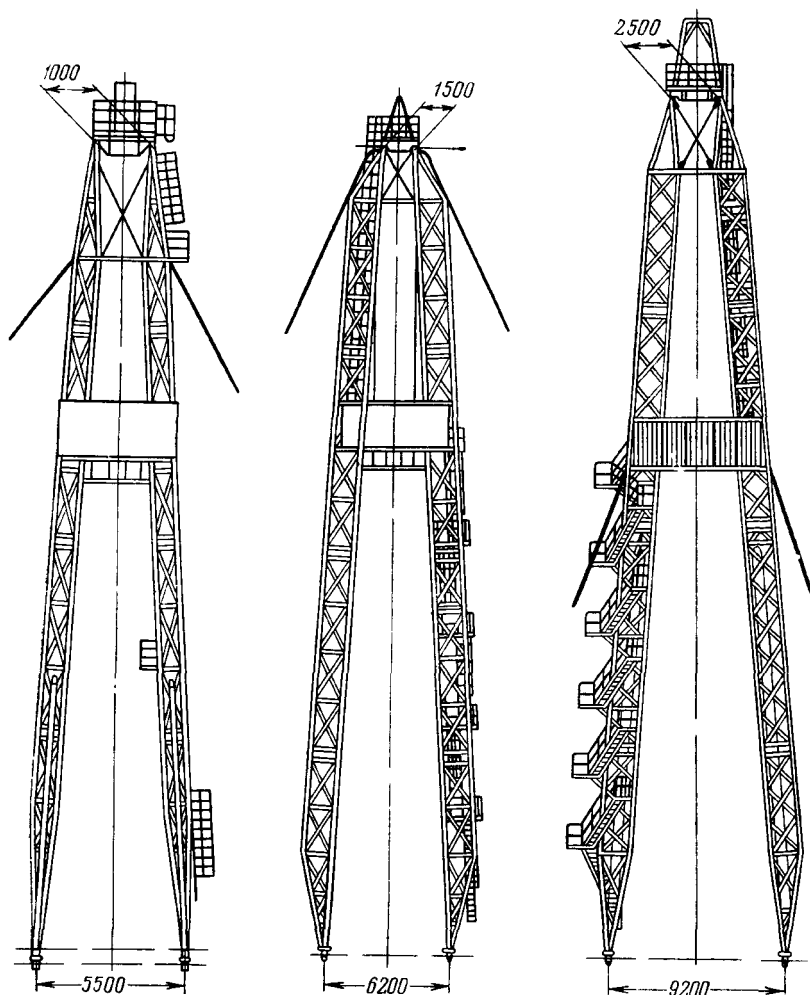


Рис. 101. Мачты А-образные

земли, а на основании высотой от 1,8 до 4,5 м. В образовавшемся пространстве устанавливается противовыбросовая арматура — превенторы и отводные трубопроводы с задвижками, кроме того, такая система позволяет избежать выкапывания котлованов для отстойников и установить емкости с промывочной

Параметры	Тип вышки			Тип мачты		
	ВМ-28	В-200-41	В-1-300-53	БУ-50Бр	БУ-75Бр	ВАС-42
Высота, м	28	41	53	30	40	43
Грузоподъемность, т .	100	200	300	50	75	200
Размеры нижнего основания, м	8×8	8×8	10×10	—	—	—
Расстояние между нижними шарнирами, м .	—	—	—	5,5	6,2	9,2
Масса, т	14,0	22,6	36,0	—	18,2	23,8

жидкостью, что облегчает работу насосов и очистку растворов от шлама.

ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЙ РЕЖИМ ГЛУБОКОГО РОТОРНОГО БУРЕНИЯ

Режим роторного бурения характеризуется осевой нагрузкой на долото, числом оборотов долота в минуту, количеством и качеством подаваемой на забой промывочной жидкости.

Важную роль при этом играет и правильный выбор типа долота с учетом всех геологических и физико-механических особенностей разреза.

В соответствии с физико-механическими свойствами пород осевая нагрузка на долото подбирается исходя из нагрузки на 1 см диаметра долота (в тс):

- 0,1—0,2 — для мягких пород,
- 0,2—0,4 — для пород средней твердости,
- 0,3—0,6 — для твердых пород,
- 0,6—1,0 — для очень твердых кремнистых пород.

Скорости вращения долота принимают от 90 до 300 об/мин. Для средних глубин наиболее рациональная скорость 180—200 об/мин. Если порода крепкая и абразивная, скорость вращения уменьшается, число оборотов долота снижается и с увеличением глубины скважины.

Количество промывочной жидкости, подаваемой на забой, рассчитывается, исходя из скорости восходящего потока 0,6—0,8 м/с и диаметра скважины.

Режим бурения колонковыми долотами: осевая нагрузка на долото от 3 до 20 т, скорость вращения 40—50 об/мин, количество подаваемой промывочной жидкости 10—20 л/с.

БУРЕНИЕ ЗАБОЙНЫМИ ДВИГАТЕЛЯМИ

При глубоком вращательном бурении происходят большие потери мощности на холостое вращение длинной колонны бурильных труб. Приходится снижать скорость вращения инстру-

мента. Механическая скорость бурения по мере увеличения глубины скважины уменьшается.

Основное преимущество забойных двигателей заключается в том, что мощность двигателя передается породоразрушающему инструменту непосредственно без затрат энергии на вращение бурильной колонны. Таким образом, забойные двигатели

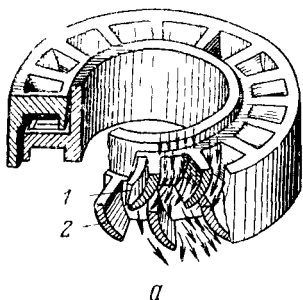
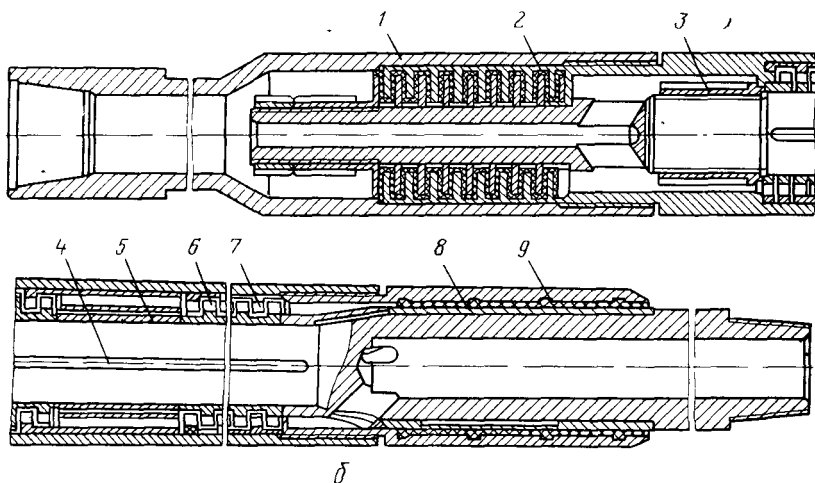


Рис. 102. Турбобур:

a — секция статора и ротора. 1 — статор, 2 — ротор;
б — схема турбобура 1 — переходник; 2 — верхняя
 опора, 3 — гайка, 4 — шпонка; 5 — средняя опора,
 6 — ротор; 7 — статор; 8 — втулка; 9 — ниппель



дают возможность в несколько раз увеличить забойную мощность, значительно увеличить механическую скорость бурения и резко сократить расход бурильных труб.

Вследствие того, что бурильная колонна не вращается, этот вид бурения широко используется для направленного бурения скважин.

Забойный двигатель — турбобур представляет собою многоступенчатую турбину осевого типа, работающую в принудительном потоке жидкости. Принцип действия турбобура заключается в преобразовании гидравлической энергии потока жидкости в механическую энергию вращения вала.

Промывочная жидкость подается к турбобуру через бурильные трубы с помощью насосов. После бурильных труб промывочная жидкость попадает в направляющие каналы диска статора первой ступени. Затем по этим каналам поток жидкости направляется под определенным углом в лопатки ротора той же ступени, приводя его во вращение (рис. 102). Поток промывочной жидкости после первой ступени последовательно поступает во вторую, третью и т. д.

В конструкциях современных турбобуров число ступеней составляет 100—360.

Турбобур состоит из корпуса, с которым связаны статорные диски, и вала (шпинделя), на котором укреплены роторные диски. Роторные диски передают энергию потока жидкости на долото путем вращения вала. Для передачи осевой нагрузки на долото служит верхняя опора, а для центрирования вала — турбобура — средняя и нижняя опоры.

Особенностью режима турбинного бурения является взаимная связь технологических параметров — изменение одного из параметров вызывает автоматическое изменение других.

Например, при увеличении осевой нагрузки число оборотов долота уменьшается, а с увеличением подачи промывочной жидкости — растет, при этом увеличивается и осевая нагрузка, которую можно приложить к долоту. При постоянном расходе жидкости рост осевой нагрузки вызывает изменение вращающего момента турбобура.

Обычно параметры режима турбинного бурения находятся в следующих пределах:

скорость вращения долота, об/мин	400—700
количество промывочной жидкости, л/с	30—50
перепад давления, кгс/см ²	20—80
рабочий момент, кгс м	150—350
мощность, л.с.	100—300

Бурение с отбором керна при турбинном бурении производится колонковыми турбодолотами, которые представляют собой специальный турбобур с полым валом и колонковым долотом. Внутри турбодолота помещена извлекаемая керноприемная труба. Как только труба заполнится керном, внутрь бурильных труб опускается на тросе захват, который извлекает трубу с керном на поверхность без подъема бурильной колонны.

Для колонковых турбодолот устанавливаются осевые нагрузки, равные 12—20 тс, и расход промывочной жидкости — 35—50 л/с.

Механическая скорость при бурении турбобурами в несколько раз больше, чем при роторном способе бурения. Общее время на бурение скважин по сравнению с роторным способом сни-

жается благодаря высокой механической скорости и сокращения аварийности с бурильными трубами.

Значительный эффект дает применение турбинного бурения алмазными долотами при больших глубинах скважин. По сравнению с роторным способом увеличиваются и механическая скорость бурения, и работоспособность долот.

К недостаткам турбинного бурения можно отнести значительные затраты энергии на привод насосов в связи с увеличением потерь напора.

Этого недостатка лишены электробуры. Электробур представляет собой герметизированный электродвигатель, к валу которого присоединяется долото. Питание электробура осуществляется с помощью отрезков кабеля, проложенных внутри бурильных труб. Такие трубы соединяются специальными замками. При свертывании бурильных труб автоматически соединяется электрическая цепь. Поверхностное оборудование для электробура состоит из трансформатора мощностью 560/320 кВт, станции управления, пульта и специального вертлюга с кольцевым токоподводом.

Выпускаются электробуры диаметрами 170, 215 и 250 мм мощностью от 80 до 230 кВт.

Опытно-промышленное применение электробуров показало целый ряд преимуществ перед турбинным бурением:

благодаря устойчивой характеристике электробура легко осуществлять оптимальные режимы бурения и улучшать обработку долот;

раздельная подача энергии для разрушения породы и выноса бурового шлама позволяет облегчить гидравлическую систему буровой установки;

электробур обеспечивает более высокую механическую скорость бурения при меньших затратах мощности;

систему токопровода можно использовать для получения различной информации непосредственно с забоя скважины;

при прочих равных условиях расход электроэнергии на 30% меньше, чем при турбинном бурении;

расход мощности на привод долота не зависит от глубины скважины.

Таким образом, электробурение является наиболее перспективным видом глубокого бурения. В то же время объемы его практического применения невелики. Существенными недостатками электробуров, препятствующими их широкому внедрению, являются значительная сложность токопровода и сложность работы электродвигателей малого диаметра с длинным валом в условиях больших гидравлических и механических нагрузок. Эти недостатки приводят к частым поломкам, устранение которых довольно сложно.

Режим бурения электробурами имеет много общего с режимом роторного бурения.

Скорость вращения долота равна 530—920 об/мин в зависимости от типа электробура. Величину осевой нагрузки необходимо выбирать, исходя из мощности электробура, обеспечения максимальной скорости, стойкости опор долота и других факторов. Для долот диаметром 190—295 мм она составляет 12—30 тс. Количество подаваемой промывочной жидкости определяется из скорости восходящего потока 0,6—0,8 м/с и диаметра скважины.

Глава XI

ГЕОФИЗИЧЕСКИЕ И ГИДРОГЕОЛОГИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ В СКВАЖИНАХ

ГЕОФИЗИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ В СКВАЖИНАХ

Геофизические исследования в скважинах проводятся с целью изучения геологического разреза дополнительно к керновому материалу или взамен его, изучения пород, залегающих вблизи скважины и в пространствах между скважинами, изучения или измерения технического состояния скважин.

Геофизические исследования в скважинах разделяются на каротаж, операции в скважинах и скважинную геофизику.

Каротаж скважин служит для изучения различных физических полей, которые характеризуют физические свойства пластов и других породных тел, слагающих геологический разрез. Наиболее распространены электрический и радиоактивный каротажи.

Электрический каротаж основан на том, что различные породы обладают различным электрическим сопротивлением и имеют различную способность создавать естественное электрическое поле. Поэтому результаты измерений позволяют судить о характере пробуренных пород и уточнить разрез скважины.

Радиоактивный каротаж основан на исследовании естественной радиоактивности пород или интенсивности гамма-излучения, возбуждаемых действием потока нейтронов на породу. Результаты измерений находятся в тесной связи с литолого-петрографическими свойствами пород.

К другим видам каротажа относятся магнитный, механический, геохимический, термо- и сейсмокаротаж.

Операции в скважинах служат в основном для изучения их технического состояния. Эти операции позволяют производить: измерение диаметра скважины (кавернометрия), ее искривления (инклинометрия); наклона пластов; мест притока или поглощения воды в скважине и затрубного ее движения: интенсивности и направления движения жидкости в скважине (расходомерия); гидростатического давления в скважине; определение мест нахождения в скважине металла; высоты подъема и толщины слоя цемента. Очевидно, что указанные сведения существенно помогают организовать процесс бурения и выполнить другие работы в скважинах.

Кроме того, специальными операциями в скважинах являются перфорация обсадных колонн путем простреливания с

целью вскрытия пластов с жидким или газообразным полезным ископаемым, отбор проб пород боковыми грунтоносами, торпедирование — взрыв в скважине — с целью ликвидации некоторых аварий или для улучшения отдачи нефти пластом.

Скважинная геофизика служит для изучения толщ пород, расположенных вдали от ствола скважины, между скважинами, между скважиной и поверхностью, между скважиной и горными выработками.

Находят применение скважинные магниторазведка, гравиразведка, электроразведка, включая наиболее широко применяемое радиопросвечивание, сейсморазведка.

Техника геофизических исследований в скважинах имеет много общего. Аппаратура всегда состоит из двух основных блоков: скважинного снаряда и находящегося на поверхности пульта управления и регистрации, которые связаны между собою специальным каротажным кабелем. Снаряд спускается в скважину с помощью лебедки, кабель направляется в скважину блок-балансом, установленным на устье скважины.

Команды с поверхности к снаряду поступают в виде электрических сигналов. Реакция снаряда на различные физические явления в скважине также преобразуется в электрические сигналы, поступающие на поверхность в регистрирующее устройство. Сигналы определенным образом преобразуются и записываются автоматически на диаграммную ленту.

Каротажная аппаратура, а также аппаратура для операций в скважинах комплектуются в виде каротажных станций, смонтированных на одной (для скважин глубиной до 1500 м) или двух автомашинах. В последнем случае в одной из машин размещена лаборатория, а в другой — подъемник (лебедка с пультом управления).

В результате скважинных наблюдений получают графическое изображение измеряемой величины вдоль оси скважины — каротажную диаграмму. Иногда возможны проведение одновременно нескольких видов исследований и запись на диаграмму параллельно сразу нескольких величин.

Процесс геологического объяснения каротажных диаграмм принято называть интерпретацией. При интерпретации сопоставляют диаграммы разных методов, входящих в определенный комплекс для данного района, и на основе полученной информации составляют геологический разрез, если велось бескерновое бурение, или уточняют разрез, составленный на основании изучения керна.

Современное состояние геофизических методов исследования скважин при разведке некоторых полезных ископаемых, например нефти, газа, угля, позволяет не только повысить качество разведки, но и применять бескерновое бурение на большей части скважины. При этом резко повышается производительность буровых работ и снижается их стоимость.

Геофизические исследования в скважинах проводятся силами специализированных каротажных отрядов (бригад), состоящих из 3—5 ИТР и 3—4 рабочих. Время проведения исследований заранее и точно согласуется между производителями буровых и геофизических работ, чтобы исключить простои как буровой, так и геофизической бригады. К моменту приезда каротажного отряда очередной рейс бурения должен быть закончен, а буровой снаряд извлечен из скважины. В необходимых случаях буровая бригада проводит подготовку — промывку, чистку или проработку ствола скважины к геофизическим исследованиям. Время, необходимое на подготовку и проведение геофизических исследований, планируется и учитывается в общих затратах времени на бурение скважины при определении производительности бурения.

Буровой мастер обязан доложить руководителю каротажного отряда сведения о техническом состоянии скважины, указать интервалы, требующие осторожного спуска приборов (места перехода с одного диаметра на другой, оставления аварийного инструмента, стационарной установки отклонителей для искривления скважин и др.).

Буровая бригада участвует в работах, помогая осуществлять подготовительные и заключительные операции на скважине, а в процессе выполнения исследований осуществляет уход за буровым оборудованием, приводит в порядок циркуляционные системы, территорию буровой установки и т. п.

В случае возникновения аварии (прихват каротажного снаряда, обрыв кабеля) ликвидация ее проводится буровой бригадой под руководством старшего бурового мастера и руководителя каротажных работ.

ГИДРОГЕОЛОГИЧЕСКИЕ НАБЛЮДЕНИЯ И ИССЛЕДОВАНИЯ В СКВАЖИНАХ

В скважинах, предназначенных для гидрогеологических исследований, проводится значительный комплекс специальных работ, требующих периодической остановки бурения или специального оборудования. В скважинах в зависимости от целей исследований и геолого-технических условий их проведения могут выполняться:

наблюдения за углублением скважины с оценкой механической скорости бурения, наличия вибраций, загрузки двигателя, параметров промывочной жидкости и ее температуры, ухода за промывочной жидкостью в процессе бурения и др.;

измерение уровня и температуры воды в скважине;

отбор проб пород, шлама и воды;

исследование водоносных горизонтов пластоиспытателями;

гидромеханический каротаж (расходомерия);

опытно-фильтрационные исследования (откачки, нагнетания и наливов, экспресс-способы испытания пластов).

Все исследования в процессе бурения, а также работы по специальному оборудованию скважин после ее окончания выполняются буровой бригадой или при ее участии.

Важным источником гидрогеологической информации служат образцы пород. Их получение обеспечивается применением колонкового бурения, а также различных грунтоносов и снарядов, описанных в главе VIII. В то же время колонковый способ бурения гидрогеологических скважин по сравнению с бескерновым существенно снижает производительность работ. Определенную информацию о разрезе при бескерновом бурении можно получить непосредственно в процессе углубки скважины по косвенным признакам.

Изменения механической скорости бурения свидетельствуют об изменении твердости буримых пород, провалы бурового инструмента характеризуют кавернозность разреза, что тесно связано с водообильностью пород.

Положение уровня воды в скважинах определяют путем непосредственного измерения гидрогеологическими рулетками и электроуровнемерами. При помощи рулетки с хлопущкой на конце уровень определяется по хорошо слышимому «хлопающему» звуку.

Выпускаются рулетки Р-506 и ГГП-196 для глубин соответственно 50 и 100 м. Точность измерения уровня — $\pm 1 \div 5$ см.

Электроуровнемеры ЭВ-1М, УЭ-50, УЭ-75, УЭ-200 служат для замера уровня воды по электросигналу, получаемому при соприкосновении датчика с поверхностью воды. Положение уровня отмечается с помощью лампочки или миллиамперметра, а отсчет ведется по разметке провода.

Измерения уровня при бурении скважин водой производят после подъема бурового снаряда и перед его спуском. Данные заносят в специальный журнал.

В скважинах, содержащих глинистый раствор, определения уровня жидкости не дают истинного положения статического уровня воды из-за глинизации стенок скважины, особенно если водоносный горизонт имеет слабую водопроницаемость, а качество глинистого раствора высокое.

Поглощение раствора в скважине является одним из признаков вскрытия водоносного горизонта. Потеря жидкости определяется по заполнению отстойников. Если отсутствуют дополнительные потери жидкости в самой циркуляционной системе, то емкостный способ определения потерь жидкости обеспечивает точность измерения около $\pm 10\%$, что вполне достаточно для предварительной оценки водопоглощения.

Вскрытие водоносного горизонта может быть отмечено и по изменению параметров глинистого раствора. Например, вскрытие рыхлых водоносных горизонтов приводит к увеличению содержания песка в растворе до 5—8%, уменьшению вязкости и т. д.

Если бурение ведется в районах распространения соленых вод и залегания соленосных толщ, наблюдают за минерализацией раствора у устья скважины при помощи солемеров ВСЕГИНГЕО, СМ-6М, резистивметров типа РА-3 и РП-1. Изменение минерализации свидетельствует о встрече рассолов или соленосных пород.

Температуру воды измеряют различными ртутными термометрами (марок ТП, ТМ, ТЛ и ТР), опускаемыми на тросе, или электрическими термометрами ЭТО-2, ЭСО-2, ЭТС-2М, ЭТС-2У и ЭТМИ, опускаемыми на кабеле, при каротаже скважин.

Существуют также глубинные термометры, опускаемые на тросе, записывающие на диаграммной ленте изменения температуры во времени.

При бурении глубоких скважин на воду гидрогеологические наблюдения можно осуществлять при помощи пластоиспытателей на трубах и кабеле. Испытатели пластов позволяют установить пьезометрический уровень водоносных горизонтов, отобрать пробы воды на химический анализ, приближенно оценить фильтрационные свойства водовмещающих пород.

Специальных испытателей пластов для гидрогеологических скважин промышленность не выпускает, поэтому применяются инструменты, серийно выпускаемые для нефтяных и газовых скважин — комплекты испытательных инструментов КИИ ГрозУфНИИ, имеющие типоразмеры 146, 95 и 65 мм для скважин диаметром от 75 до 295 мм.

В компоновке КИИ, опускаемой на трубах, установлены фильтр, пакер (для изоляции водоносного горизонта от скважины), испытатель пластов, глубинные регистрирующие манометры, система гидромеханических клапанов, а также другие приспособления и приборы.

Данные об изменениях давления в пласте в процессе испытаний получают в виде диаграммы. Одновременно отбирается проба воды.

Созданы опробователи пластов на каротажном кабеле типа ОПК, ОПТ и ОПГ, разрабатываются испытатели, опускаемые внутрь труб, для опробования в процессе бурения.

Исследования, основанные на измерении скорости движения жидкости в скважине, производятся с помощью расходомеров. Скважинные расходомеры позволяют установить интервалы и интенсивность поглощения промывочной жидкости, взаимосвязь водоносных горизонтов, загрузку фильтров по их длине, места водопритока, направление движения жидкости по скважине.

Принцип действия расходомеров основан на замере скорости вращения крыльчаток (винтообразных турбинок), которая прямо пропорциональна скорости движения воды в скважине.

Для гидрогеологических исследований наиболее приемлемы расходомеры типов РЭИ, ТЕР, РСТ и ДАУ.

На рис. 103 показан расходомер ДАУ-3М, разработанный в Донбассе (авторы Э. Я. Кипко, Л. М. Ивачев, Ю. А. Полозов, М. А. Саломатов). Датчик состоит из каркаса, рабочего элемента, тахометрического преобразователя и центрирующих пружин. Он опускается в скважину на каротажном кабеле, который соединен с измерительным блоком. Измерения производятся при динамическом состоянии жидкости, т. е. при наличии ее движения по стволу скважины. Поток жидкости вращает крыльчатку.

На валу крыльчатки приклеена пластинка из железо-никелевого сплава — пермаллоя, обладающего высокой магнитной проницаемостью. Из такого же материала сделаны сердечники двух катушек, укрепленных на неподвижной части прибора. В момент прохождения пластинки в плоскости катушек индуктивный поток замыкается, что приводит к нарушению равенства сопротивлений измерительного моста. Это отмечается на счетчике оборотов крыльчатки наземного пульта. За время не менее 30 с определяется скорость вращения крыльчатки. Расход жидкости находится по тарифовочным графикам, учитывающим скорость вращения крыльчатки, диаметр скважины и вязкость промывочной жидкости.

Расходомер ДАУ-3М работает как в воде, так и в глинистом растворе в скважинах диаметром 76 мм и более.

Если естественного движения жидкости в скважине нет, то его создают искусственно доливом жидкости без давления или с избыточным давлением на устье скважины.

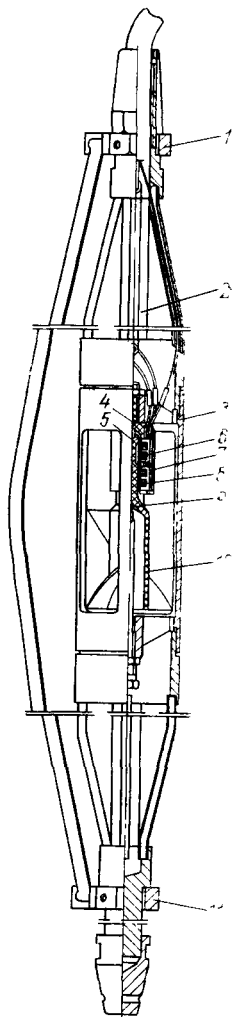


Рис. 103. Расходомер ДАУ-3М:

1 — верхняя муфта центрирующих пружин; 2 — центрирующие пружины; 3 — каркас; 4, 9 — агатовые подпятники, 5 — пермаллоевая пластинка якоря; 6, 8 — катушки дифференциального датчика, 7 — тахометрический преобразователь, 10 — рабочий элемент с крыльчаткой; 11 — нижняя муфта центрирующих пружин

Опробование водоносного горизонта путем откачки может осуществляться сразу же после его встречи и после окончания бурения скважины.

В первом случае применяется метод опережающего опробования. Он заключается в том, что, как только пласт встречен, бурение прекращают, а на забой на бурильных трубах опускают фильтр-опробователь, состоящий из сетчатого фильтра, цен-

тральной промывочной трубки, клапанов и резового наконечника. При нагнетании воды через бурильные трубы фильтр-опробователь диаметром 50—70 мм погружается в породы водоносного горизонта с вращением или без вращения с распахиванием инструмента. Глубина погружения не менее 1,2—1,5 м. Затем проводят откачку воды через бурильные трубы поршневым насосом или эрлифтом и замеряют в процессе откачки дебит и понижение уровня в бурильных трубах, а после откачки прослеживают кривую восстановления уровня и замеряют пьезометрический уровень исследуемого пласта.

После окончания бурения гидрогеологических скважин они опробуются путем проведения опытных откачек. Опытные откачки являются наиболее распространенным методом опробования, применяемым на большинстве скважин и дающим наибольшую полную информацию о водоносных горизонтах.

В то же время это наиболее дорогостоящий метод, так как требует специального оборудования скважин фильтрами и водоподъемными установками.

ОБОРУДОВАНИЕ СКВАЖИН ФИЛЬТРАМИ И ВОДОПОДЪЕМНИКАМИ

Водоподъемная часть скважины в рыхлых и неустойчивых породах оборудуется фильтром. Фильтры располагаются в зоне водоносного горизонта и служат для предотвращения зашламования скважины, осыпания ее стенок и попадания в нее песка при откачках. Конструкция фильтровой скважины показана на рис. 104, а.

Фильтры состоят из каркаса и фильтрующей оболочки, в качестве которой используются металлические сетки или минеральные пористые материалы. По конструкции они делятся на а) фильтры на опорных каркасах из труб с круглой и щелевой перфорацией (трубчатые фильтры), б) фильтры на опорных каркасах из стержней (каркасно-стержневые); в) гравийные фильтры, использующие как трубчатые, так и стержневые опорные каркасы.

Типы и конструкции фильтров выбираются в зависимости от категории породы и глубины скважины.

Трубчатые фильтры изготавливаются из труб путем их перфорации. На трубы привариваются подкладочные стержни или подкладочная спираль, а поверх них наматывается проволока, накладывается сетка (рис. 104, б) или штампованный стальной лист с щелями и отверстиями различной конфигурации.

Трубчатые фильтры могут применяться в скважинах любой глубины.

Каркасно-стержневые фильтры изготавливаются на каркасе из прутковой стали диаметром 6—16 мм, приваренной к патрубкам из стандартных труб. Стержневые фильтры обладают лучшими гидравлическими свойствами и большим сроком службы, осо-

бенно в водах с неустойчивым химическим составом. Но применение их ограничивается глубинами до 200 м.

Гравийные фильтры бывают засыпные (на забое), кожуховые и блочные. При засыпке фильтра на забое в зазор между каркасом и стенкой скважины засыпается гравий, песок, песчано-гравийная смесь, причем толщина слоя должна быть не менее 50 мм. Наиболее надежны в работе скважины с фильтром, у которых толщина обсыпки 150—200 мм

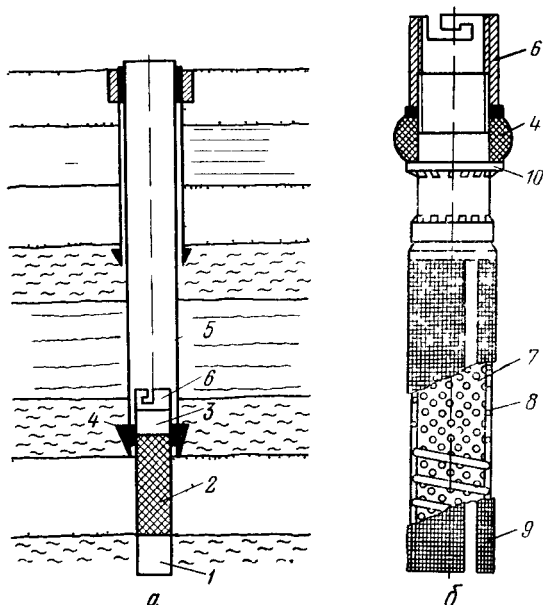


Рис 104 Конструкция фильтровой скважины

a — схема установки фильтра, *б* — схема конструкции фильтра
 1 — отстойник, 2 — рабочая часть фильтра, 3 — надфильтровая часть, 4 — герметизирующий сальник, 5 — обсадная колонна, 6 — приспособление для спуска фильтра 7 — перфорированная труба, 8 — проволочная обмотка 9 — фильтрующая сетка 10 — упорный фланец

У гравийных кожуховых фильтров обсыпка производится на поверхности в кожухи из мелкоперфорированного железа или сетки. Гравийноблочные фильтры изготавливаются путем покрытия каркаса цилиндрическими блоками из пористой керамики, пористого бетона и других материалов, изготовленных на основе синтетических клеев. Фильтры любых систем должны быть из материалов, допущенных для этой цели Главным санитарно-эпидемиологическим управлением Министерства здравоохранения СССР.

Размеры фильтров и частиц для гравийных обсыпок определяются расчетами. Фильтр состоит из фильтрующей (рабочей части), надфильтровой трубы и отстойника. Длина рабочей ча-

сти фильтра в водоносных горизонтах мощностью до 10 м принимается равной этой мощности. При мощности горизонта более 10 м длина рабочей части определяется с учетом водопроницаемости пород, производительности скважины и конструкции фильтра.

Надфильтровая часть трубы должна находиться выше башмака обсадной колонны не менее чем на 3—5 м. На конце надфильтровой части имеется фигурный паз для спуска фильтра в скважину на специальном крюке.

Разжимной резиновый или пеньковый сальник размещается непосредственно под муфтой надфильтрового патрубка (рис. 104, б). После спуска фильтра муфту вращением перемещают вниз по резьбе и сжимают сальник. Сальник расширяется в горизонтальном направлении, пока не упрется наружной поверхностью в стенки обсадной трубы.

Длину отстойника принимают обычно равной 1—2 м.

Фильтр также устанавливают на эксплуатационной колонне, выходящей на поверхность. В этом случае обсадную колонну приподнимают для обнажения фильтра или совсем извлекают из скважины.

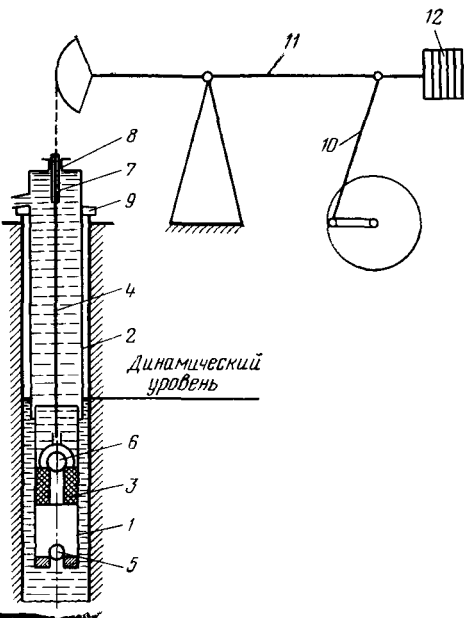


Рис. 105. Схема установки штангового насоса:

- 1 — насосный цилиндр; 2 — водоподъемные трубы; 3 — поршень; 4 — штанги; 5 — всасывающий клапан; 6 — нагнетательный клапан; 7 — штанг; 8 — сальниковая коробка; 9 — трубный хомут; 10 — кривошипно шатунный механизм; 11 — балансир; 12 — противовес

Если скважину бурили роторным способом, то перед спуском фильтра надлежит проработать ее долотом, одновременно промывая глинистым раствором с пониженной вязкостью и плотностью.

Разработаны способы вскрытия водоносных горизонтов бурением с одновременной посадкой фильтра и промывкой забоя скважины чистой водой с целью избежать работ по разглинзации скважин.

В качестве водоподъемников для гидрогеологических исследований скважин и их эксплуатации применяются штанговые

поршневые насосы, погружные центробежные насосы с двигателем на поверхности и вертикальным валом, погружные агрегаты, у которых в скважину погружен и насос и двигатель, эрлифты — водоподъемники, работающие с помощью сжатого воздуха.

При динамических уровнях, расположенных на глубине до 6—7 м от устья скважины для откачек, могут применяться также любые поршневые и центробежные насосы.

Штанговые поршневые насосы (рис. 105) состоят из цилиндра, поршня, приемного (всасывающего) клапана, нагнетательного клапана, штанг с направляющими устройствами и качалки, установленной на поверхности и придающей штангам и поршню возвратно-поступательное движение. При ходе вверх верхний клапан закрывается и поршень поднимает всю находящуюся над ним воду, а снизу в это время происходит заполнение полости вследствие разрежения. При ходе вниз всасывающий клапан закрывается и вода через нагнетательный клапан поступает в пространство над поршнем. Производительность штанговых насосов простого действия, применяемых для откачки воды, колеблется от 3 до 50 м³/ч, а высота напора достигает 150 м.

Существуют штанговые насосы двойного действия типа ШНД, которые в зависимости от конструкции и режима работы имеют производительность от 4,3 до 49,0 м³/ч.

Штанговыми насосами укомплектовываются агрегаты для откачки воды: насосная лебедка Бурвод-III-A, водоподъемная лебедка ВЛЗМ, насосные качалки НК-1 и НК-2А, качалка цепная КЦ-8.

Артезианские турбинные насосы серии АТН предназначены для эксплуатационной откачки чистой воды из скважин диаметром от 203 до 404 мм с производительностью от 30 до 250 м³/ч. Высота напора составляет от 30 до 115 м.

Насосы представляют собой турбину с числом колес от 3 до 22. Мощность электродвигателя, устанавливаемого на поверхности и вращающего турбину при помощи вала в виде колонны штанг, составляет 7—75 кВт, в зависимости от типа насоса.

Погружные насосы, у которых электродвигатель погружен вместе с насосной частью в скважину, предназначены для эксплуатационной откачки чистой воды с механическими примесями не более 0,01—0,05% по массе.

Для пробно-эксплуатационных и опытных откачек эти насосы могут применяться в виде исключения в совершенно чистой воде.

Общие сведения о выпускаемых погружных насосах приведены в табл. 30.

Для опытных откачек широко применяются воздушные водоподъемники-эрлифты. Они уступают применяемым для эксплуатации скважин погружным насосам по коэффициенту по-

Техническая характеристика	Показатели для серии насосов типа			
	ЭЦНВ	ЭПН	АПВ	АПВМ
Производительность, м ³ /ч	7,2—360	10—16	5—10	15—55
Высота напора, м	80—304	50—110	30—90	75—165
Мощность электродвигателя, кВт	2,5—250	4,0—8,0	2,5	12—35
Наружный диаметр насоса, мм	142—358	142	140	190—228

лезного действия и глубине применения, но обладают возможностью использования в загрязненных жидкостях и отличаются простотой оборудования скважин.

Работа эрлифта (рис. 106) основана на том, что в сообщающихся сосудах высота столбов жидкости обратно пропорциональна их плотностям. Жидкостями с разными плотностями являются вода и смесь воды с воздухом.

Воздух в установку подается от компрессора через воздухопроводную колонну труб 2. Эта колонна концентрически размещена в водоподъемной колонне труб 1. Труба 2 в нижней части имеет перфорированный участок 3, называемый смесителем. Расстояние H от центра смесителя до уровня воды называется глубиной погружения эрлифта, а расстояние h от уровня ее излива — высотой подъема.

Чем глубже погружен смеситель, тем больше высота, на которую поднимается водно-воздушная смесь. В то же время увеличивается необходимое для преодоления сопротивлений давление воздуха. При высоте подъема воды от динамического уровня до излива на поверхности, равной 15—20 м, принимают глубину погружения воздухопроводных труб в воду ниже динамического уровня в 1,7—2 раза больше высоты подъема, а при высоте подъема более 20 м — в 1,5 раза более этой высоты.

Диаметр труб эрлифта выбирают в зависимости от намечаемой производительности. Давление сжатого воздуха для пуска эрлифта определяется делением на 10 глубины погружения смесителя ниже статического уровня воды.

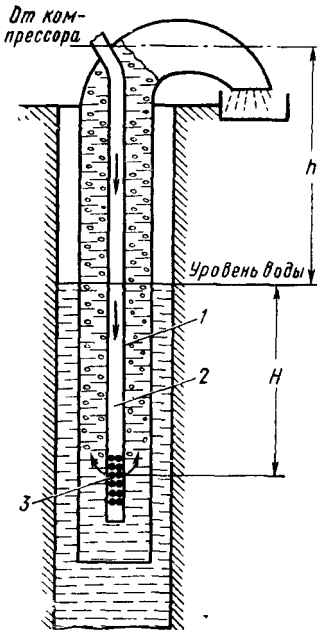


Рис 106. Схема эрлифта

Глава XII

ИСКРИВЛЕНИЕ И НАПРАВЛЕННОЕ БУРЕНИЕ СКВАЖИН

ИСКРИВЛЕНИЕ СКВАЖИН И ЕГО ИЗМЕРЕНИЕ

Трасса большинства пробуренных скважин представляет собой кривую линию. Такие скважины являются искривленными.

Искривлением скважины называется изменение направления оси скважины в пространстве. Степень искривления зависит от целого ряда геологических и технических факторов и подчиняется определенным закономерностям.

Непреднамеренное искривление скважин в процессе бурения под влиянием совокупности геологических и принятых в данных условиях технологических и технических факторов принято называть *естественным искривлением*.

При проектировании буровых работ следует учитывать возможное естественное искривление скважины. В противном случае скважина не пересечет толщу в намеченных точках и геологическая задача может быть не выполнена.

Для построения геологических разрезов необходимо знать фактическое пространственное положение искривленного ствола скважины. Это положение характеризуется в каждой точке ствола зенитным углом скважины θ и азимутом α (рис. 107).

Зенитный угол — это угол между вертикалью и осью скважины в точке измерения. Зенитный угол расположен в вертикальной плоскости, проходящей через ось скважины. Эта плоскость называется *апсидальной*.

Азимут скважины — угол между направлением на север и проекцией оси скважины на горизонтальную плоскость, т. е. линией пересечения апсидальной и горизонтальной плоскостей.

Вместо зенитного угла иногда используется угол наклона скважины $\eta = 90^\circ - \theta$, являющийся углом между осью скважины и ее проекцией на горизонтальную плоскость.

По значениям зенитного угла и азимута в точках измерения определяют приращение координат и строят профиль скважины на разрезе.

Зенитный угол и азимут скважины измеряют при помощи приборов — инклинометров.

В настоящее время для измерений в немагнитных средах применяются инклинометры ИК-2, УМИ-25 и МИ-30.

Датчик прибора ИК-2, схема которого приведена на рис. 108, размещен в корпусе диаметром 58 мм и длиной (с удлинителем) 1830 мм. Значительная длина позволяет избежать влия-

ния неровностей стенок в скважине, и датчик располагается в точке измерения параллельно ее оси. Датчик опускается в скважину на каротажном кабеле.

Внутри корпуса на полуосях 1 и 9 помещается рамка 22. На осях 20 и 21 в рамке 22 укреплены магнитный узел с отвесом 10 и зенитный отвес 12. Рамка 22 снабжена эксцентричным грузом 3, который в наклонной скважине разворачивает рамку и располагается в апсидальной плоскости. При этом плоскость качания отвесов 10 и 12 совмещается с апсидальной плоскостью.

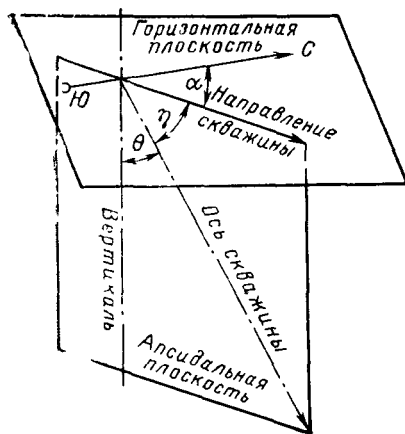


Рис. 107. Элементы пространственного положения скважин

Магнитный узел состоит из корпуса, на котором укреплен кольцевой реохорд 6, токосъемное кольцо 7 и иглы 8. Острие последней упирается в агатовый подпятник. С подпятником связаны два магнитных элемента 4 и параллельная им контактная стрелка 5. Магнитные элементы устанавливают систему по магнитному меридиану, острый конец контактной стрелки 5 направлен на север.

С зенитным отвесом 12 скреплена контактная стрелка 13. Угол между отвесом 12 и осью прибора является зенитным углом. Этому углу равен и угол отклонения стрелки 13

от своего нулевого положения (на схеме показано штрих—пунктиром). Под стрелкой расположен реохорд 15.

Реохорды 6 и 15 проводниками связаны с тремя контактными кольцами 2. Четыре щетки 16 управляются при помощи магнита и переключателя, расположенных в верхней части прибора (на схеме не показаны).

Переключатель датчика управляется с пульта, расположенного на поверхности. Цикл переключений в точке измерения состоит из шести операций.

Первая операция — успокоение чувствительных элементов. Щетки 16 не касаются колец 2. Отвес 12 располагается вертикально, а стрелка 13 отклоняется от нулевого положения на угол, равный зенитному углу. Острый конец стрелки 5 устанавливается в направлении на север, отклоняясь от начала обмотки кольцевого реохорда на угол, равный азимуту скважины.

Вторая операция — контрольный замер азимута. В этом положении щетки, подключающие реохорд азимута, наложены на контактные кольца. Операция служит для подтверждения того, что подсоединены именно щетки реохорда азимута.

Третья операция — измерение азимута. Толкатель 17 нажимает через кольцо 18 на стержень 19. Стержень системой рычагов действует на дугу 11, которая оттягивает вниз ось и прижимает контактную стрелку 5 к реохорду и токосъемному кольцу. От длины включенного в цепь участка реохорда (от начала обмотки до северного конца стрелки) зависит сопротивление цепи. Оно пропорционально величине азимута. На пульте управления величина изменения сопротивления фиксируется на

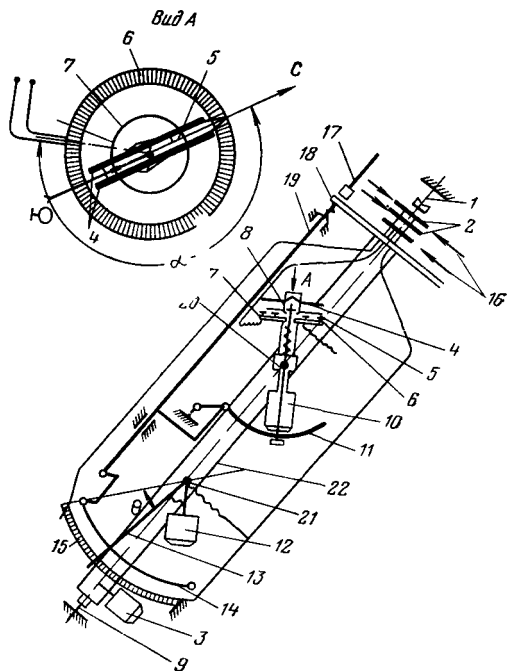


Рис. 108. Датчик инклинометра ИК-2

шкале, проградуированной непосредственно в градусах азимута.

Четвертая операция — успокоение чувствительных элементов аналогична первой.

Пятая операция — контрольный замер зенитного угла. Наложены щетки, подключающие реохорд зенитного угла.

Шестая операция — измерение зенитного угла. Толкатель 17 нажимает на кольцо 18, перемещая стержень 19. Прижимная дуга 14 прижимает стрелку 13 к реохорду 15. По сопротивлению реохорда, зависящему от его длины, между началом обмотки и стрелкой определяют зенитный угол по шкале на пульте управления.

Прибор измеряет зенитный угол с погрешностью не более $\pm 30'$, азимут — не более $\pm 4^\circ$. Число измерений прибором не

ограничено. Частота проведения измерений зависит от искривления скважины. Интервал между точками измерений обычно принимают 20—50 м.

Прибор УМИ-25 и его модификация МИ-30 отличаются от ИК-2 малогабаритным исполнением. Их диаметры соответственно составляют 25 и 30 мм. Инклинометры УМИ-25 и МИ-30 имеют дополнительную шкалу для измерения *апсидальных углов* между нулевой отметкой корпуса прибора, служащей началом отсчета, и апсидальной плоскостью, измеренных в плоскости, нормальной к оси скважины. Этот угол характеризует положение корпуса прибора в скважине и свинцовой печати, помещенной в нижней части инклинометра, и служит для ориентации искусственных отклонителей.

Для измерения апсидального угла на пульте управления имеется дополнительная шкала. В остальном принципиальная схема этих приборов не отличается от ИК-2.

Необходимо иметь в виду, что инклинометры определяют магнитный азимут. Для получения истинного азимута необходимо ввести поправки на склонение для данной местности.

В скважинах, пробуренных в магнитных (в основном железистых) породах, применение инклинометров с магнитной стрелкой невозможно. В этих условиях используются гироскопические инклинометры ИГ-70 и ИГ-50, поставляемые в СССР Чехословакией.

Приборы основаны на свойстве гироскопа (быстро вращающегося маховика в карданном подвесе) сохранять заданное положение оси вращения независимо от перемещения корпуса, в котором он расположен. Это положение оси используется как база для отсчета азимутов скважины. Зенитный угол скважины в приборах измеряется обычно способом с помощью отвеса.

Чувствительный элемент гироинклинометра ИГ-70 (рис. 109) включает узел азимута 1, 2, 7 и узел зенитного угла 3, 4, 6.

Рамка 5 под действием эксцентрично расположенного груза устанавливается фиксированно в апсидальной плоскости. С рамкой связан реостат 2, начало обмотки которого совпадает с направлением скважины. Щетка 7 связана с гироскопом 1, который сохраняет неизменным свое положение. Сопротивление обмотки реостата 2 между ее началом и щеткой 7 пропорционально азимутальному углу скважины.

Реостат 3 связан с отвесом 4, а щетка 6 с рамкой 5. Таким образом сопротивление обмотки реостата от ее начала до щетки меняется пропорционально зенитному углу.

Прибор ИГ-70 имеет диаметр 70 мм, длину 1810 мм и опускается в скважину на трехжильном кабеле. Точность измерений азимута $\pm 5^\circ$, зенитных углов $\pm 0,5^\circ$.

Измерения азимута в магнитных средах можно производить также путем ориентированного спуска в скважину приборов, фиксирующих апсидальный угол.

Ориентированный спуск прибора осуществляется на колонне бурильных труб, соединяемых таким образом, что положение нулевой отметки прибора относительно образующей на поверхности колонны известно. Известно также положение образующей у устья скважины относительно меридиана. По измерительному узлу прибора определяют зенитный и апсидальный углы скважины, что позволяет определить азимут. Разновидностью ориентированного спуска является метод последовательных ходов, при котором компоновка, состоящая из двух приборов, соединенных колонной труб, опускается

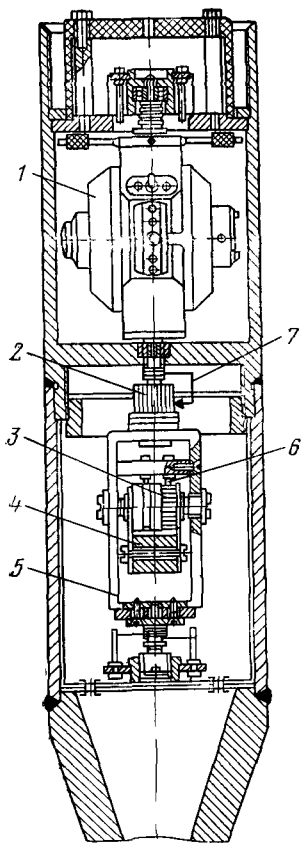


Рис. 109. Гироинклинометр ИГ-70

т-льному узлу прибора определяют зенитный и апсидальный углы скважины, что позволяет определить азимут. Разновидностью ориентированного спуска является метод последовательных ходов, при котором компоновка, состоящая из двух приборов, соединенных колонной труб, опускается

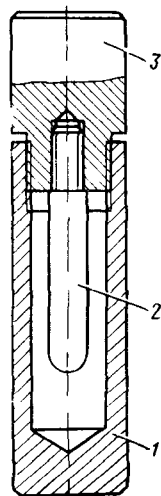


Рис 110 Патрон для измерения зенитного угла с помощью медного купороса

ся в скважину на кабеле. Приборы для измерений методами ориентированного спуска в настоящее время серийно не выпускаются.

Иногда требуется произвести разовое измерение зенитного угла скважины без вызова каротажного отряда. Такое оперативное измерение угла силами буровой бригады может быть выполнено при помощи плавиковой кислоты. Стекланную трубку, закрытую пробкой и наполненную на $\frac{1}{3}$ 20%-ным раствором плавиковой кислоты, помещают в герметичный патрон, опу-

скают в скважину на определенную глубину и оставляют в покое. Благодаря растворяющему действию кислоты на стенках трубки получается отпечаток уровня жидкости. Угол между плоскостью отпечатка и осью пробирки с учетом поправки на мениск является углом наклона скважины.

В практике бурения на нефть для этой же цели используют аппарат Петросяна, которым определяют угол наклона по следу плавиковой кислоты на стеклянной пластинке.

Обращение с плавиковой кислотой не безопасно, поэтому в геологоразведочной практике часто зенитный угол определяют при помощи патрона с медным купоросом (рис. 110).

Корпус 1 на $\frac{2}{3}$ заполняют 30%-ным раствором медного купороса. Стальной стержень 2, ввернутый в пробку 3, погружают в раствор. Патрон опускают в измерительной гильзе в скважину на бурильных трубах. После покоя в течение 30—40 мин на стержне осаждается медь.

После измерения высоты осажденной меди от конца стержня до минимального и максимального уровня осадка вычисляют зенитный угол из треугольника, одним катетом которого является разность высот, а вторым — диаметр индикаторного стержня.

Для оперативного измерения как зенитного угла, так и азимута скважины в одной точке ВИТР разработал прибор ОК-40у.

Количественное изменение зенитного и азимутального искривления скважины определяется их интенсивностью, которая представляет собой отношение приращений зенитного или азимутального угла на определенном интервале к длине этого интервала

$$i_{\theta} = \frac{\theta_2 - \theta_1}{l} = \frac{\Delta\theta}{l};$$

$$i_{\alpha} = \frac{\alpha_2 - \alpha_1}{l} = \frac{\Delta\alpha}{l}.$$

Интенсивность определяется в градусах на 1, 10, 100 м.

ПОСТРОЕНИЕ ПРОФИЛЯ ИСКРИВЛЕННЫХ СКВАЖИН НА ГЕОЛОГИЧЕСКИХ РАЗРЕЗАХ И ПЛАНАХ

Построение профиля скважины, трасса которой представляет собой кривую в пространстве, на геологическом разрезе и плане производится в большинстве случаев путем определения координат ее точек.

Принимается, что криволинейный участок скважины АВ, равный интервалу l , между двумя точками измерения зенитного угла и азимута инклинометром может быть заменен прямой линией (рис. 111, а).

Тогда

$$\Delta x = l \sin \theta \cos \alpha;$$

$$\Delta y = l \sin \theta \sin \alpha;$$

$$\Delta z = l \cos \theta.$$

Вертикальная плоскость XZ является плоскостью геологического разреза, а горизонтальная XY — плоскостью плана.

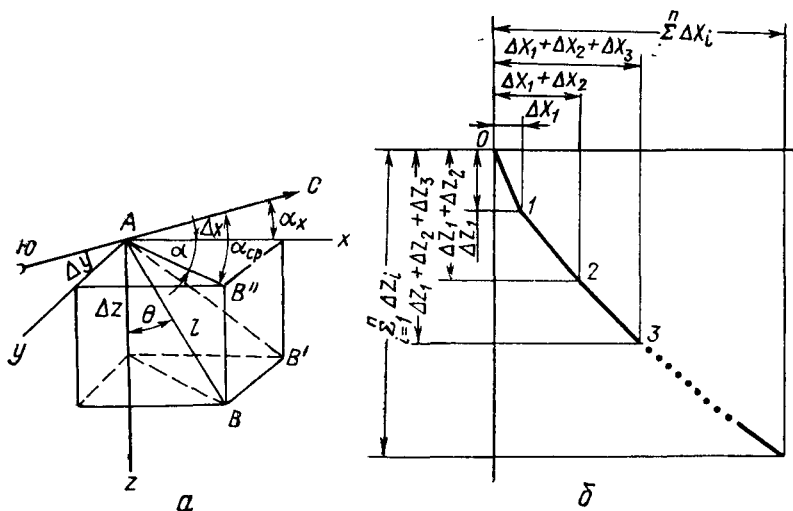


Рис. 111. Построение профиля скважины по данным инклинометрии: а — схема пространственного положения участка скважины, б — построение профиля скважины на геологическом разрезе

Зенитный угол θ является средним зенитным углом по точкам A и B .

$$\theta = \frac{\theta_A + \theta_B}{2},$$

Азимутальный угол α определяется расчетом

$$\alpha = \frac{\alpha_A + \alpha_B}{2} - \alpha_x,$$

где α_A и α_B — азимут скважины в точках измерения, α_x — азимут оси X (линии разреза).

Построение профиля скважины на плоскости разреза ведется путем последовательного построения точек скважины 1, 2, 3... (рис. 111, б). От начальной точки откладываются в масштабе отрезки, равные сумме приращений координат X и Z .

Аналогичным образом строят на плане и приращение координат X и Y .

На построенном профиле углы отклонения от вертикали будут тем меньше истинных, чем больше азимутальное искривление скважин. Это необходимо учитывать при ознакомлении с искривлением скважин на месторождении и изучать не только разрезы, но и построения горизонтальных проекций скважин.

Изложенная методика построений профилей скважин позволяет достаточно точно отражать на разрезе геологическую ситуацию только в том случае, если плоскость разреза перпендикулярна к простиранию пород. Если же угол между линией разреза и простиранием пород значительно отличается от прямого, то необходимо учитывать возможное искажение истинного положения пород и применять другие, изложенные в специальной литературе, методы построения профилей скважин.

ПРИЧИНЫ И ЗАКОНОМЕРНОСТИ ЕСТЕСТВЕННОГО ИСКРИВЛЕНИЯ СКВАЖИН

На искривление скважин и его интенсивность влияют различные факторы. Выделяют геологические, технические и технологические причины искривления.

Геологическими причинами являются различия в литологическом, минералогическом, петрографическом составе пород на забое, их сланцеватость, трещиноватость, кливаж, отдельность и т. д., т. е. все, что определяет анизотропность свойств пород. Анизотропность пород приводит к неравномерному разрушению забоя скважины и смещению оси скважины в сторону наименьшего сопротивления породы разрушению. Геологические причины являются неустраняемыми.

Искривление колонковых скважин происходит при расположении скважин на одном крыле складчатой структуры, при бурении под углом к направлениям падения и простирания плоскостей напластования пород, их сланцеватости, трещиноватости, при постоянной перемежаемости и разной их буримости.

Указанные условия преобладают в практике геологоразведочного бурения. Скважины обычно искривляются, закономерно стремясь занять положение вкрест простиранию пород. Интенсивность искривления зависит от степени неоднородности пород и от угла между направлением падения пород и осью скважины, называемого углом встречи. Схемы, иллюстрирующие закономерное искривление скважин, приведены на рис. 112, а, б, в, г, е, ж, з.

В отдельных случаях искривление, вызванное геологическими причинами, может не подчиняться общей закономерности. К ним относятся искривление скважин вдоль контакта мягких и твердых пород при малом угле встречи контакта (рис. 112, в), искривление скважин под действием веса инструмента в мягких породах (рис. 112, г), искривление в произвольную сторону при встрече скважиной различных геологических нарушений, твер-

дых включений, резко отличающихся по физико-механическим свойствам от вмещающих пород, каверн, локальных зон дробления и др.

Иногда скважины искривляются в направлении, не связанном закономерно с напластованием пород. Возможно, что имеется угловое несогласие напластования пород с направлением расланцевания или трещиноватости, возникших в более поздний период, и скважины закономерно стремятся занять положение вкрест простирания этих элементов.

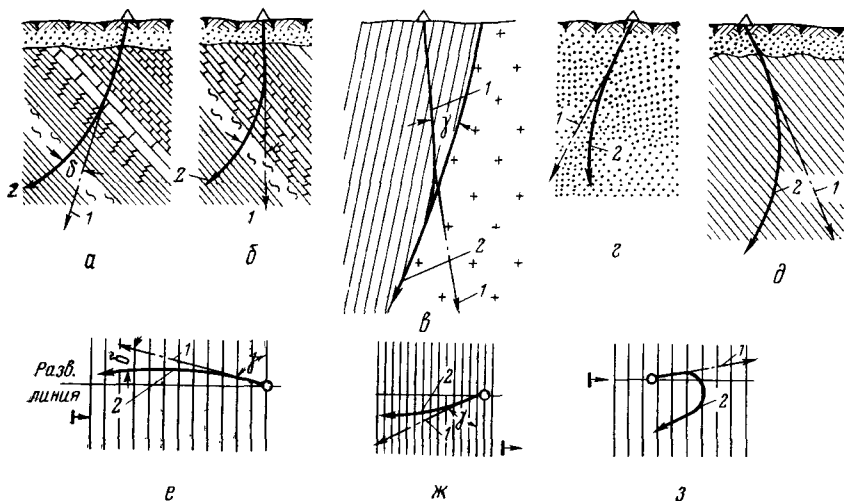


Рис. 112. Направление искривления скважин в различных условиях:

1 — заданное направление оси скважины; 2 — фактическое положение ствола при искривлении скважины; а, б, д — при наклонном залегании пород; в — при встрече крепких пород под острым углом; г — в мягких породах; е, ж, з — азимутальное искривление скважин

Тщательное изучение геолого-технических условий бурения и фактических данных об искривлении пробуренных скважин позволяет рассчитывать нормы искривления на единицу длины скважины и использовать их при разработке проектных профилей.

К *техническим причинам* относится применение колонковых и бурильных труб с различными дефектами: овальностью сечения, неравномерной толщиной стенок, кривизной, эксцентricностью нарезки и др. Сюда же относится неправильная установка оборудования, плохое закрепление станка на раме, неисправности вращателя и ведущей трубы, которые приводят к неправильному забуриванию скважины и изменению ее направления по сравнению с проектным в самом начале бурения. Искривления скважин могут произойти также при нарушении

правил перехода с большего диаметра бурения на меньший или при расширении скважин.

В большинстве случаев при соответствующем контроле за ведением работ технические причины искривления являются устранимыми.

Технологические причины оказывают влияние на искривление скважин непосредственно в процессе бурения.

К ним относятся причины, связанные со способом разрушения пород, состоянием породоразрушающего инструмента, параметрами режима бурения, составом и размерами колонкового набора.

Отмечено, что дробовое бурение способствует максимальному искривлению скважин, в меньшей степени они искривляются в равных условиях при алмазном бурении и еще меньше — при твердосплавном, особенно ударно-вращательном бурении.

Чрезмерная осевая нагрузка вызывает изгиб колонковых труб. Недостаточная промывка скважины способствует скоплению шлама, повышенной и неравномерной разработке скважины по диаметру. Низкая скорость вращения бурового снаряда приводит к снижению скорости углубки, увеличению неравномерности разрушения забоя. Эти и другие причины, связанные с параметрами режима бурения, влияют на естественное искривление скважин.

Интенсивность искривления увеличивается за счет перекоса в скважине коротких колонковых наборов или изгиба труб малой жесткости и, наоборот, снижается при использовании жестких длинных труб, центраторов, утяжеленных бурильных труб. Изменением технологических факторов можно влиять на интенсивность естественного искривления.

Несмотря на большое число причин, приводящих к искривлению скважин, их следствием является либо перекосящий прямолинейной оси нижней части бурового инструмента относительно оси скважины, либо приобретение осью инструмента криволинейной формы.

Перекосящий колонковый набор возможен при наличии зазоров между верхней его частью и стенками скважины, а изгиб оси связан с недостаточной жесткостью элементов снаряда.

Обычно оба эти явления наблюдаются одновременно. В условиях геологоразведочного бурения не удается полностью устранить перекосящий или изгиб инструмента. Поэтому при наличии причин, вызывающих искривление скважин, бурение строго прямолинейных скважин является невыполнимой задачей.

Для того чтобы обеспечить бурение скважины в нужном направлении и пересечь полезное ископаемое в заданной точке, необходимо выполнение следующих мероприятий:

1) проектный профиль скважины должен составляться криволинейным с учетом закономерностей искривления в данных условиях;

2) в процессе бурения должен проводиться систематический контроль за положением скважины путем замеров ее искривления;

3) при отклонении скважины от проектного профиля должны приниматься меры искусственного искривления с целью изменения интенсивности искривления или направления оси скважины.

За счет этих мероприятий обеспечивается направленное бурение скважин, т. е. бурение по заранее запроектированному направлению. Обычно на конкретном месторождении технологические параметры режима бурения, углы заложения и конструкции скважин, состав и размеры колонковых наборов относительно однотипны.

На определенных участках месторождения выдержаны и геологические условия. В связи с этим появляется возможность выявления общей закономерности искривления скважин на конкретном участке с целью ее использования для разработки типовых проектных профилей. Применение типовых проектных профилей уменьшает вероятность отклонения скважин от заданного направления.

Азимутальные искривления чаще всего объясняются тем, что скважины заложены не строго вкрест простирания пород.

Если наблюдаются значительные азимутальные искривления скважин, необходимо тщательно проанализировать сложившиеся представления о простирании пород, решительно пересмотреть направления проектных разведочных профилей, задавая их только вкрест фактического простирания. Это в большинстве случаев позволяет свести к минимуму азимутальные отклонения скважин от заданного направления.

Закономерности зенитного искривления наиболее точно выявляются путем исследования методами математической статистики (корреляционный анализ) зависимости

$$I_{\theta} = f(\theta) \quad \text{или} \quad I_{\theta} = f(L),$$

где I_{θ} — интенсивность зенитного искривления скважин; θ — зенитный угол; L — глубина скважины.

Для корреляционного анализа данные объединяются по группам скважин (не менее 10—15), пробуренных на участке с одинаковыми геологотехническими условиями, и составляются корреляционные таблицы, что позволяет произвести вычисления для оценки закона распределения приращений углов, оценки наличия и тесноты связи между интенсивностью искривления и зенитным углом (или глубиной скважины), а также для установления формы зависимости между этими величинами.

Форма зависимости величин обычно является линейной

$$I_{\theta} = a + b\theta,$$

или выражается параболой

$$I_0 = a + b\theta + c\theta^2.$$

Коэффициенты a , b , c находятся способом наименьших квадратов.

Исследования, выполненные на различных месторождениях, показывают, что интенсивность искривления скважин колеблется в широких пределах.

Так, для твердосплавного бурения интенсивность зенитного искривления в среднем изменяется от 0,005 до 0,04 градус/м, для дробового от 0,01 до 0,06 градус/м, для алмазного от 0,005 до 0,05 градус/м в зависимости от геолого-технических условий бурения.

Установлено, что во многих случаях с некоторым приближением профиль скважины может быть принят за дугу окружности с постоянным радиусом или за ряд сопрягающихся дуг окружностей с различными радиусами. Это облегчает построение проектных профилей скважин.

ПРОЕКТИРОВАНИЕ НАПРАВЛЕННЫХ СКВАЖИН

Проектный профиль скважины выбирается в зависимости от ее назначения, структурно-геологических условий бурения, закономерностей искривления в данных условиях и технических возможностей направленного бурения.

При геологоразведочном бурении необходимо стремиться к проектированию скважин по профилю естественного искривления. При необходимости можно учитывать увеличение или уменьшение интенсивности искривления применением специальных мер в практически достижимых пределах. Лишь в крайних случаях для решения специальных задач следует предусматривать при проектировании изменение направления профиля за счет его резкого искусственного искривления.

При построении проектных профилей должны учитываться необходимый угол встречи полезного ископаемого скважиной, закономерности естественного искривления по отдельным интервалам скважины. В некоторых случаях может быть заранее задано положение устья скважины. Если имеет место азимутальное искривление, оно должно быть учтено при построениях.

С использованием этих данных определяются величина прямолинейных и криволинейных интервалов ствола, нормы искривления скважины по интервалам, положение устья скважины, начальный зенитный угол и азимут скважины, длина скважины по ее оси.

Для построения проектных профилей скважин применяются графический и аналитический способы. Известны различные варианты этих способов.

Наиболее простым вариантом графического способа построения является использование типовой кривой. Профили группы скважин, пробуренных в одинаковых геолого-технических условиях, совмещаются устьями скважин и переносятся на кальку. Определяется положение среднего профиля в конусе рассеива-

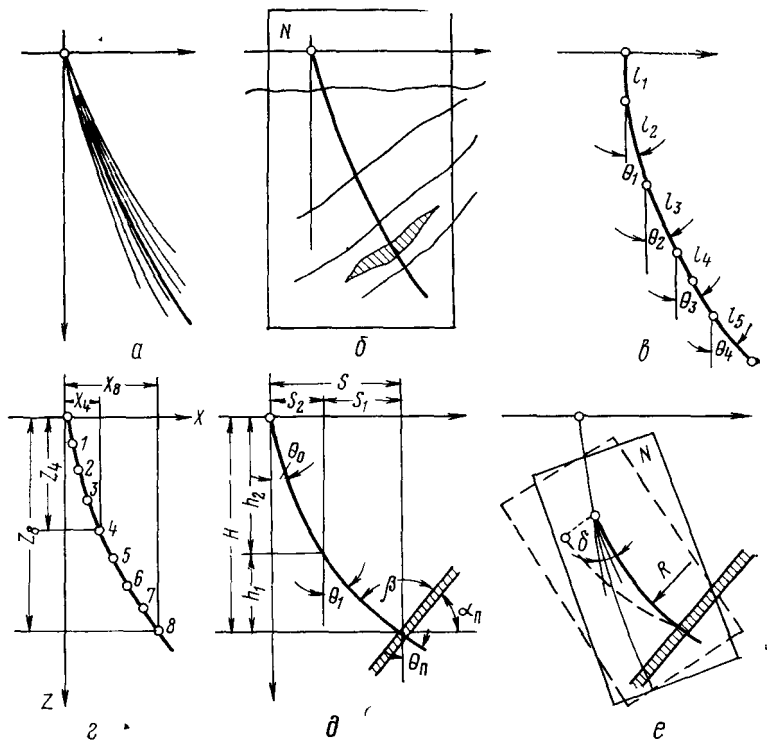


Рис. 113. Схемы построения проектных профилей: γ — угол встречи; δ — угол отклонения скважины от начального направления; а — графическое нахождение типовой профиля, б — перенос типовой профиля на разрез; в — поинтервальное графическое построение профиля; г — построение профиля по аналитически определенным координатам точек; д — аналитический способ расчета профиля, е — построение профиля дополнительного ствола

ния. Этот профиль принимается в качестве типовой (рис. 113, а). Аналогично получают горизонтальную проекцию типовой скважины. Типовой проектный профиль переносится на лист кальки (на рис. 113 плоскость кальки обозначена индексом N) и накладывается на разрез так, чтобы устье совпадало с линией поверхности, сохранялось положение профиля относительно вертикали, а сам профиль пересекал полезное ископаемое в заданной точке (рис. 113, б). Так же строят и план проектной скважины, учитывая закономерности азимутального искривления.

Другой способ состоит в том, что для группы скважин определяются средние значения зенитных углов по интервалам глубины, а затем строится типовой профиль в виде ломаной линии, состоящей из отрезков, проведенных под этими углами (рис. 113, в).

Индивидуальные профили для конкретных скважин могут быть построены графически от точки пересечения скважиной полезного ископаемого вверх при помощи отрезков, первый из которых откладывается под заданным углом встречи, а последующие под углом к предыдущему, равным приращению зенитного угла на данном интервале. В этом случае особенно внимательно следует отнестись к заданию угла встречи. При угле встречи, который не соответствует имеющим место на участке, фактическая трасса может не совпасть с проектной, так как изменятся и углы встречи скважины с расположенными над полезным ископаемым пластами пород. Кроме того, если скважины забуриваются вертикально, полученный начальный зенитный угол может оказаться не равным нулю.

Наиболее точными являются построения при помощи аналитического способа. Он состоит в определении координат точек проектной трассы и построении ее профиля и плана в виде точек, соединяемых затем плавной кривой (рис. 113, г). Исходными данными для определения координат являются средние (лучше всего среднеквадратичные) значения зенитных углов и азимутов по группе скважин, принятых за основу для отыскания типовой кривой. Расчет координат ведется аналогично расчетам при построении фактического положения скважин.

Расчеты облегчаются и дают более точные результаты, если использовать для получения координат электронно-вычислительную машину. Программа для расчета координат средней траектории на ЭВМ разработана в Томском политехническом институте под руководством проф. С. С. Сулакшина.

Если скважина имеет постоянную кривизну на всем протяжении или на нескольких интервалах, а азимутальное искривление отсутствует, можно применять другой вариант аналитического расчета основных данных для построения (рис. 113, д). Для расчета должна быть известна интенсивность искривления i_{θ} по интервалам глубины h . Задаются вертикальная глубина пересечения полезного ископаемого H , угол встречи пласта β . Известен угол падения пород α_n . Зенитный угол в точке встречи пласта

$$\theta_n = \alpha_n + |\beta| - 90^\circ.$$

Зенитные углы в начале любого интервала скважины, отход точки заложения скважины от проекции точки встречи пласта на поверхность и длина скважины определяются путем несложных расчетов.

Некоторыми особенностями отличается проектирование многоствольных скважин.

Многоствольной называется скважина, в которой из основного ствола последовательно пробуриваются один или несколько дополнительных стволов (рис. 114).

Применение многоствольного бурения позволяет сократить объемы и сроки проведения разведки месторождений. Зарезка дополнительных стволов и бурение отдельных интервалов производятся с помощью средств искусственного искривления.

Наибольшее применение многоствольное бурение нашло при детальной разведке крутопадающих залежей полезных ископаемых, когда направление искривления всех стволов совпадает с естественным. Существуют различные схемы многоствольного бурения, при которых основной ствол может быть верхним, нижним или располагаться посередине относительно дополнительных стволов.

Для определения целесообразности проектирования многоствольных скважин на конкретных месторождениях следует производить расчет экономической эффективности.

При проектировании многоствольных скважин рекомендуется принимать для самого нижнего ствола минимальную для данных геологических условий интенсивность искривления, которую можно получить, используя технологические средства (длинные жесткие буровые снаряды с центраторами). Для самого верхнего ствола интенсивность должна быть принята с учетом применения средств увеличения интенсивности искривления (укороченные буровые снаряды, увеличение перекоса снаряда в скважине).

С учетом указанных особенностей одним из описанных выше способов на разрезе строится наиболее длинный ствол. Профиль дополнительного ствола строится отдельно на листке кальки графическим способом. В большинстве случаев интенсивность искривления дополнительного ствола достаточно велика и принимается постоянной на всей его длине или отдельных интервалах. Это позволяет производить геометрические построения

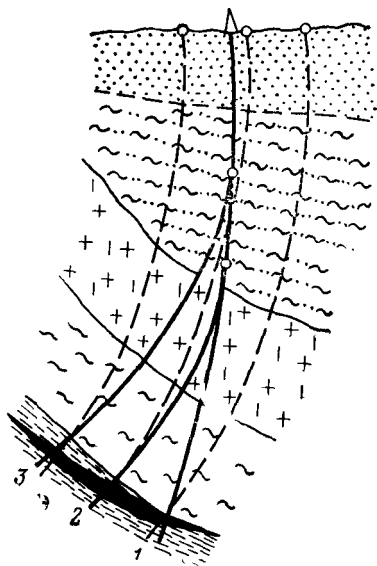


Рис. 114. Схема разведки рудного тела многоствольной скважиной: 1 — основной ствол; 2, 3 — дополнительные стволы

ния профиля в виде сопряженных дуг окружностей, радиусы которых определяются из выражения

$$R = \frac{360}{2\pi i_0} = \frac{57,32}{i_0},$$

где R — радиус кривизны интервала скважины в м; i_0 — интенсивность искривления на интервале в градус/м. Калька с отстроенным профилем накладывается на разрез так, чтобы кривая проходила через заданную точку пересечения пласта и сопрягалась с основным стволом под углом не более $2-3^\circ$ (см. рис. 113, *e*). Затем профиль с кальки переводится на разрез.

ТЕХНИКА И ТЕХНОЛОГИЯ ИСКУССТВЕННОГО ИСКРИВЛЕНИЯ СКВАЖИН

Искусственным называется преднамеренное искривление скважины с помощью технических средств или технологических приемов.

Для изменения интенсивности естественного искривления скважин применяются определенные технологические приемы и неориентируемые технические средства, основанные на увеличении или уменьшении одного из основных факторов искривле-

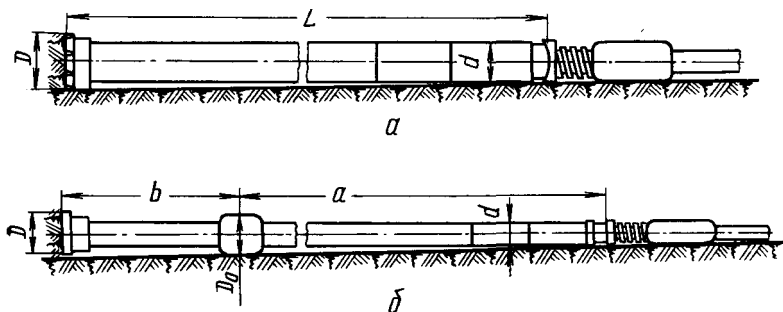


Рис. 115. Шарнирные отклонители:

a — шарнирный отклонитель с опорой на коронку; *b* — шарнирный отклонитель с промежуточной опорой

ния скважин — перекоса бурового инструмента в скважине.

Увеличение интенсивности искривления достигается уменьшением длины колонкового набора или применением ступенчатых наборов, состоящих из двух коронок смежных диаметров или специальной утолщенной коронки и колонковой трубы меньшего диаметра.

Жесткое соединение таких снарядов с колонной бурильных труб не позволяет в полной мере осуществить их перекося в скважине. Этот недостаток устранен в шарнирных отклонителях (рис. 115), представляющих собой снаряд с увеличенной разницей породоразрушающего инструмента и трубы, который

соединен с колонной бурильных труб или УБТ при помощи шарнира (рис. 116). Шарнир позволяет осуществлять вращение отклонителя и передачу осевой нагрузки под углом. Интенсивность искривления шарнирными отклонителями зависит от диаметра породоразрушающего инструмента и расстояния до шарнира, а у отклонителей с промежуточной опорой, кроме того, от ее диаметра и расположения.

Уменьшение интенсивности искривления достигается путем увеличения длины колонковых труб, применения труб повышенной жесткости, уменьшения перекоса снаряда за счет установки центраторов, устранения воздействия на верхнюю часть колонкового набора изгиба бурильных труб, в частности приме-

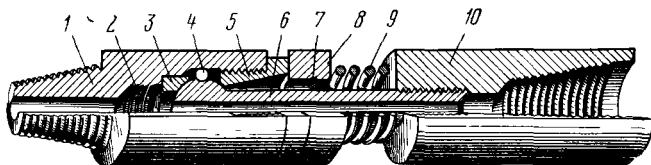


Рис. 116. Шарнир:

1 — корпус; 2, 9 — пружина; 3 — подпятник; 4 — шарики; 5 — втулка; 6 — пята; 7 — уплотнение; 8 — опорное кольцо; 10 — переходник

нением профильных бурильных труб (трехгранного сечения) в нижней части колонны.

Применение указанных мер и средств позволяет уменьшить естественное искривление, но не устраняет его полностью.

Гораздо легче увеличить интенсивность естественного искривления, чем уменьшить ее. Это нужно иметь в виду при проектировании и бурении направленных скважин.

Ориентируемые отклонители служат для искривления скважин в заданном направлении. Для этого плоскость действия отклонителя принудительно совмещается с заданным направлением. Расположение плоскости действия отклонителя относительно апсидальной плоскости скважины определяется при помощи приборов — *ориентаторов*.

Широкое распространение имеют различные конструкции извлекаемых клиньев-отклонителей для разового изменения направления скважины на некоторый угол. Принципиальная схема извлекаемого клина приведена на рис. 117. Он состоит из корпуса, в который входят труба 1, упорная втулка 2, ложка клина 3 и распорное устройство 4, и отбурника, включающего породоразрушающий инструмент 5, трубу 6, шарнир 8, переходник 7, соединенный с бурильной трубой 9. Отбурник соединен с корпусом срезной шпилькой 11, распорное устройство 4 связано с ложком клина шпонкой 12 и скреплено заклепкой 13. Над отклонителем установлен ориентатор 10.

Основными операциями при использовании извлекаемых отклонителей являются:

- 1) ориентированное соединение отклонителя и ориентатора на поверхности;
- 2) спуск бурового инструмента в скважину;
- 3) ориентация отклонителя у забоя скважины;
- 4) раскрепление корпуса отклонителя в скважине в заданном положении и рассоединение отбурника и корпуса;

5) отбуривание;

6) извлечение отклонителя;

7) расширение скважины;

8) сохранение или развитие полученного искривления скважины;

9) проверка полученного в результате искривления зенитного угла и направления скважины с помощью инклинометра.

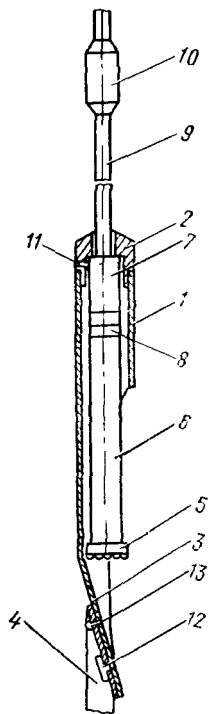
При соединении на поверхности ориентатора и отклонителя последний разворачивается на заданный угол относительно вертикальной плоскости, а ориентатор приводится в положение, при котором обеспечивается подача определенного сигнала в зависимости от конструкции ориентатора. В этом положении они жестко соединяются, чтобы сохранить взаимное положение в скважине.

В местах перехода на меньший диаметр и в зонах трещиноватости инструмент спускают осторожно, чтобы избежать ударов отклонителя об уступы в скважине. На расстоянии 0,5—1 м от забоя отклонитель останавливают и медленно поворачивают до подачи сигнала ориентатора, что свидетельствует о воспроизведении взаимного положения отклонителя и ориентатора, заданного на поверхности. (Более подробно вопрос ориентации рассмотрен в следующем параграфе).

Рис. 117. Принципиальная схема извлекаемого клина

Не поворачивая колонну труб, опускают буровой снаряд на забой. Усилием гидравлической системы станка срезается заклепка 13 и труба 1 с ложком 3 смещается относительно распорного устройства 4 одновременно расклиниваясь в скважине. По достижении определенной нагрузки, достаточной для надежного расклинивания отклонителя, срезается шпилька 11 и отбурник отсоединяется от корпуса.

Подают промывочную жидкость, включают первую скорость вращения шпинделя и бурят при небольшой осевой нагрузке. Породоразрушающий инструмент смещается по ложку клина



и зарезается в стенку скважины. После выхода породоразрушающего инструмента за пределы клина бурение ведется на обычных режимах на глубину 0,5—1 м.

При подъеме клина переходник 7 упирается во втулку 2 и поднимает корпус 1. Ложок клина 3 перемещается вверх и шпонкой 12 поднимает распорное устройство. Таким способом весь отклонитель извлекается из скважины.

Полученная при бурении «пилот-скважина» имеет меньший диаметр. Поэтому ее расширяют специальными расширителями.

Для сохранения полученного искривления скважины дальнейшая ее углубка ведется с применением колонковых труб не-

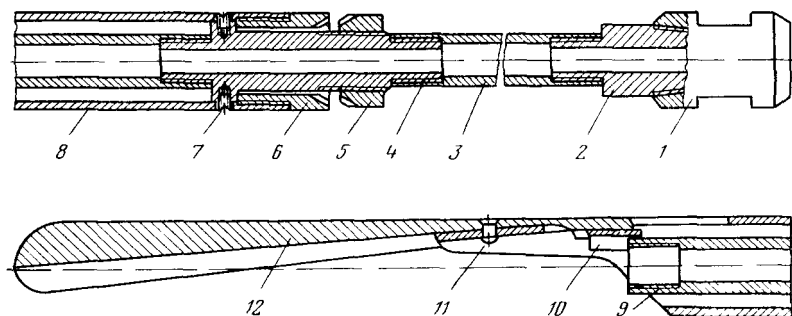


Рис. 118. Отклонитель (извлекаемый клин) типа СО:

1 — муфта; 2 — переходник, 3 — труба; 4 — ниппель; 5 — гайка конусная; 6 — втулка, 7 — шпильки, 8 — корпус, 9 — отбурник, 10 — шпонка ограничитель, 11 — заклепка, 12 — клин

большой длины (начиная от 0,5 м) с последовательным ее увеличением после каждого рейса, пока длина трубы не достигнет установленной по технологии бурения данной скважины.

За счет применения извлекаемых клиньев обычно получают разовое искривление скважины (перегиб ствола) на 1,5—2°. В ряде случаев удастся увеличить полученное искривление, применяя для расширения и дальнейшей углубки скважины специальные шарнирные отклонители.

Конструкции применяемых на практике извлекаемых клиновых отклонителей (СО конструкции ВИТР, СНБ-КО конструкции КазИМС, извлекаемый клин Ш. У. Девликамова и др.) незначительно отличаются от рассмотренной принципиальной схемы.

Отклонитель СО (рис. 118) отличается наличием гайки 5, которая позволяет передать на корпус после срезания заклепки 11 и шпилек 7 значительное раскрепляющее усилие, а затем за счет вращения отбурника свинчивается с ниппеля 4. Кроме того, в этой конструкции клин 12 служит и распорным устройством, отклоняя корпус 8 в процессе его смещения вниз по ложку.

В последнее время внедряются извлекаемые отклонители клинового типа, у которых из-за дополнительного выреза в корпусе шарнир при отбуривании находится на стенке скважины. Это позволяет увеличить перекос отбурника относительно оси скважины. На рис. 119 показан отклонитель ОС-57, предложенный в Южно-Казахстанском ГУ. Кроме указанной выше особенности он отличается применением верхнего распорного устройства.

Извлекаемые клинья применяются для искривления скважин с забоя скважины.

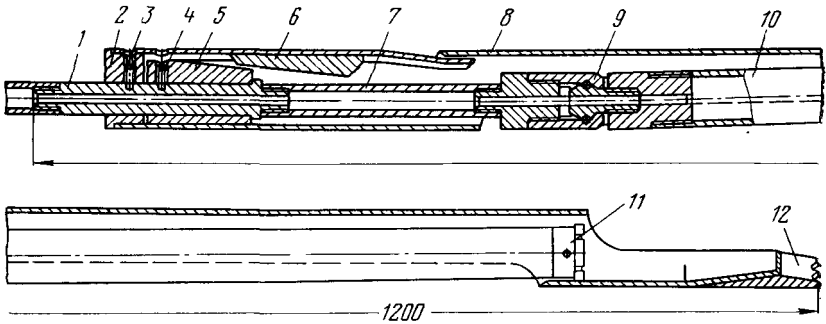


Рис. 119. Отклонитель ОС-57:

1 — ниппель; 2 — втулка эксцентричная; 3, 4 — винт; 5 — конус распорный; 6 — распорляющее устройство; 7 — вал промежуточный; 8 — отклонитель; 9 — шарнир; 10 — труба колонковая; 11 — алмазная коронка; 12 — башмак

Если необходимо искривить скважину с целью зарезки нового ствола из какой-либо точки скважины (например, при многоствольном бурении, обходе оставленного в скважине из-за аварии инструмента и т. п.), то применяются стационарные клинья, оставляемые в скважине до конца бурения.

Стационарные клинья устанавливаются на искусственный забой, для создания которого ствол перекрывается пробками различных конструкций или цементным мостом.

Пробки металлические или деревянные закрепляются в скважине путем расклинивания корпуса или выдвигания из него плашек. Поверх пробки часто создают подушку из щебня, доставляемого в колонковой трубе.

Отклоняющую часть стационарного клина изготовляют либо цельнометаллической, либо сварной из труб. Раскрепляющее устройство состоит из одного или двух конусов, которые при упоре клина о забой раздвигают и прижимают к стенкам скважины разрезанную часть основания клина.

В породах средней твердости клин обычно имеет внизу не раскрепляющее устройство, а зубчатый башмак, который погружается в щебеночную подушку искусственного забоя. Клин после этого закрепляется цементированием.

На рис. 120 приведен стационарный клин КОС, разработанный ВИТР для скважин, пробуренных алмазными коронками.

Он состоит из собственно клина, раскрепляющего устройства и установочного патрубка. Клин через удлинитель соединяется с раскрепляющим устройством, а через установочный патрубок с ориентатором и бурильными трубами.

Операции, связанные с установкой стационарного клина, отличаются от операций с извлекаемым клином тем, что после установки и раскрепления клина срезаются заклепки, соединявшие его с установочным патрубком, и на поверхность извлекаются бурильная колонна, ориентатор и установочный патрубок. Отбурочный снаряд опускают в скважину отдельно, причем диаметр породоразрушающего инструмента обычно не уменьшают. После отбуривания от клина продолжают бурение нового ствола, а стационарный клин остается на месте до окончания скважины.

В качестве породоразрушающего инструмента для отбуривания от стационарных и извлекаемых клиньев в породах средней твердости лучше всего применять шарошечные долота.

Эффективность применения ориентированного искусственного искривления зависит от различных факторов. Известно, что увеличивать зенитный угол скважины легче, чем уменьшать его, изменение азимута легче получить при небольших зенитных углах, искривлять скважины по азимуту вправо (в сторону вращения инструмента) легче, чем влево.

Кроме описанных стационарных клиньев, которые называют открытыми, применяют так называемые закрытые клинья, ложок которых сварен в нижнюю часть колонны обсадных труб.

Если резка нового ствола осуществляется для повторного перебурирования пласта полезного ископаемого (например, в случае его пропуска или недостаточного выхода керна), то вместо стационарных клиньев могут быть применены специальные извлекаемые отклонители. Отклонители для перебурирования пла-

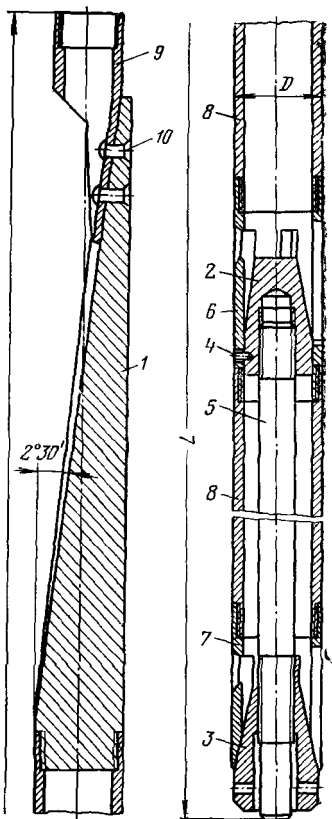


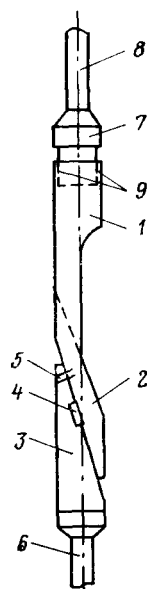
Рис. 120. Стационарный клин КОС:

1 — клин; 2, 3 — распорные конусы; 4 — срезная шпилька; 5 — шток; 6, 7 — распорные патрубки; 8 — соединительные патрубки; 9 — установочная труба; 10 — заклепки

ста могут устанавливаться как с ориентацией, так и без нее, в зависимости от необходимости.

Принципиальная схема отклонителя для повторного перебуривания пласта приведена на рис. 121.

В корпусе 1 вварен ложок клина 2. Распорное устройство 3 шпонкой 4 и заклепками 5 соединено с нижней частью корпуса, а снизу с бурильной колонной 6. В скважину отклонитель опускают на бурильных трубах 8, которые через втулку 7 и шпильки 9 связаны с корпусом 1. Колонна труб 6 подбирается такой длины, чтобы после упора их в забой клин 2 был несколько выше пласта полезного ископаемого. После упора в забой срезаются заклепки 5, происходит смещение вниз корпуса отклонителя, а затем срезание шпилек 9. Через втулку 7 усилие передается корпусу 1, в результате чего он надежно расклинивается в скважине. Далее колонна труб 8 и втулка 7 извлекаются. Спускается отбурник меньшего диаметра. Им отбуривают по скосу клина и доходят до полезного ископаемого.



По полезному ископаемому бурение ведут обычной или двойной колонковой трубой. Отклонитель из скважины после бурения извлекают путем соединения с верхом корпуса трубным метчиком или специальным захватным устройством.

Описанные выше методы искривления позволяют повысить качество буровых работ за счет искусственного возвращения отклонившихся скважин на

Рис. 121. Принципиальная схема отклонителя для повторного перебуривания пласта полезного ископаемого

проектный профиль, ускорить разведку и удешевить ее путем применения многоствольного бурения, бурить скважины по наиболее выгодным профилям. Например, профили, состоящие из начального вертикального участка ствола, а затем переходящие с помощью ориентированного искривления в криволинейные, позволяют применять металлические вышки, механизировать спуско-подъемные операции, повысить производительность бурения.

Широкое развитие получило направленное бурение с искусственным искривлением скважин в практике бурения на нефть и газ. Оно достаточно легко осуществляется с помощью турбобуров. Корпус турбобура и бурильные трубы соединяются через специальный переводник так, что их оси располагаются под углом. Поскольку бурильные трубы при турбинном бурении не вращаются, достаточно сориентировать плоскость, проходящую

через оси инструмента в нужном направлении, чтобы вести бурение с кривизной, определяемой размерами бурового инструмента и углом перекоса осей.

Проводятся работы по созданию для геологоразведочного бурения отклонителей, которые имеют невращающийся корпус, поступательно перемещаемый по мере углубки скважины, и вращающийся вал, расположенный в корпусе и соединенный с долотом. Такие отклонители позволяют осуществлять перекос инструмента относительно оси скважины и производить плавное искривление на некотором интервале без изменения диаметра бурения.

Практическое применение нашли отклонители ТЗ конструкции ЗабНИИ, СНБ-ИМР Института минеральных ресурсов, БСНБ-АС конструкции М. П. Олексенко. Результаты их применения позволяют сделать выводы о перспективности отклонителей такого типа. Так, отклонители ТЗ, которыми сделано в процессе опытной эксплуатации более тысячи циклов искривлений, позволяют искривлять скважины с интенсивностью до 1,7 градуса на метр при средней длине рейса 2,5—3 м и минимальных по сравнению с другими отклонителями затратах времени.

ОРИЕНТИРОВАНИЕ ОТКЛОНИТЕЛЕЙ

Задачей ориентирования является установка отклонителя в таком положении, при котором направление действия отклонителя составляло бы расчетный угол Ψ с меридианом (рис. 122, а) или апсидальной плоскостью скважины (рис. 122, б). В первом случае метод ориентации называется прямым. Он используется в скважинах, близких к вертикали. Поскольку искусственно искривляются обычно наклонные скважины, то этот метод применяется редко. В наклонных скважинах легче применять второй метод, называемый косвенным. Этот метод в основном и применяется в практике направленного бурения. Угол Ψ измеряется в плоскости, перпендикулярной к оси скважины, и называется углом установки.

Для увеличения зенитного угла отклонитель должен устанавливаться под углом установки, равном 0° , для уменьшения — под углом 180° . Установка под другими углами вызовет одновременно изменение зенитного угла и азимута или только азимута вправо или влево в зависимости от того, в какую сторону от апсидальной плоскости направлен ложок клина.

Величина изменения зенитного угла и азимута скважины в результате искусственного искривления клиновым отклонителем зависит от угла между первоначальным направлением оси скважины и направлением, получившимся в результате отбуривания (угол перегиба ствола) и от зенитного угла скважины в месте искривления.

Угол перегиба ствола скважины связан с конструкцией отклонителя (углом скоса клина, длиной отбурника) и технологией отбуривания. В большинстве случаев он не превышает 2° и в конкретных условиях определяется по практическим результатам отбуривания.

Зенитный угол скважины определяется по данным инклинометрии.

Если заданы приращение зенитного угла или азимута, то необходимый угол установки отклонителя может быть определен аналитически по формулам или графическим методом.

Графический метод является более простым и имеет точность, достаточную для практических целей.

Для построений принимается масштаб перевода угловых величин в линейные (например, $1^\circ = 1 \text{ см}$). Прочерчивают линию BA

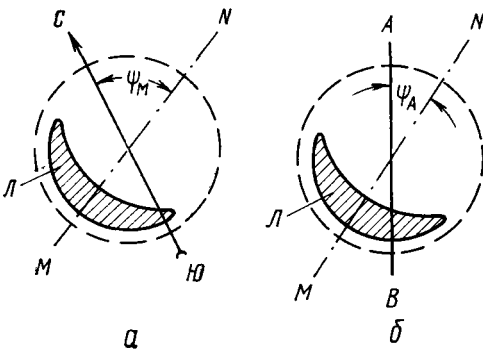


Рис. 122. Положение отклонителя при ориентации: a — относительно меридиана; b — относительно апсидальной плоскости; MN — направление действия отклонителя, $СЮ$ — направление меридиана; AB — след апсидальной плоскости; Ψ — расчетный угол установки отклонителя, L — лужок (желоб) клина

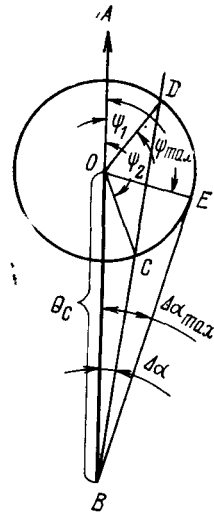


Рис. 123. Графический метод определения угла установки отклонителя

(рис. 123), которая является проекцией апсидальной плоскости на горизонтальную и характеризует направление скважины (по стрелке) до искусственного искривления. От точки B откладывают отрезок BO , равный в принятом масштабе зенитному углу скважины. Из точки O радиусом, равным ожидаемому углу перегиба ствола скважины, вычерчивают окружность.

После этого построения могут решаться различные задачи.

Если задано необходимое изменение азимута вправо $\Delta\alpha$, то этот угол строится при помощи транспортира в точке B , а его сторона продолжается до пересечения с окружностью в точках C и D .

Направление BD является новым направлением скважины. Длины линий BD и BC представляют собой абсолютные значе-

ния зенитных углов, которые могут быть получены при одном и том же приращении азимута.

Если угол установки отклонителя равен Ψ_1 , то зенитный угол увеличивается (скважина выполаживается), при угле установки Ψ_2 зенитный угол уменьшается (скважина выкручивается).

Для того чтобы определить максимально возможное приращение азимута $\Delta\alpha_{\max}$, проводят касательную BE к окружности. Длина линии BE определяет абсолютное значение зенитного угла. Угол Ψ_{\max} является углом установки отклонителя для получения максимального приращения азимута.

На практике часто для получения максимального приращения азимута отклонитель устанавливают под углом установки, равным 90° . Такая установка отклонителя при зенитных углах более $6-7^\circ$ существенно не уменьшает приращение азимута, а упрощает ориентацию отклонителя на поверхности и позволяет обойтись без предварительных расчетов.

Необходимо подчеркнуть, что фактические результаты искривления близки к расчетным лишь при правильной оценке угла перегиба ствола, получаемого при использовании данного отклонителя.

К завышению возможностей азимутального искривления приводят расчеты, в которых угол перегиба ствола скважины принимается (как это иногда рекомендуется технической литературой) равным углу скоса клина.

Описанный графический метод позволяет решать и другие задачи, например; определение угла установки для азимутального искривления скважин без изменения зенитного угла; определение угла установки отклонителя и изменения азимута, получаемого при заданном изменении зенитного угла; определение фактического угла перегиба ствола скважины по полученным в результате искривления зенитному углу и приращению азимута.

Ориентаторы, применяемые для установки отклонителей относительно апсидальной плоскости, состоят из датчика и канала связи с поверхностью. Чувствительный элемент датчика подает сигнал в момент совмещения нулевой плоскости датчика с апсидальной плоскостью.

На поверхности отклонитель и корпус датчика жестко соединяется так, чтобы нулевая плоскость, проходящая через ось датчика и нулевую отметку на его корпусе, совпадала с вертикальной (апсидальной) плоскостью, а плоскость действия отклонителя, проходящая через ось и ложок клина, была развернута относительно вертикали на расчетный угол установки. Это положение воспроизводится в скважине путем поворота всей системы у забоя до подачи датчиком сигнала. Сигнал свидетельствует о том, что нулевая плоскость совместилась с апси-

дальной и, следовательно, отклонитель располагается под заданным углом установки.

Достаточная точность косвенного метода ориентирования обеспечивается при зенитных углах 3° и более.

Существует значительное число конструкций ориентаторов,

использующих в качестве чувствительного элемента отвесы, шарики, катающиеся в желобе, капли ртути, а в качестве каналов связи — электропровод, столб жидкости, колонну бурильных труб и др.

На рис. 124 приведена схема работы трехпозиционного ориентатора СТ-1.

Датчик прибора 1 размещается в корпусе 2, устанавливаемом в бурильной колонне 3 над отклонителем 4 (см. рис. 124, а). В датчике 1 на диске из диэлектрического материала размещены радиальный 10 и два дисковых 5, 6 контакты, включенные в цепь через диоды 7, 8, и свободно катающийся шарик 9. На поверхности устанавливается пульт 20, в котором находятся два миллиамперметра 11, 12 с центральным расположением нулей, включенные в цепь через диоды 13, 14. Пульт подсоединяется к источнику тока напряжением 36 В. Он также соединяется с проводом (кабелем) 15, на конце которого укреплен контактный штырь 16. Штырь 16 при помощи лебедки 18 и блочка 19 опускается в скважину через бурильные трубы 3 на кабеле 15 до тех пор, пока не упрется контактом в контактную иглу 17 датчика 1. Вторым проводом служат бурильные трубы (на схеме показано заземлением). До тех пор, пока контактный стержень не замкнет цепь через контакт датчика, стрелки приборов находятся на нуле. При замыкании цепи возможны различные варианты. Если шарик 9, который всегда занимает под действием собственного веса нижнее положение, замыкает цепь на корпусе через дисковый контакт 5 (см. рис. 124, б), то ток проходит через одинако-

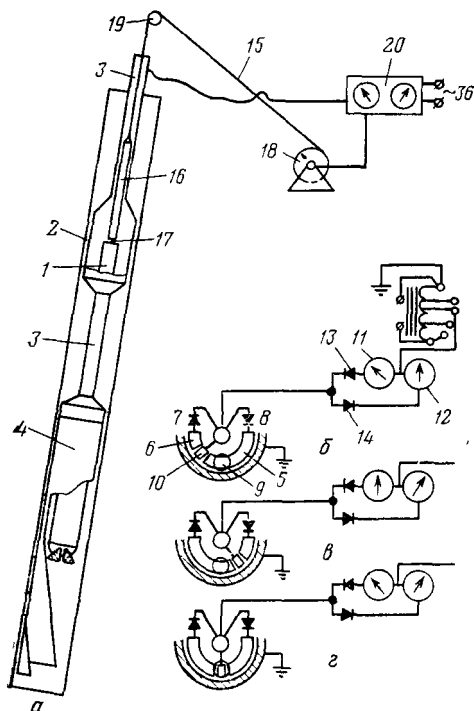


Рис. 124. Схема трехпозиционного ориентатора СТ-1:

а — схема ориентирования, б, в, г — различные положения датчика в процессе ориентации

вом (кабелем) 15, на конце которого укреплен контактный штырь 16. Штырь 16 при помощи лебедки 18 и блочка 19 опускается в скважину через бурильные трубы 3 на кабеле 15 до тех пор, пока не упрется контактом в контактную иглу 17 датчика 1. Вторым проводом служат бурильные трубы (на схеме показано заземлением). До тех пор, пока контактный стержень не замкнет цепь через контакт датчика, стрелки приборов находятся на нуле. При замыкании цепи возможны различные варианты. Если шарик 9, который всегда занимает под действием собственного веса нижнее положение, замыкает цепь на корпусе через дисковый контакт 5 (см. рис. 124, б), то ток проходит через одинако-

во ориентированные диоды 8 и 13 и отклоняется стрелка прибора 11, а у прибора 12 остается на нуле.

Если при повороте корпуса шарик будет замыкать цепь на корпус через контакт 6, то отклонится стрелка прибора 12, а у прибора 11 останется на нуле (см. рис. 124, в).

При замыкании радиального контакта 10 цепь замыкается, минуя диоды 7, 8. Обе стрелки отклоняются в противоположные стороны. Это положение соответствует моменту ориентации, так как плоскость, проходящая через радиальный контакт и ось датчика, является нулевой. После ориентации контактный штырь извлекают, осуществляют раскрепление отклонителя на забое и искривление скважины.

ВИТР разработал ориентатор «Курс», отличающийся тем, что датчик имеет диаметр 18 мм и опускается на кабеле внутри бурильных труб только на период ориентации. Кроме того, на наземный пульт управления подается сигнал о положении плоскости действия отклонителя относительно апсидальной плоскости непосредственно в градусах.

Широкое распространение получил механический ориентатор типа ШОК-2 (штыревой ориентатор клинзев) конструкции Ю. М. Тетерина.

Его конструкция (рис. 125) исключительно проста. На специальном переходнике 3 укреплен винтами 5 диск 4. К диску приварен стержень с пятой 2, имеющей сбоку паз. Расстояние от пяты до переходника составляет 0,8—1 м. Устройство помещается в трубе 1 и обычным переходником соединяется с бурильными трубами.

При ориентации на поверхности отклонитель через бурильную трубу жестко соединяется с переходником 3 и поворачивается на расчетный угол установки. При вывернутых болтах 5 паз пяты 2 со стержнем и диском 4 должен быть направлен вниз, т. е. находиться в вертикальной плоскости.

В этом положении диск 4 закрепляется болтами 5. Резьбовые отверстия в переходнике 3 сделаны для этого по всей окружности.

Затем навинчивают трубу 1 на верхний переходник и снаряд опускают в скважину.

Для получения сигнала о достижении ориентации на забое на тонком стальном канатике или проводе через бурильные тру-

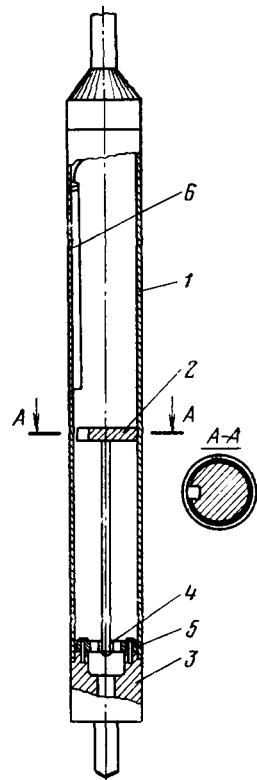


Рис. 125. Штыревой ориентатор ШОК-2

бы опускают штырь 6. Оператор на поверхности поднимает и опускает штырь за канатик. Одновременно медленно поворачивают колонну труб. Штырь всегда находится внизу на стенке трубы. Совмещение паза пяты с апсидальной плоскостью отмечается по прохождению штыря через паз вниз. Перемещение на расстояние до переходника улавливается оператором. Хорошо также слышен стук штыря о пяту при его поднимании и опускании и о диск после прохождения через паз. Точная ориентация достигается при прохождении штыря в паз без стука.

Область применения ориентатора ШОК-2 ограничена глубинами до 500—600 м. Затруднено использование его в вязких глинистых растворах. В остальных случаях он позволяет ориентировать отклонители с точностью, не уступающей более сложным ориентаторам с электрическим каналом связи.

В практике бурения на нефть и газ для ориентировки используются различные аппараты и инклинометры, в том числе инклинометры УМИ-25 и МИ-30.

Инклинометр опускают через бурильные трубы на нож — пластинку с зубьями пилообразной формы, установленную строго в плоскости действия турбинного отклонителя.

Отпечаток ножа остается на свинцовой печати инклинометра. В момент нахождения инклинометра на ноже определяется апсидальный угол. После извлечения прибора находят угол между нулевой образующей и отпечатком ножа, что позволяет определить взаимное расположение плоскости действия отклонителя и апсидальной плоскости. Для получения необходимого угла установки отклонитель разворачивают с поверхности ротором.

Инклинометром, находящимся в бурильных трубах, можно одновременно измерить зенитный угол и азимут скважины, а в вертикальных скважинах ориентировать отклонитель относительно меридиана. Для этого необходимо в состав бурового снаряда включить трубу из нержавеющей стали марки 1X18H9T, обладающей чрезвычайно низким коэффициентом магнитной проницаемости.

Глава XIII

КЕРНОМЕТРИЯ

ПОЛУЧЕНИЕ ОРИЕНТИРОВАННЫХ КЕРНОВ

Ориентированным называется керн, положение которого относительно стран света известно. Это позволяет по имеющимся на керне структурным элементам определять элементы залегания пород по данным одной скважины. Пространственное положение керна определяется по ориентированным отметкам, которые наносятся на керн в скважине приборами-керноскопами. Элементы залегания пород по ориентированному керну определяются аналитическим методом или при помощи приборов-кернометров. Комплекс работ по получению, обработке и использованию ориентированных кернов носит название *кернометрия*.

Кернометрию широко применяют в различных районах страны с целью уточнения строения месторождений в сложных геологических условиях, сокращения объемов поисковых работ и повышения их достоверности. Применять кернометрию целесообразно на всех стадиях проведения геологоразведочных работ.

Для получения ориентированного керна необходимо нанести на керн или забой скважины надежные отметки и зафиксировать положение этих отметок относительно магнитного меридиана (в вертикальных скважинах) или апсидальной плоскости (в наклонных скважинах). В настоящее время ориентированный керн получают преимущественно в наклонных скважинах с зенитными углами более $3-5^\circ$.

Предложено большое число конструкций керноскопов, основанных на нанесении отметок на боковую поверхность керна или на забой скважины путем резания, царапания, сверления, бурения, а также на нанесении ударов при ориентированном положении отметчиков. Ориентированные керны можно получить и без нанесения отметок путем снятия отпечатков формы забоя, фотографирования стенок скважины, определения естественной намагниченности пород, отрыва керна без вращения при ориентированном положении бурового снаряда.

Начало массовому внедрению кернометрии было положено созданием и серийным выпуском керноскопа К-5, разработанного в Восточно-Казахстанском геологическом управлении (Н. А. Грибский, А. С. Пеньков, М. И. Казанцев, С. А. Павлюченко).

Керноскоп К-5 (рис. 126, а) высверливает на очищенном забое скважины сверлами 2 и 4 центральную и боковую лунки. Угол между линией, соединяющей центральную и боковую лун-

ки, и апсидальной плоскостью фиксируется цилиндрическим отвесом 3. Вращение сверл осуществляется пружинным двигателем 2 (рис. 126, б), корпус керноскопа 8 помещен в оболочку

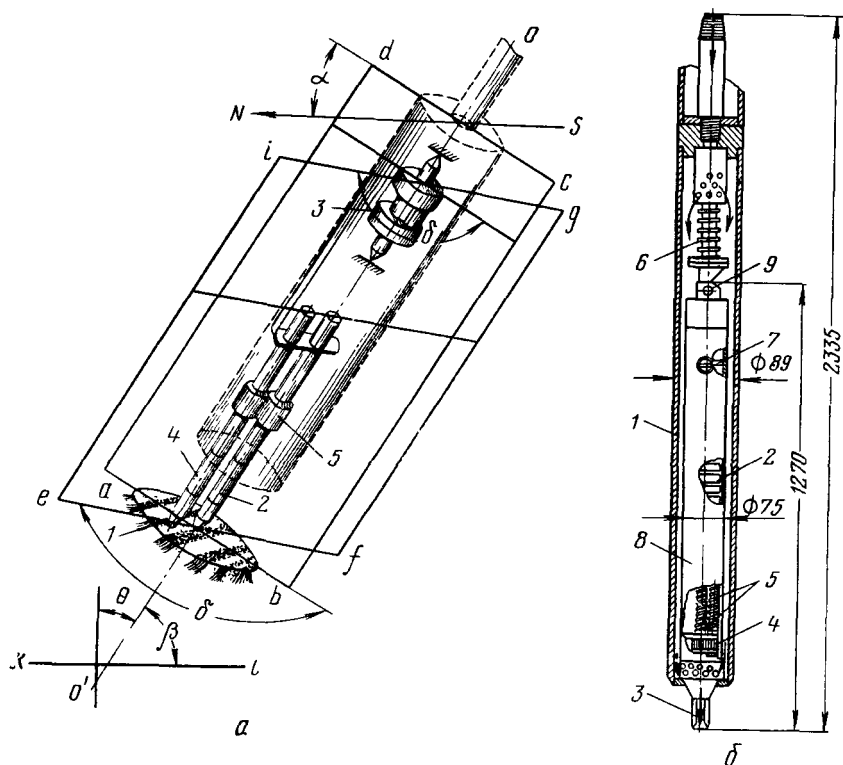


Рис. 126. Керноскоп К-5:

а — принципиальная схема керноскопа: $O-O'$ — ось керноскопа, a, b, c, d — апсидальная плоскость; e, f, g, i — плоскость ориентации керна 1 — керн; 2, 4 — центральное и боковое сверло; 3 — цилиндрический отвес; 5 — пара зубчатых колес; б — общий вид керноскопа: 1 — оболочка; 2 — пружинный двигатель; 3 — сверла; 4 — шестерни; 5 — пружины, 6 — пружина давления; 7 — цилиндрический отвес, 8 — корпус керноскопа; 9 — легко-разъемное соединение

ку 1, что позволяет осуществлять промывку забоя перед нанесением отметок. Данные о зенитном угле и азимуте скважины, измеренные в той же точке инклинометром, и об угле керноскопа, определяющем положение отметок относительно апсидальной плоскости, позволяют на поверхности восстановить пространственное положение керна. Керноскоп К-5 может быть применен в скважинах, диаметр которых не менее 93 мм.

В связи с внедрением бурения скважин малых диаметров создан ряд несложных конструкций керноскопов диаметром 57 мм. Наибольшее распространение из них получил отбурочный керноскоп КО Уральского геологического управления. Принципиальная схема керноскопа КО приведена на рис. 127.

Керноскоп состоит из корпуса *I*, внутри которого размещены отбурочный снаряд *II* и датчик-ориентатор *III*. Отбурочный снаряд включает коронку *1*, бурильные трубы *2* и *8*, переходник *3*, шарнирное соединение *4*, центратор *5*, зубчатую муфту *6*.

Отбурочный снаряд *II* с корпусом *I* соединен при помощи штифта *7*.

Датчик-ориентатор выполнен в виде жидкостного прибора со стальным стержнем *10*, помещенным в раствор медного купороса. Стержень имеет нулевую отметку, расположенную в одной плоскости с направляющим отверстием в корпусе коронки *9*. Керноскоп на забой спускают на бурильных трубах *8*. При небольшой осевой нагрузке подрабатывают забой коронкой *9*. Крутящий момент при этом передается при помощи зубчатой муфты *6*. Затем создается нагрузка, при которой срезается штифт *7*, а зубья муфты выходят из зацепления. Отбурочный снаряд выбуривает на забое пилот-скважину глубиной 20 см. После углубки дают выдержку на 30—50 мин для получения осадка меди на стержне *10*.

По мениску на стержне определяют положение отбуренного на забое бокового отверстия относительно апсидальной плоскости.

После извлечения керноскопа в скважину спускают обычный буровой снаряд и выбуривают керн, на боковой поверхности которого имеется четкая лунка. Положение лунки известно, что позволяет восстановить естественное положение породы на поверхности.

Из других конструкций керноскопов необходимо отметить совмещенный керноскоп СК (Восточно-Казахстанского ГУ) и сверлящий керноскоп КС Уральского ГУ. Они отличаются тем, что метку на забое наносят в апсидальной плоскости у лежащей стенки скважины, а выбуривают и извлекают керн самим керноскопом. Но эти керноскопы рационально применять только в плотных монолитных породах, пригодных для нанесения поверхностной метки.

Более универсальным является метод отбуривания относительно глубокого бокового отверстия, использованный в керноскопе КО. В этом случае надежная отметка получается и в трещиноватых породах.

При отсутствии керноскопов ориентированный керн может быть легко получен при помощи любых имеющихся в геолого-

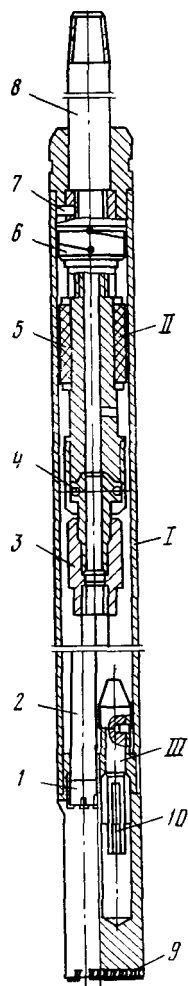


Рис. 127. Схема керноскопа КО

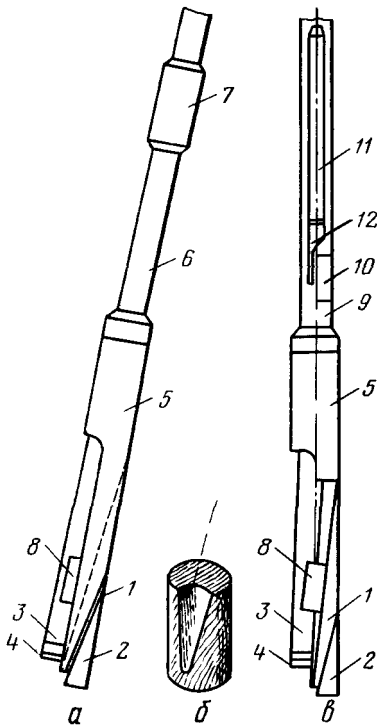


Рис. 128 Использование отклонителей для ориентации керна

а — в наклонных скважинах, *б* — ориентированная лунка на кернах, *в* — в вертикальных скважинах.
 1 — ложок клина 2 — распор, 3 — отбурник, 4 — коронка, 5 — труба, 6 — бурильная труба, 7 — ориентатор, 8 — направляющая накладка, 9 — немагнитная труба, 10 — ориентирующая пластина, 11 — инклинометр УМИ 25, 12 — ориентирующий хвостовик

где определение элементов залегания коренных пород существенно повысило бы ценность геологических исследований.

Ориентированный керн в этих условиях можно получить также ориентированным отбуриванием бокового отверстия. Для ориентации снаряда (рис. 128, *в*) можно использовать инклинометр УМИ-25, снабженный специальным хвостовиком 12, сочленяющимся в определенном положении с ориентирующей пластиной 10. Пластина 10 помещается в немагнитной трубе 9 (из стали 1Х18Н9Т) над корпусом отклонителя. Инклинометр УМИ-25 может быть спущен через бурильные трубы диаметром 50 мм с муфтово-замковыми соединениями при условии их соответствия ГОСТу и соосности всех элементов снаряда.

разведочной организации извлекаемых отклонителей для направленного бурения скважин.

В отклонителе (рис. 128, *а*) следует заменить существующий отбурник на отбурник 3 диаметром 25—34 мм, а на отклоняющую часть прикрепить направляющую накладку 8, обеспечивающую точное центрирование отбурника в плоскости бурения. Размер накладки должен быть таким, чтобы в крайнем нижнем положении породоразрушающий инструмент отбурника вписывался в размер скважины.

Для получения ориентированного керна все операции выполняют аналогично ориентированному искривлению скважины. Ложок отклонителя ориентируют строго в апсидальной плоскости на выполаживание. Бурят скважину на глубину до 20—30 см. После этого опускают длинную колонковую трубу и выбуривают керн, который имеет характерную отметку в виде конусной лунки, расположенной в апсидальной плоскости скважины со стороны висячей стенки (рис. 128, *б*).

Область внедрения кернометрии может быть значительно расширена распространением ее применения на вертикальные скважины картировочного бурения,

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ЭЛЕМЕНТОВ ЗАЛЕГАНИЯ ПОРОД ПО ОРИЕНТИРОВАННОМУ КЕРНУ

Для определения элементов залегания пород по ориентированному керну служит кернометр КР-2 (рис. 129). Он состоит из кольца 4, служащего для закрепления ориентированного керна, визирного приспособления на подвижной каретке 9, осей 1 и 5, рамки 3, скобы 10, лимба зенитных углов 6, лимба азимутальных углов 2. Поворотная визирная трубка 7 снабжена диаметрально расположенной визирной стрелкой. С трубкой связан лимб углов керноскопа с 360-градусной шкалой. На лимбе нанесены две встречные шкалы по 90° . При расположении визирной стрелки острием вниз на индикаторе шкалы углов керноскопа (верхнее окно каретки на рис. 129, а) устанавливается отметка нуль градусов, на индикаторе углов падения (нижнее окно) — 90° . На кернометре воспроизводится пространственное положение керна, существовавшее до отрыва его от забоя, а затем измеряются элементы залегания слоистости, трещиноватости и других видимых на керне элементов.

Керн с ориентированными отметками (или отметкой) вставляют в кольцо 4 и поворачивают вместе с ним на оси 5 в горизонтальное положение. Перемещают подвижную каретку 9 с визирной трубкой 7 до уровня плоскости, проходящей через ось керна. Устанавливают на лимбе 8 (верхняя шкала) угол между апсидальной плоскостью и отметками (отметкой) на керне, отсчитанный от лежащей стенки скважины по ходу часовой стрелки. Поворачивая керн вокруг собственной оси, через визирную трубку совмещают направление от оси керна на боковую отметку с визирной стрелкой. В этом положении керн закрепляют в кольце 4. Путем поворота кольца с керном на оси по лимбу 6 устанавливают зенитный угол скважины и фиксируют ось 5. По лимбу 2 устанавливают азимут скважины, поворачивая рамку 3 на оси 1, и закрепляют рамку 3. В итоге этих операций керн принимает пространственное положение в скважине.

Для измерения залегания структурных элементов по керну совмещают ось визирной трубки с направлением простирания исследуемого элемента путем перемещения вверх—вниз каретки 9 и поворота скобы 10 вокруг оси 1. Поворачивают визирную трубку так, чтобы визирная стрелка совпала с линией падения структурного элемента. При этом направление стрелки должно быть только в нижнюю полуокружность от линии горизонта. По показаниям индикатора в нижнем окне каретки 9 записывают угол падения. Для определения азимута падения пород к величине, отсчитанной по шкале 2, прибавляют 90° , если визирная стрелка направлена влево, и отнимают 90° , если она направлена вправо от вертикали. Если на керне требуется измерить несколько элементов, то измерения производят отдельно, не нарушая первоначальной установки керна.

Для измерений на ориентированном керне служат и другие приборы, например кернометр ПТ-1 Уральского ГУ и кернометр КР-3 КазНИИМС. На кернометре КР-3 залегание структурных элементов определяют при помощи шкал прибора. На приборе ПТ-1 производится только воспроизведение пространственного положения керна, а измерения элементов залегания ведутся горным компасом с помощью закрепляемой на керне вспомогательной плоскости из оргстекла.

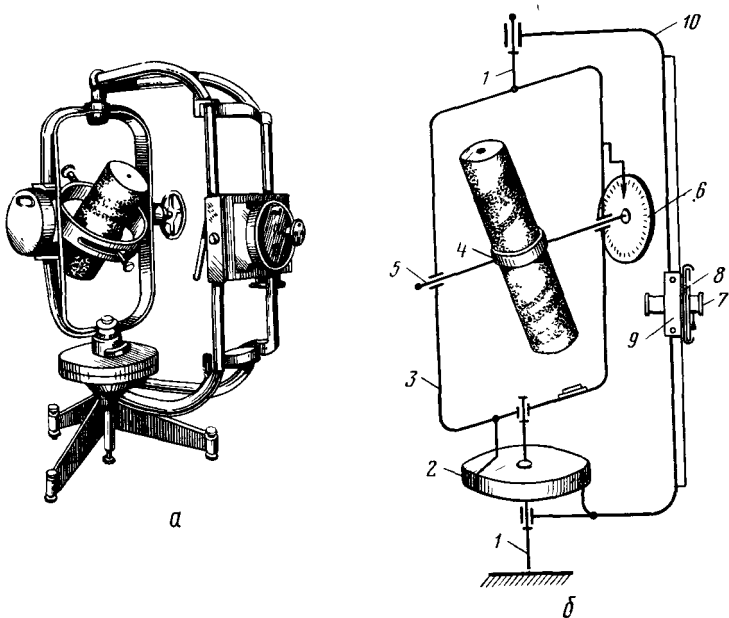


Рис. 129. Кернометр КР-2:
а — общий вид; *б* — кинематическая схема

Уральским ГУ разработан также палеточный способ замера структурных элементов. Сущность его заключается в том, что по отметке на керне наводится след апсидальной плоскости. По большой оси структурного эллипса азимут падения исследуемого элемента замеряется палеткой относительно наведенного следа апсидальной плоскости.

Существует аналитический метод определения элементов залегания по ориентированному керну путем расчетов по формулам, использующим известные зенитный и азимутальный углы скважины, угол керноскопа и вспомогательные углы, определяемые расчетом по измерениям линейкой определенных линий на керне. Ориентированные керны могут служить для изготовления ориентированных шлифов или аншлифов путем выпиливания из керна пластинок по трем взаимно перпендикулярным плоскостям, связанным с ориентирующей линией на керне.

Глава XIV

ТАМПОНИРОВАНИЕ СКВАЖИН

ВИДЫ ТАМПОНИРОВАНИЯ СКВАЖИН, ПРИМЕНЯЕМЫЕ МАТЕРИАЛЫ И ОБОРУДОВАНИЕ

Тампонируванием скважины называется комплекс работ по изоляции отдельных ее интервалов. Оно осуществляется с целью предотвращения обвалов скважины и размывания пород в пространстве за обсадными трубами, разделения водоносных или других горизонтов для их исследования, ликвидации водопроявлений, перекрытия трещин, пустот, каверн, для ликвидации поглощения промывочной жидкости при бурении.

Тампонирувание скважин после окончания бурения с целью охраны недр называется ликвидационным.

Следует различать тампонирувание скважин с использованием и без использования обсадных труб, отличающиеся друг от друга технологией проведения работ.

По длительности действия тампонирувание может быть временным и постоянным. Временное тампонирувание осуществляется для перекрытия ствола скважины с целью разделения водоносных горизонтов для их индивидуального гидрогеологического исследования. При этом создают разделительные цементные пробки (мости) или применяют разжимающиеся резиновые тампоны (пакеры). Временное тампонирувание имеет ограниченное применение. При постоянном тампонирувании околоствольное пространство изолируется от ствола скважины.

Для тампонирувания применяют цемент, глину, глино-цементные смеси с наполнителями, быстросхватывающиеся смеси, битумы и смолы и др.

Тампонирувание с помощью цемента называется цементированием скважин. Для тампонирувания применяется специальный тампонажный цемент (ГОСТ 1581—63) двух видов: для «холодных» скважин с температурой твердения $+22 \pm 2^\circ\text{C}$ и для «горячих» скважин с температурой твердения $+75 \pm 3^\circ\text{C}$. При содержании в цементном растворе 50% воды по отношению к массе цемента начало схватывания цементного раствора (для «холодных» скважин) должно происходить не ранее чем через 2 ч после затворения, а конец схватывания не позднее чем через 10 ч.

Распространено применение быстросхватывающихся смесей (БСС) из цементного раствора с ускорителями схватывания.

Эффективными ускорителями схватывания раствора тампонажного цемента являются жидкое стекло и алебастр. Введе-

ние их в раствор позволяет снизить сроки схватывания смеси до нескольких минут. Составляющие смесей с малыми сроками схватывания доставляют в скважину с помощью специальных тампонажных снарядов, которые обеспечивают получение БСС непосредственно в скважине.

С целью перекрытия трещин в процессе борьбы с поглощениями промывочной жидкости применяют различные смеси с наполнителями. В Донбассе широко применяется смесь из глинистого раствора $\gamma=1,22$ г/см³, $T=90$ с, $V=25$ см³ за 30 мин, тампонажного цемента в количестве 30—50 кг и древесных опилок — 50 кг на 1 м³ раствора.

В качестве наполнителей применяются также кожа-горох, резинокордная крошка и т. п.

В геологическом управлении центральных районов для тампонирувания скважин хорошие результаты показало применение сланцевых и нефтяных битумов с наполнителями. Битумы, имеющие начальную температуру 230—250 °С, доставлялись в зону поглощения промывочных жидкостей в специальных теплоизолирующих контейнерах.

Для тампонирувания поглощающих горизонтов применяются синтетические мочевино-формальдегидные смолы с добавлением в качестве отвердителя щавелевой кислоты.

Тампонирующие материалы в скважину нагнетают либо поршневыми насосами буровой установки, либо при помощи цементировочных агрегатов ЦА-320М или 4ЦА-100. При этом, если тампонирующие материалы нагнетаются под давлением при небольшой глубине, герметизируется ее устье, а при тампонирувании глубоких горизонтов они отделяются от остальной части скважины пакерами.

ТАМПОНИРОВАНИЕ СКВАЖИН С ПРИМЕНЕНИЕМ ОБСАДНЫХ ТРУБ

Наиболее простым способом изоляции затрубного пространства от остальной части скважины является задавливание башмака колонны обсадных труб в водоупорный пласт глины на 0,5—1 м. Если такой пласт отсутствует, то низ скважины перед спуском труб заполняют глиной, в башмак обсадных труб вставляют конусную пробку и выдавливают глину в затрубное пространство. Тампонирувание глиной является менее надежным, чем цементирование.

В практике геологоразведочных работ применяют несколько способов цементирования нижней части колонны обсадных труб.

Цементный раствор заливают в скважину через бурильные трубы при поднятых на 3—5 м от забоя обсадных трубах. По мере закачки цементного раствора бурильные трубы приподнимаются от забоя, а по окончании заливки поднимаются над

уровнем раствора и промываются. Обсадные трубы опускают на забой, скважина оставляется для затвердевания цемента на сутки, после чего цементная пробка в трубах разбуривается.

При другом способе цементный раствор доставляется на забой в контейнере из колонковой трубы с пробками в нижней и верхней его частях. У забоя содержимое контейнера выдавливается при помощи промывочной жидкости.

Для цементирования направляющей трубы цемент заливают на забой незакрепленной скважины, а низ трубы снабжают деревянной конусной пробкой. При спуске и задавливании труб весь цемент вытесняется в затрубное пространство.

При тампонировании неглубоких скважин цемент закачивают в скважину через герметизированное устье. Затем в трубы вводят пробку с резиновыми манжетами и нагнетают поверх нее расчетное количество глинистого раствора для выдавливания цемента в затрубное кольцевое пространство. После этого трубы опускают на забой, оставляя скважину под давлением.

В глубоких скважинах, когда используются трубы нефтяного сортамента диаметром 168 мм и более, цементируют затрубное пространство при помощи двух пробок.

На верхнюю обсадную трубу навинчивают цементировочную головку типа ЦГЗ-120 или ГЦК и промывают затрубное пространство, затем снимают заливочную головку, спускают нижнюю пробку, вновь присоединяют головку и закачивают в трубы нужное количество цементного раствора, определяемое расчетом. Далее освобождают верхнюю пробку, ранее находившуюся внутри заливочной головки, и нагнетают глинистый раствор (рис. 130).

Нижняя пробка имеет резиновую перепонку, которая прорывается, когда пробка доходит до нижнего упора в трубах. Цемент выдавливается в затрубное пространство. Момент дохождения верхней пробки до нижней отмечается по повышению давления на манометре, что является сигналом для прекращения нагнетания.

Вентиль головки закрывают и оставляют в таком виде до затвердевания цемента. Пробки и часть цемента, затвердевшего внутри нижней части труб, в дальнейшем разбуриваются.

В случае катастрофических поглощений промывочной жидкости на большой глубине, например при вскрытии скважиной старых горных выработок, перекрывают зону потайной колонной обсадных труб и тампонируют ее. Порядок выполнения этих работ следующий.

Зону поглощения пробуривают до интервала твердых пород.

Колонну обсадных труб необходимой длины соединяют через переходник с левой резьбой с бурильными трубами и опускают в скважину. Через трубы подают на забой цементный раствор, башмак обсадной колонны погружают в него, а бурильные трубы вращением вправо отсоединяют от обсадных

труб и извлекают из скважины. После затвердевания цемента устанавливают на верхнюю часть потайной колонны деревянную пробку. В затрубное пространство под давлением закачивают тампонирующую смесь с наполнителями. Давление создается за счет герметизации устья скважины или перекрытия скважины над колонной пакером. После выдержки, необходимой для затвердевания смеси, деревянную пробку разбуривают,

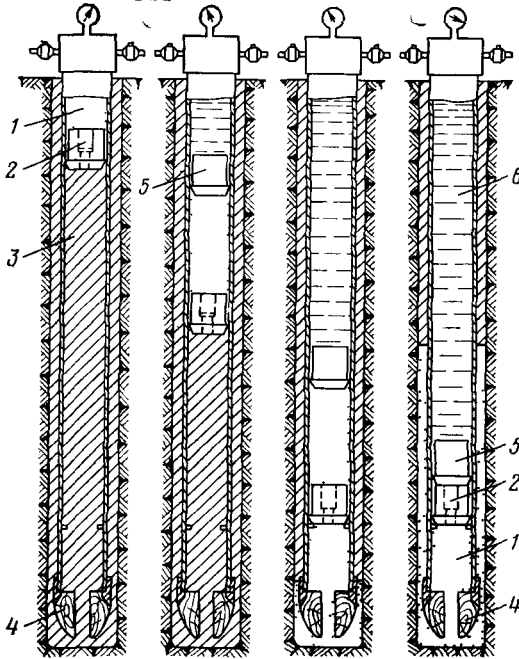


Рис 130. Схема цементирования с двумя пробками:

1 — цементный раствор, 2 — нижняя пробка; 3 — глинистый раствор, 4 — башмак обсадной колонки, 5 — верхняя пробка, 6 — жидкость для продавливания пробок

а верхний конец труб развальцовывают специальной конусной фрезой, чтобы избежать его повреждений при спуске бурового снаряда. Затем переходят к дальнейшей углубке скважины.

Если позволяет диаметр скважины, соединение обсадных труб потайной колонны целесообразно осуществлять муфтами, что способствует задержке наполнителя в затрубном пространстве.

ТАМПОНИРОВАНИЕ ПОГЛОЩАЮЩИХ ГОРИЗОНТОВ БЕЗ ПРИМЕНЕНИЯ ОБСАДНЫХ ТРУБ

Для ликвидации поглощений промывочной жидкости применяют методы беструбой изоляции поглощающих зон.

При тампонировании поглощающих горизонтов необходима доставка в зону поглощения таких материалов, которые могли бы заполнить и перекрыть трещины, пустоты и другие каналы в породе. В условиях значительных поглощений они должны загустеть или схватиться до твердого состояния достаточно быстро, чтобы циркулирующая в горизонте жидкость не успела их размыть.

Для смешивания цементного раствора и ускорителя схватывания непосредственно в зоне поглощения служат тампонажные устройства ТУ-2, ТУ-3 и ТУ-4 диаметрами соответственно 108, 127 и 89 мм.

Тампонажное устройство ТУ-2 (рис. 131) представляет собой трубу 5, которую наполняют жидким ускорителем схватывания. Сверху на ускоритель заливают 1—2 л глинистого раствора. Присоединяют верхний переходник 1 и опускают устройство в скважину. Через центральный канал 2 можно осуществлять промывку скважины и вводить в зону поглощения наполнители. Далее в колонну бурильных труб забрасывают шарик 16 из легко разбухающего материала и закачивают цементный раствор.

Шарик достигает трубчатого поршня 8 и садится в его гнездо 7. При повышении давления на 10—15 кгс/см² поршень 8 сжимает пружину 15 и перемещается вниз, нижним концом упираясь в дно трубы 9. Труба смещается вниз, зависая на выступе стакана 12 при помощи винтов 14. Манжета 13 распирается пластинами 10 и 11, обеспечивая перекрытие скважины и центрирование устройства.

Передвижение поршня 8 вниз открывает каналы в нижнем переходнике 6, через которые начинает поступать в центральный канал ускоритель и смешиваться с цементным раствором. Через каналы в нижнем переходнике образовавшаяся быстро схватывающаяся смесь поступает под манжету 13 и выдавливается в скважину ниже снаряда. Скорость истечения ускорителя подбирают в зависимости от его вязкости и производительности насоса и регулируют при помощи сменных шайб 3 с отверстиями различной величины. Шайбы закрепляют в верхнем и нижнем переходнике заглушками 4.

В процессе закачки смеси снаряд приподнимают, а по окончании тампонирования извлекают, разбирают и промывают все детали. Применение ТУ-2 сокращает время затвердевания цемента в 1,5—2 раза и расход материалов в 2—2,5 раза.

Для тампонирования скважин путем закачивания различных смесей под давлением наиболее рационально применять специальные пакерующие устройства. Пакер помещают над поглощающим горизонтом, раскрепляют в скважине и нагнетают через него тампонирующие смеси. Это позволяет избежать больших затрат времени и средств на потери смеси в других

проницаемых горизонтах и очистку скважины от смеси после тампонирования.

На рис. 132 показано пакерующее устройство ДАУ-1, применяемое в производственном объединении «Укруглегеология».

Основными его деталями являются упругая резиновая манжета 4, конус 8, фиксирующие плашки 6 и отсоединительный переходник 10.

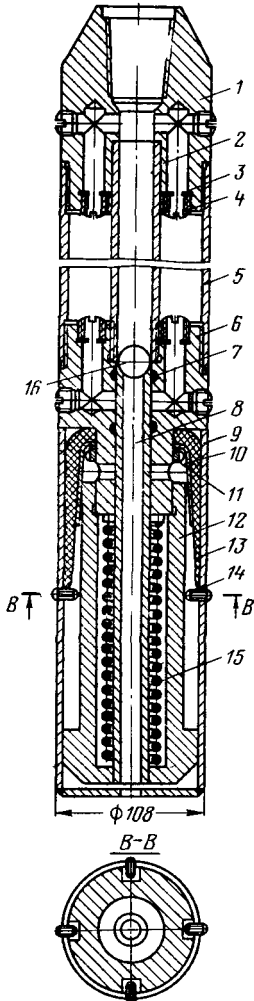


Рис. 131. Тампонажное устройство ТУ-2

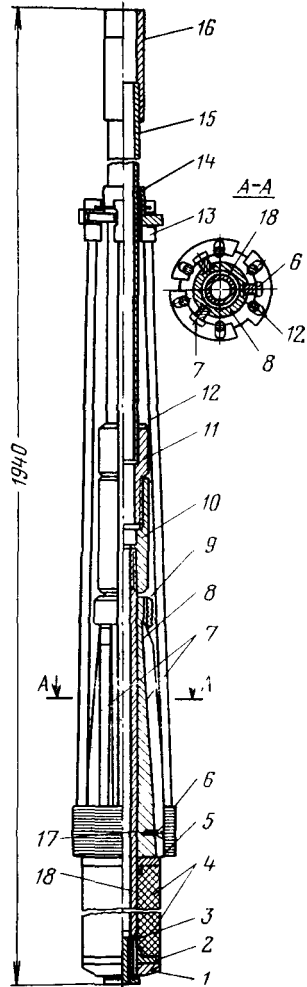


Рис. 132. Пакерующее устройство:

1 — упорная шайба, 2 — нижняя шайба; 3 — пробка; 4 — резиновая манжета; 5 — втулка; 6 — плашки; 7 — направляющие планки; 8 — конус; 9 — накидная гайка; 10, 11 — отсоединительный переходник; 12, 13 — тяги; 14 — подвижный фланец; 15 — труба; 16 — переходник; 17 — винт; 18 — труба

Устройство спускается на бурильных трубах и устанавливается на 3—5 м выше кровли поглощающего горизонта.

При приподнимании колонны труб вверх плашки за счет трения о стенки скважины тормозятся, а конус перемещается вверх и вдавливают плашки в стенки скважины, надежно фиксируя устройство на заданной глубине. При дальнейшем перемещении вверх бурильной трубы 18 и нижней шайбы 2 резиновая упругая манжета 4 сжимается и перекрывает ствол скважины.

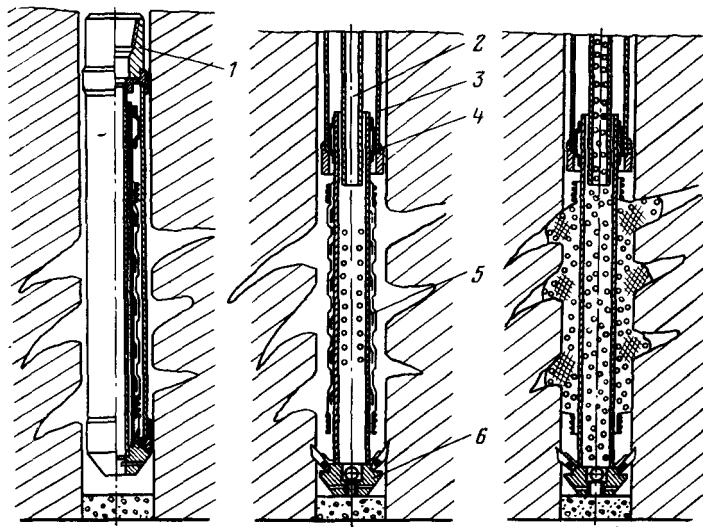


Рис. 133. Устройство УПП-3:

1 — переходник; 2 — центральная направляющая труба; 3 — защитный корпус; 4 — конус; 5 — сетчатая оболочка; 6 — башмак

Тампонажная смесь под давлением проникает в поглощающий горизонт и создает надежную изоляционную перемычку.

После окончания изоляционных работ пакер извлекают, разделив две его части 10 и 11 вращением труб вправо.

Перекрытие каналов поглощения промывочной жидкости, связанных со старыми горными выработками, может осуществляться заполнением полости мешочками из мешковины диаметром 60 мм и высотой 200 мм с сухим тампонажным цементом. Мешочки в зону поглощения доставляются в колонковой трубе.

После заполнения каверны мешочки частично разбуриваются, а частично заталкиваются в щели пикообразным долотом. Дополнительно в эту зону нагнетают тампонирующую смесь. На 1 м высоты каверны при ее диаметре, не превышающем двух диаметров скважины, необходимо в среднем 300 мешочков. Каверны большего размера перекрываются путем доставки в

область каверны брезентового перфорированного мешка и заполнения его цементным раствором.

Во ВНИИБТ разработаны устройства, с помощью которых в зоне поглощения устанавливается эластичная (капроновая) сетка. При контактировании с поверхностью скважины в зоне поглощения сетка воспроизводит ее конфигурацию и заполняет трещины и каверны.

Операции по ликвидации поглощения устройством УПП-3 (рис. 133) заключаются в спуске его в скважину, сбрасывании в трубы шарикового клапана, подъеме вверх защитного корпуса, обнажении оболочки и закачке тампонирующей смеси. Сетка препятствует уходу смеси с наполнителем в пустоты, а при схватывании смеси прочно связывается с породой.

ЛИКВИДАЦИОННОЕ ТАМПОНИРОВАНИЕ

Ликвидационное тампонирующее производится по окончании бурения скважины и служит для ликвидации возможности сообщения между собой отдельных горизонтов месторождения через старые стволы скважин. Очевидно, что от качества ликвидационного тампонирующего зависит при последующей эксплуатации месторождения приток в выработки воды или газа, безопасность работ, а при гидрогеологическом бурении сохранность водоносных горизонтов.

На угольных и сланцевых месторождениях принят следующий порядок ликвидационного тампонирующего скважин.

Упрощенному тампонирующему подвергаются скважины, вскрывшие пласты полезного ископаемого, но не пересекающие водоносных и поглощающих горизонтов, а также интервалы скважин, не содержащие полезного ископаемого, но находящиеся в зоне дренирования.

При упрощенном способе в интервалах залегания полезного ископаемого ствол заполняют тампонирующим раствором, а остальную его часть — густым глинистым раствором.

Наиболее распространен обычный способ тампонирующего, заключающийся в сплошной заливке ствола тампонирующим раствором. Таким способом тампонируются скважины, пересекающие полезные ископаемые, в условиях отсутствия или слабого водопроявления или поглощения промывочной жидкости.

В качестве тампонирующего раствора используют смесь тампонажного цемента с суглинками, песком, золой в соотношении цемента и добавок по массе 1 : 1; 1 : 2.

Специальный способ тампонирующего применяется в скважинах, пересекающих горные выработки или пробуренных в условиях интенсивного поглощения промывочной жидкости или сильного водопроявления.

Он заключается в установке пробок (цементных или деревянных) в почве и кровле горных выработок и поглощающих

(водоизливающих) горизонтах и заполнении пространства между пробками тампонирующим раствором или бетоном.

В интервалах возможного поглощения тампонирующего раствора после закачки его выдерживают в течение суток, берут пробу и лишь после этого продолжают работы по тампонированию.

Пробки для тампонирования обычно изготовляют деревянными и разрезают на две продольные части. В средней части вставляют пружину. Нижнюю конусную часть скрепляют проволокой или ремнем. Верхнюю часть протачивают по диаметру колонковой трубы.

Перед спуском пробку плотно вставляют в колонковую трубу длиной не менее 4 м. В трубу поверх пробки засыпают щебень на высоту 0,4—0,5 м, а остальную часть трубы заполняют бетонной смесью (цемент, песок и щебень в соотношении 1 : 1,7 : 3,2). Бетон закрывают пыжом из ветоши и накрывают круглой картонной пластинкой. Навинчивают переходник, и снаряд опускают в скважину, где в нужном месте содержимое трубы выдавливается промывочной жидкостью. Пружина раскрывает половинки пробки, прижимая их к стенкам скважины. Поверх бетонной смеси через бурильные трубы нагнетается тампонирующая смесь.

Применяются и другие способы создания пробок в скважине.

Скважины, пересекающие водоносные горизонты, используемые для целей водоснабжения, тампонируются с учетом требований к санитарно-техническому тампонированию, устанавливаемых санитарной инспекцией и органами водного хозяйства.

Перед проведением ликвидационного тампонирования цементными смесями во всех случаях необходимо промыть скважину водой или глинистым раствором с низкой вязкостью.

Рекомендуется в качестве наполнителей для ликвидационного тампонирования использовать материалы по свойствам, близкие к пересеченным породам.

Подлежащие тампонированию неглубокие разведочные и инженерно-геологические скважины, пробуренные в скальных породах, тампонируются бетоном, а в глинистых породах — вязкой глиной. Для тампонирования глиной целесообразно использовать глиняные цилиндры, приготовляемые на глинопрессах.

Глава XV

ПРОЕКТИРОВАНИЕ И ОРГАНИЗАЦИЯ БУРОВЫХ РАБОТ

ПРОЕКТИРОВАНИЕ БУРОВЫХ РАБОТ

Основой для составления проекта буровых работ являются проектные геологические разрезы. На них должны быть определены места пересечения проектируемыми скважинами полезного ископаемого. Кроме того, должен быть задан срок завершения буровых работ.

При вращательном бурении в зависимости от залегания, свойств и способа разрушения пород, а также других факторов проектируются вертикальные или наклонные криволинейные профили скважин и определяется их глубина.

Весь объем бурения разбивается на категории буримости пород и по группам скважин в зависимости от их глубины и диаметра (по Справочнику укрупненных проектно-сметных нормативов на геологоразведочные работы, СУСН, выпуск V).

Для каждой группы скважин подсчитывают общие затраты времени на бурение в нормализованных условиях. Дополнительные затраты времени на отклонения от нормализованных условий (бурение скважин с начальными зенитными углами более 20°, в зоне мерзлоты, при диаметрах более 160 мм, бурение по полезному ископаемому в сложных условиях отбора керна и в приконтактных горных породах, многоствольное бурение и др.) учитываются введением поправочных коэффициентов.

Затраты времени на работы, сопутствующие бурению, но не входящие в комплексные нормы (геофизические и гидрогеологические исследования, сложное тампонирование, искусственное искривление, монтажно-демонтажные работы, выполняемые силами бригады и др.), определяются по нормам СУСН.

Общие затраты времени на бурение позволяют определить число буровых агрегатов, которые должны находиться в работе. Для этого общие затраты времени в станко-сменах делятся на число смен в месяце (в зависимости от принятого графика работ) и срок завершения буровых работ в месяцах.

Производительность бурения в метрах на станок в месяц определяется путем деления объема бурения в метрах на общее число станко-смен и умножения на число станко-смен в месяце. Для каждой группы скважин выбирается тип буровой установки.

Общее число буровых агрегатов определяется с учетом коэффициента использования парка, учитывающего дополнитель-

ное количество оборудования, находящегося в резерве, ремонте, транспортировке.

В проекте рассчитывается или обосновывается необходимое количество буровых вышек и зданий, построек, перевозок, учитываются монтаж и демонтаж. Обосновывается конструкция скважины и технологический режим бурения, методика проведения специальных работ в скважинах.

На каждую группу скважин составляется типовой геолого-технический проект по усредненному разрезу, в котором указываются геолого-технические особенности бурения, конструкция скважины, объемы проведения различных работ, режим бурения и другие данные.

В процессе составления проекта буровых работ определяется также организация вспомогательных цехов и служб, разрабатываются мероприятия по применению новой техники, составляются графики ввода в работу и перемещения станков, схемы энерго- и водоснабжения.

Проектом конкретной скважины является геолого-технический наряд, который выдается буровой бригаде перед забуриванием скважины. Геолого-технический наряд составляется на основании типового геолого-технического проекта для группы скважин и отличается от него следующим:

- 1) приводится уточненный геологический разрез (колонка),
- 2) уточняются все данные по технологии работ на основании разреза и с учетом результатов бурения соседних скважин,
- 3) уточняется или составляется заново профиль скважины с учетом фактического естественного искривления на участке работ;
- 4) вводятся графы для заполнения фактическими данными о разрезе и технологии бурения по мере углубки скважины.

Для наклонных скважин на свободном месте справа от формы наряда полезно вычертить проектный криволинейный профиль скважины. В процессе бурения там же по мере получения данных о фактическом искривлении скважины вычерчивают фактический профиль.

Графы, касающиеся фактического разреза, выхода керна, результатов измерения искривления скважины, проведения геофизических и других исследований, должны заполняться сразу же после получения новых данных геологическим персоналом, закрепленным за данной скважиной. Графы, касающиеся фактической технологии бурения, заполняются старшим буровым мастером.

Геолого-технический наряд является технологическим руководством для рабочих, ведущих бурение скважины, поэтому его составление требует самого ответственного отношения. Разработка наряда ведется участковым геологом и инженером-технологом. Утверждает геолого-технический наряд главный инженер геологоразведочной партии.

Геолого-технический проект или наряд при ударном, шнековом и других видах бурения составляется принципиально так же, как для вращательного бурения, но учитывает специфику проведения работ и особенности способа бурения.

Так, в проекте разведочно-эксплуатационных скважин на воду конструкция скважины включает схему фильтра, приводятся данные о дебите, уровне воды, типе насосов для опытных откачек, указываются метод крепления скважины, оборудование ее водопримной части, требования к проведению гидрогеологических исследований.

ОРГАНИЗАЦИЯ БУРОВЫХ РАБОТ

Бурение является одним из основных видов работ, проводимых геологоразведочной организацией.

Руководит буровыми работами технический руководитель. Ему подчиняются прорабы (производители работ) или начальники буровых участков (отрядов), которым непосредственно подчинены старшие буровые мастера, а также инженеры-технологи, инженеры по новой технике и НОТ (научной организации труда), заведующий глинистой станцией.

Старшие буровые мастера руководят работой буровой установки. Буровая бригада рабочих состоит из четырех смен по 3 человека (при применении полуавтоматических элеваторов — 2 человека).

Работа ведется круглосуточно по 8 ч в смене. Три смены в течение суток работают, а одна смена отдыхает. Один из вариантов графика сменности приводится в табл. 31

В состав смены входят буровой мастер, помощник бурового мастера и буровой рабочий.

Таблица 31

Время работы, ч	Выход смен на работу по дням месяца														
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
С 0 до 8	1	1	1	1	1	2	2	2	2	2	3	3	3	3	3
С 8 до 16	3	4	4	4	4	4	1	1	1	1	1	2	2	2	2
С 16 до 24	2	2	2	3	3	3	3	3	4	4	4	4	4	1	1

Продолжение табл 31

Время работы, ч	Выход смен на работу по дням месяца														
	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30
С 0 до 8	4	4	4	4	4	1	1	1	1	1	2	2	2	2	2
С 8 до 16	2	3	3	3	3	3	4	4	4	4	4	1	1	1	1
С 16 до 24	1	1	1	2	2	2	2	2	3	3	3	3	3	4	4

Буровой мастер является руководителем смены и отвечает за работу своей смены. Он управляет станком, ведет документацию, следит за механизмами.

Помощник бурового мастера следит за работой насосов и двигателей внутреннего сгорания, состоянием глинистого раствора, работает во время спуско-подъемных операций у устья скважины и управляет туборазворотом.

Буровой рабочий выполняет все подсобные работы (чистка и уборка оборудования и здания, смазка механизмов и др.), а во время спуско-подъемных операций работает на верхнем полке вышки.

Помощник бурового мастера и буровой рабочий во время бурения выполняет работы по указанию бурового мастера (подготовка запасного колонкового набора, разборка инструмента, чистка желобных систем и др.).

В геологоразведочной партии требуется организация лаборатории для приготовления промывочных растворов, службы транспорта и снабжения для обеспечения установок инструментом, оборудованием, раствором или водой, подвоза рабочих. Необходима ремонтно-механическая мастерская для ремонта инструмента, оборудования. Для монтажа и демонтажа буровых установок организуются специальные монтажные бригады. На месте работ профилактические осмотры и ремонты оборудования проводят дежурные слесари. Подвод электролинии от государственной энергосети или от собственных дизельных электростанций и обслуживание энергетических установок осуществляют бригады электриков.

Для обеспечения ритмичной работы всех указанных подразделений в геологоразведочных организациях создается диспетчерская служба с круглосуточным дежурством. Каждая буровая установка должна быть связана с диспетчером радио- или телефонной связью.

Диспетчер должен быть хорошим специалистом по бурению (обычно на должность диспетчера назначают опытных старших буровых мастеров). Он оперативно решает вопросы снабжения буровых установок, распоряжаясь дежурным транспортом, принимает заявки на доставку сменного оборудования, укомплектовывает смены при невыходе рабочих на работу, следит за выполнением заказов на изготовление несерийного инструмента в механических мастерских, организует ликвидацию аварий и осложнений, направляет для ликвидации поломок и аварий дежурных слесарей и электриков, ведет учет результатов бурения за сутки и т. д.

О результатах работы за сутки диспетчерская служба докладывает руководству организации на наряде — ежедневном предшествующем началу рабочего дня совещании руководителей организации и ее подразделений, на котором намечаются виды и очередность работ на сутки, распределяются транспорт

и решаются различные технические, технологические и организационные вопросы.

Подготовка к бурению скважины начинается с расчистки подъездных путей и подготовки площадки под вышку. Укладывают фундаменты под станок. Собирают основание вышки так, чтобы диагонали основания перекрещивались в точке забурки. Устанавливают станок. Монтируют в горизонтальном положении и поднимают вышку. Выкапывают отстойники и траншеи для желобов. Собирают буровое здание. Устанавливают насосы. Монтируют обвязку насосов, энергосистему в буровой. Подвод электроэнергии и в необходимых случаях водопровода осуществляются параллельно с монтажными работами. Для лучшей организации вышккомонтажные работы в ряде организаций ведутся по сетевому графику. Практикуется крупноблочный монтаж буровых установок.

Монтажные работы чаще всего осуществляют специальными бригадами, так как это позволяет ускорить их за счет специализации рабочих и увеличить производительное время работы буровых агрегатов.

Широко распространена система, когда монтажная бригада осуществляет на точке только монтаж резервной вышки и бурового здания, а буровая бригада по окончании бурения предыдущей скважины перевозит на новую точку буровой агрегат и инструмент. Это способствует улучшению эксплуатации инструмента и оборудования, которое закреплено за бригадой на весь срок эксплуатации до капитального ремонта.

Ни одна скважина не может быть забурена до осмотра буровой установки комиссией и составления акта на приемку. Комиссия проверяет исправность механизмов на вышке, наличие средств техники безопасности, промсанитарии и противопожарных средств, обеспеченность буровой вышки необходимыми инструментами и материалами.

Важным условием бесперебойной работы оборудования является своевременное проведение его ремонта согласно системе планово-предупредительных ремонтов (ППР). Эта система предусматривает следующие мероприятия: а) межремонтное обслуживание (технический осмотр), б) текущий малый ремонт, в) текущий средний ремонт, г) капитальный ремонт.

Время от одного капитального ремонта до другого называется ремонтным циклом. Ремонтный цикл составляет для основных типов буровых станков от 4000 до 11 000 машино-часов. В течение этого периода проводятся через равные промежутки времени один средний и шесть малых ремонтов, двадцать четыре технических ухода.

Капитальные ремонты оборудования должны полностью восстановить первоначальные параметры работы оборудования. Их обычно производят в Центральных ремонтно-механических мастерских или на геолого-ремонтных заводах территориальных

геологических управлений и трестов. Средние ремонты выполняются в мастерских экспедиций и партий.

Особое внимание необходимо уделять осуществляемым на скважине малым ремонтам и техническим уходам. Они должны выполняться по графику буровой бригадой и участковым слесарем или механиком в присутствии старшего бурового мастера. Должны быть выполнены все предусмотренные операции ухода или ремонта независимо от состояния агрегата в данный момент.

В условиях, где требуется применение глинистых растворов и других специальных промывочных жидкостей, организация глинистого хозяйства должна включать не только приготовление, проверку качества и своевременную доставку жидкостей на буровые установки, но и систематический контроль за состоянием промывочной жидкости, находящейся в работе, для того чтобы вовремя улучшить или заменить ее.

Для этого на каждой буровой должна быть лаборатория ЛГР-3, обслуживаемая членами бригады. Периодический контроль за правильностью определения свойств растворов, состоянием циркуляционных систем и измерительных приборов на буровых установках должны проводить лаборанты глиностанции.

ДОКУМЕНТАЦИЯ НА БУРОВЫХ

На буровой ведется следующая документация: буровой журнал, журнал замеров уровня воды, книга осмотров и проверок по технике безопасности. Наряду с этим необходимо иметь геолого-технический наряд, планы бурения на месяц по бурению и расходу материалов, нормы выработки при бурении, график плано-предупредительных осмотров и ремонтов оборудования, карта (схема) смазки станка.

Перед забуриванием составляются акт готовности буровой установки к эксплуатации и акт на заложение скважины. В процессе бурения ведется геологический журнал по скважине, составляются акты на тампонирование скважины, записываются результаты гидрогеологических и геофизических работ, инклинометрии, на искусственное искривление скважины, акты о простое, о возникновении осложнений, акты на аварии и др.

К документам относится также этикетка для керна, которая пишется на фанере или дощечке. Этикетка прикладывается к керну, поднятому за каждый рейс. На ней указывается номер скважины, дата, номер смены, интервал бурения по глубине, сколько пробурено за рейс и сколько поднято керна. Этикетки составляются на каждый рейс, независимо от того, сколько рейсов сделано за смену.

Каждый рейс отмечается и в буровом журнале. Буровой журнал является основным первичным документом, отражающим техническую сторону бурения. Он же является основанием для оплаты работы буровой бригады.

На титульном листе журнала в специальных графах указывается номер скважины, даты начала и окончания бурения, проектная и фактическая глубина, начальные и конечные диаметр и зенитные углы, азимут заложения, сведения о конструкции скважин, контрольных замерах глубины искривления скважины.

Буровые журналы не имеют типовой формы. Наиболее удобной следует считать форму, в которой предусмотрены специальные графы для каждой смены (до шести смен на листе). Это позволяет поместить большее число данных в журнал по сравнению с формами, где все записи (а их бывает более 30) размещены в узких вертикальных столбцах. Образец формы такого бурового журнала (табл. 32) предусматривает, помимо общепринятых сведений, учет отработки алмазных коронок и статического уровня воды в скважине (вместо отдельных журналов).

В графе, предусмотренной для описания выполненных работ, указываются все виды работ за каждый рейс и затраты времени по каждому виду.

После окончания скважины буровой журнал вместе с другими геологическими документами по скважине хранится в деле скважины в фондах организации.

Акты о простоях, осложнениях и авариях служат материалом для разработки мероприятий по сокращению непроизводительных затрат времени. Эти акты по всем скважинам хранятся в производственных отделах организаций.

ПРОИЗВОДИТЕЛЬНОСТЬ БУРОВЫХ РАБОТ И ПУТИ ЕЕ ПОВЫШЕНИЯ

Фактическая производительность бурения, измеряемая в метрах на станко-месяц (м/ст.-мес), получается в результате деления объема бурения на общие затраты времени. Различают производительные и непроизводительные затраты времени.

К производительным относятся затраты времени на чистое бурение, спуско-подъемные операции, вспомогательные работы, связанные с бурением и спуско-подъемными операциями (перекрепление патронов, наращивание снаряда, замена неисправного бурового инструмента, извлечение керна и др.), плановые профилактические ремонты, монтажно-демонтажные работы, производимые бригадой, специальные работы и исследования в скважинах, крепление скважин обсадными трубами.

К непроизводительным относятся затраты времени на ликвидацию аварий и осложнений в скважинах и простои различного характера.

Распределение затрат времени по видам, составляемое ежемесячно, называется балансом рабочего времени.

Баланс рабочего времени составляется на основе записей в буровых журналах и позволяет проанализировать работу буро-

вых бригад с точки зрения выявления причин неудовлетворительной производительности бурения отдельных бригад или организации в целом и резервов времени для ее повышения.

В любом случае следует стремиться к сокращению непроизводительных затрат времени и увеличению производительных, а внутри последних — увеличению времени чистого бурения, которое в зависимости от условий работ составляет обычно 50—70%.

Важным резервом повышения производительности является ликвидация простоев и аварий. Выявлению главных их источников способствует составление развернутых балансов времени по простоям и авариям. В них затраты времени распределяются по видам аварий и осложнений (обрывы, прихваты, прижоги, развороты, падение инструмента, завалы, потери циркуляции и т. д.) и простоев по причинам отсутствия материалов, энергии, промывочной жидкости, невыхода на работу рабочих, внеплановых ремонтов оборудования, нарушений техники безопасности и др. Анализ этих материалов позволяет сосредоточить внимание на наиболее важных упущениях в работе.

Если длительные непроизводительные затраты времени (несколько часов или смен) достаточно точно фиксируются в буровых журналах и могут считаться вполне достоверными, то кратковременные (менее часа) внутрисменные простои обычно не находят отражения в записях, что приводит к завышению времени чистого бурения или вспомогательных операций.

Выявлению таких простоев и определению точных затрат времени на чистое бурение и спуско-подъемные операции способствуют внедрение контрольно-измерительной аппаратуры с диаграммной записью бурового процесса и своевременный анализ суточных диаграмм.

Точные сведения о распределении затрат времени позволяют получить периодически проводящие хронометражные наблюдения, т. е. регистрация затрат времени по видам процессов или операций наблюдателем — хронометражистом. Проведение хронометражных наблюдений наряду с другими специалистами часто поручается и геологам. Необходимо тщательно организовывать наблюдения, разработать заранее форму записей, определить операции, которые выделяются как самостоятельные для учета времени. Особое внимание следует уделять соблюдению буровой бригадой оптимальной технологии проведения основных операций и режима бурения.

Данные хронометражных наблюдений позволяют не только выявить внутрисменные простои и их причины, но и определить механическую и рейсовые скорости бурения, а также затраты времени на вспомогательные работы и сопоставить их с существующими нормативами.

Важную роль в повышении производительности буровых работ и их качества (получение требуемого выхода керна, буре-

Вид и количество прямой воды	Уровень воды от устья, м	Размер коронки после данного рейса, мм			Состояние скважины, оборудования, бурового снаряда	Краткое описание пробуренных пород (отметить зерни- стость, однород- ность, плотность, трещиноватость)	Категория
		наружный диаметр	внутрен- ний диа- метр	высота			
					Замер: размеры: коронки переходника, колонковой трубы, шламовой трубы, количество свеч количество буриль- ных труб количество шлама		
					Буровой мастер	Коллектор:	
					Замер: размеры: коронки переходника, колонковой трубы, шламовой трубы количество свеч количество буриль- ных труб количество шлама		
					Буровой мастер	Коллектор.	
					Замер: размеры: коронки переходника, колонковой трубы, шламовой трубы количество свеч количество буриль- ных труб количество шлама		
					Буровой мастер	Коллектор:	

ние без отклонений от заданного профиля и т. п.) играет квалификация рабочих и инженерно-технических работников. Повышение квалификации должно осуществляться систематически и организовываться в первую очередь в самой геологоразведочной организации.

Необходимо широко популяризировать опыт передовых бригад и организовывать обмен опытом бригад как внутри организации, так и с соседними геологоразведочными экспедициями и партиями. В то же время обмен опытом должен быть целенаправленным. Ему должны предшествовать тщательный анализ инженерно-техническими работниками методов работы передовых бригад и выявление отличительных приемов труда и методов его интенсификации.

Основополагающими для производительной работы являются следующие принципы организации труда:

1) инструмент, механизмы и контрольно-измерительная аппаратура должны быть всегда исправны, что обеспечивается наличием запасного инструмента, деталей и приборов и своевременным проведением профилактических мероприятий,

2) расположение вспомогательного инструмента должно быть рациональным, а трудовые приемы четкими, строго последовательными, требующими минимальной физической нагрузки,

3) не должны допускаться никакие перерывы в бурении, кроме обусловленных технологией; должны совмещаться во времени с бурением такие виды работ, как уборка бурового здания и территории вокруг него, чистка желобных систем, подготовка запасных колонковых наборов и труб для наращивания, разборка буровых снарядов, подготовка заклиночного материала, а также прием пищи, заполнение документации, прием и передача смены;

4) все рабочие в течение смены должны быть загружены работой, знать и четко выполнять свои обязанности.

Внедрение передовых приемов работы, ценных рационализаторских предложений, новых механизмов и технологии должны в геологоразведочных организациях предусматриваться планами научной организации труда (НОТ).

Особое внимание следует уделять опытной эксплуатации и внедрению новых буровых агрегатов, механизмов и технологических процессов. Должно быть организовано изучение особенностей эксплуатации механизмов и проконтролировано их выполнение, проведены наблюдения для определения эффекта от внедрения.

Необходимо помнить, что механизация и автоматизация буровых процессов сопровождается усложнением конструкций механизмов, требует повышенного внимания к технике, строгого соблюдения правил ухода и эксплуатации.

Целесообразность внедрения новой техники определяется не только производительностью буровых работ, но и экономическим эффектом. Подсчет экономического эффекта ведется по единой методике, принятой для промышленности, он учитывает снижение себестоимости единицы работ, объем работ и капиталовложения при внедрении. Определяющим целесообразность внедрения новой техники фактором, кроме экономии, является также срок окупаемости затрат на внедрение.

ТЕХНИКА БЕЗОПАСНОСТИ И ПРОМСАНИТАРИЯ ПРИ БУРОВЫХ РАБОТАХ

Вопросы техники безопасности и промсанитарии на буровых работах подробно регламентируются соответствующими правилами и инструкциями. Здесь необходимо отметить лишь положения общего порядка.

Основными причинами травматизма являются недостаточная квалификация персонала, неисправное состояние оборудования и инструмента, несоблюдение технологии выполнения отдельных операций.

В связи с этим к буровым работам допускаются лишь рабочие, прошедшие специальное обучение, стажировку на рабочем месте, инструктажи и сдавшие в установленном объеме экзамены по технологии работ и правилам безопасности и получившие удостоверения, дающие право на ведение буровых работ.

Систематически проводятся повторные инструктажи по технике безопасности и переподготовка бурового персонала.

Запрещается работать при неисправных узлах станка, насоса, двигателей, трубоизворота, пусковой аппаратуры, неисправном слесарном, буровом, технологическом и вспомогательном инструменте.

Буровая установка должна быть обеспечена комплектом приспособлений и устройств для безопасного ведения работ и средствами индивидуальной защиты по установленному в организации перечню. Особое внимание уделяется ограждению вращающихся частей механизмов и защите от поражения электротоком (заземление, диэлектрические перчатки, коврики, предохранительные системы и др.).

Буровое здание должно быть освещено в соответствии с санитарными нормами, обеспечено умывальником, полотенцами и мылом, бачком для кипяченой воды, аптечкой.

Все рабочие работают только в спецодежде и в защитных касках; для хранения одежды необходимо иметь специальное помещение или шкаф.

Технологические режимы бурения должны соответствовать указанным в геолого-техническом наряде. Контрольно-измерительная аппаратура должна быть исправна. Забуривание новой скважины разрешается только после того, как буровая установ-

ка проверена комиссией и составлен акт, разрешающий пуск ее в эксплуатацию.

В процессе работы систематически проводится проверка состояния техники безопасности и санитарии: ежемесячно буровым мастером, ежесуточно старшим буровым мастером, не реже одного раза в декаду лицами, ответственными за состояние техники безопасности в геологоразведочной организации.

Недостатки и мероприятия, которые должны быть выполнены для их устранения, отмечаются в специальном журнале.

Работники, не участвующие непосредственно в процессе бурения, но периодически посещающие буровые установки (геологи, механики, энергетики, нормировщики, лаборанты глинистых станций, геофизики и др.), должны быть проинструктированы по правилам безопасного ведения буровых работ и поведению на буровых установках.

Глава XVI

ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ ТЕХНИКИ И ТЕХНОЛОГИИ БУРЕНИЯ ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНЫХ СКВАЖИН

Буровая геологоразведочная техника непрерывно совершенствуется. За 15—20 лет она претерпела исключительные изменения, пройдя путь от старых станков КА-2М-300 и КАМ-500 с ручной рычажной подачей до современных высокопроизводительных многоскоростных буровых агрегатов, оснащенных системой гидравлического управления процессами, совершенной контрольно-измерительной аппаратурой. Совершенствовались и технология бурения, что наряду с применением нового оборудования и механизацией основных процессов обеспечило непрерывный рост производительности буровых работ.

Успешно развивается и техника бурения глубоких скважин на нефть и газ.

Дальнейшее развитие техники и технологии бурения может идти как по линии сокращения затрат времени на различные операции бурового цикла, так и по линии повышения эффективности процесса разрушения породы существующими методами или внедрения новых методов разрушения.

Значительную долю затрат в общем балансе рабочего времени при бурении занимают спуско-подъемные операции. Задача их ускорения постоянно находится в центре внимания проектных и исследовательских организаций. Успешно прошли испытания и внедряются бурильные трубы из легких сплавов. Создана установка БА-25ЛЭ (ВИТР), в которой спуск и подъем породоразрушающего инструмента полностью автоматизирован. Разрабатываются буровые установки с непрерывным спуском и подъемом инструмента, при котором развинчивание, свинчивание и укладка отдельных секций бурильной колонны производятся без остановки движения.

Эффективным является сокращение затрат времени на подъем и спуск бурового снаряда путем применения съемных кernoприемников, которые периодически по мере их наполнения керна извлекаются через колонну труб на канате. Разработка и внедрение в практику геологоразведочного бурения съемных кernoприемников малого диаметра позволят существенно увеличить время, затрачиваемое на собственно бурение.

Интересной является проблема непрерывного подъема керна по колонне бурильных труб на поверхность потоком промысловочной жидкости при обратной схеме промывки.

Разрабатываются раздвижные долота и коронки. Такой породоразрушающий инструмент доставляется на забой через колонну бурильных труб, а затем раздвигается, принимая рабочее положение. После отработки инструмент извлекается в сложенном виде через бурильные трубы на канате без подъема всего бурового снаряда.

В турбинном бурении одним из путей решения этого вопроса является извлечение вместе с раздвижным долотом внутренней части турбобура. Ведутся работы в направлении создания конструкции электробуров, которые, имея малый диаметр, могли бы опускаться на кабеле вместе с раздвижным долотом на забой и извлекаться на поверхность после износа долота. Такой подход к вопросу одновременно решает и задачу усовершенствования подвода тока при бурении электробурами.

Наконец, при использовании бурильных труб из более упругих и гибких материалов возможен подъем колонны путем наматывания ее на барабан большого диаметра или перегиба колонны по кривой определенного радиуса для перевода в горизонтальное положение и разобщение на секции большой длины. Существующие конструкции и материалы бурильных труб позволяют выполнить эту систему лишь при радиусах механизма подъема не менее 40—45 м.

Проходят испытания установки, в которых роль бурильной колонны выполняет шлангокабель в панцирной гибкой оболочке, позволяющей наматывать ее на барабан и в то же время обеспечивающей возможность приложения к ней определенного крутящего момента. Шлангокабели разных видов предназначены для работы с забойными двигателями.

Сокращение затрат времени на другие вспомогательные операции решается путем их механизации и автоматизации. В геологоразведочном бурении должны быть механизированы процессы сборки и разборки колонковых снарядов, спуска колонн обсадных труб, чистки отстойников и желобных систем и др.

Для сокращения затрат времени на ликвидацию аварий должны внедряться надежные автоматические ограничители крутящего момента и системы автоматической дефектоскопии бурильных труб в процессе их подъема.

Эффективность собственно процесса бурения зависит от совершенствования системы подбора оптимальных режимов бурения.

Эту цель преследует разработка более совершенной контрольно-измерительной аппаратуры на буровых агрегатах. Важной является проблема разработки и внедрения забойных датчиков параметров режима бурения, осевой нагрузки на коронку, количества промывочной жидкости и др. Приборы, находящиеся на поверхности, не дают точного представления о характере и количественных показателях протекающих на забое скважины процессов, что снижает эффективность бурения. Очень эф-

эффективным было бы применение также забойных датчиков, сигнализирующих об изменении геологических условий по мере углубки скважины — твердости пород, абразивности, трещиноватости, а также об изменении направления скважины.

Ведутся научно-исследовательские работы по созданию буровых агрегатов и систем, автоматически ведущих поиск наилучших вариантов сочетаний параметров режима бурения и обеспечивающих наибольшую механическую скорость бурения или минимум удельных энергозатрат. Существенно позволяют улучшить технико-экономические показатели бурения станки, оборудованные регулируемым бесступенчатым приводом.

Перспективным направлением является повышение скорости бурения существующими видами породоразрушающего инструмента путем наложения на него дополнительно к вращению ударных или вибрационных нагрузок.

Продолжаются работы по созданию усовершенствованных конструкций породоразрушающего твердосплавного и алмазного инструмента. Повышение его прочности и износостойкости является важным резервом повышения производительности.

По мере развития и усовершенствования скважинной геофизической аппаратуры, позволяющей получать комплексные геологические сведения о породах в скважине, будут расти объемы бескернового бурения, что также позволит повысить скорости и эффективность бурения.

Большие работы предстоят в области создания технических средств и технологии бурения геологоразведочных скважин с поверхностей морей и океанов для разведки месторождений полезных ископаемых, залегающих на их дне.

В перспективе можно ожидать и внедрение в бурение принципиально новых способов разрушения горных пород, например, при помощи электроразрядов, высокочастотных колебаний, воздействия высоких температур, или высоких динамических усилий и т. д.

Непрерывное совершенствование и развитие буровой техники и технологии являются важнейшей задачей, в решении которой необходимо принимать участие всем специалистам — геологоразведчикам.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Алмазное бурение направленных и многозабойных скважин. Л., «Недра», 1969, 152 с. Авт.: В. Г. Вартыкян, А. М. Курмашев, Ю. Т. Морозов и др.
2. Агякин А. К. Опробование полезных ископаемых при бурении скважин. М., «Недра», 1968, 264 с.
3. Бахчисарайцев А. Н., Снягинин Г. П. Экономика, организация и планирование геологоразведочных работ. М., «Недра», 1971, 439 с.
4. Башкатов Д. Н., Олоновский Ю. А. Вращательное шнековое бурение геологоразведочных скважин. М., «Недра», 1968. 192 с.
5. Башкатов Д. Н., Тясля А. Г. Гидрогеологические наблюдения при бурении и опробовании скважин на воду. М., «Недра», 1970. 145 с.
6. Булатов А. И. Тампонажные материалы и технология цементирования скважин. М., «Недра», 1971, 328 с.
7. Буровая установка УКБ-200/300. М., «Недра», 1973. 206 с. Авт.: А. С. Рывкин, Н. И. Корнилов, В. В. Григорьев и др.
8. Буровой станок СБА-500. М., «Недра», 1971. 191 с. Авт.: С. И. Дэрро, Н. И. Корнилов, Л. И. Орлов и др.
9. Вадецкий Ю. В. Бурение нефтяных и газовых скважин. М., «Недра», 1973. 392 с.
10. Ветров А. К., Коломоец А. В. Аварии в разведочном бурении и способы борьбы с ними. М., «Недра», 1969. 183 с.
11. Воздвиженский Б. И., Мельничук И. П., Пешалов Ю. А. Физико-механические свойства горных пород и влияние их на эффективность бурения. М., «Недра», 1973. 240 с.
12. Воздвиженский Б. И., Сидоренко А. К., Скорняков А. Л. Современные способы бурения скважин. М., «Недра», 1970. 352 с.
13. Волков А. С., Волокитенков А. А. Бурение скважин с обратной циркулирующей промывочной жидкости. М., «Недра», 1970. 184 с.
14. Володин Ю. И. Разведочное бурение. «Недра», 1972. 319 с.
15. Вортман З. М. Практика ударно-канатного бурения на воду. М., «Недра», 1971. 293 с.
16. Голубинцев О. Н. Механические и абразивные свойства горных пород и их буримость. М., «Недра», 1968. 198 с.
17. Граф Л. Э., Коган Д. И. Гидроударные машины и инструмент. М., «Недра», 1972. 207 с.
18. Гребенюк А. А. Техника и технология получения керна. М.; «Недра», 1973. 145 с.
19. Иночкин П. Г., Прокшиц В. Л. Справочник бурового мастера. М., «Недра», 1968. 476 с.
20. Инструктивные указания по отбору керна при колонковом бурении геологоразведочных скважин. М., «Недра», 1970. 52 с.
21. Казанцев М. И. Кернометрия. Алма-Ата. КазНИИМС, 1971. 184 с.
22. Калинин А. Г. Искривление скважин. М., «Недра», 1974. 304 с.
23. Калинин А. Г., Васильев Ю. С., Бронзов Л. Г. Ориентирование отклоняющихся систем в скважинах. М., Гостоптехиздат, 1963. 150 с.
24. Козловский Е. А. Новая техника и технология разведочного бурения. М., «Недра», 1972. 216 с.
25. Козловский Е. А., Бубнов Е. С. Классификация конструкций скважин колонкового бурения на твердые полезные ископаемые. Обзор. М., ВИЭМС. 1973. 64 с.
26. Кузьмин В. И., Красноперов М. Я. Построение геологических разрезов по данным искривленных разведочных скважин. М., «Недра», 1971. 47 с.

27. Куликов И. В. Бурение геологоразведочных скважин погружными пневмоударниками. М., «Недра», 1964. 86 с.
28. Куличихин Н. И., Воздвиженский Б. И. Разведочное бурение. М., «Недра», 1973. 437 с.
29. Куличихин Н. И., Родионов Н. С., Ганзен Г. А. Буровое оборудование. М., «Недра», 1973. 245 с.
30. Кутузов Б. Н. Теория, техника и технология буровых работ. М., «Недра», 1972. 310 с.
31. Лактионов А. Т. Бурение мелких скважин с продувкой воздухом. М., «Недра», 1966. 190 с.
32. Ликвидация поглощений при колонковом бурении. М., «Недра», 1972. 116 с. Авт.: Н. И. Титков, Л. М. Ивачев, Э. Я. Кипко и др.
33. Любимов Н. И. Принципы классификации и эффективного разрушения горных пород при разведочном бурении. М., «Недра», 1967. 318 с.
34. Макаров Л. В. Промывочные жидкости в колонковом бурении. М., «Недра», 1965. 66 с.
35. Максимович Н. А. Практическое руководство по применению глинистых растворов в разведочном бурении. М., Госгеолтехиздат. 62 с.
36. Медведев Н. В., Гланц А. А., Григорьевский А. С. Справочник механика по геологоразведочному бурению. М., «Недра», 1973. 528 с.
37. Механизация вспомогательных операций в разведочном бурении. М., «Недра», 1973. 248 с. Авт.: А. Д. Дьяков, Е. А. Козловский, Н. И. Корнилов и др.
38. Оборудование для алмазного бурения. Л., «Недра», 1972. 124 с. Авт.: В. А. Баюнчиков, С. И. Дэрро, Л. Н. Орлов и др.
39. Пигаде А. А., Ярошенко В. А., Борькин А. И. Пособие по дробовому бурению. М., «Недра», 1968. 108 с.
40. Породоразрушающий инструмент для алмазного бурения. Л., «Недра», 1969. 128 с. Авт.: Г. А. Блинов, А. Л. Николас, Ю. А. Оношко и др.
41. Правила безопасности при геологоразведочных работах. М., «Недра», 1972. 240 с.
42. Проскурин Н. В., Долгов Б. П., Никитин О. Н. Научная организация труда в геологической службе СССР. М., «Недра», 1968. 112 с.
43. Пустовойтенко И. П. Предупреждение и ликвидация аварий в бурении. М., «Недра», 1973. 312 с.
44. Ребрик Б. М. Бурение скважин при инженерно-геологических изысканиях. М., «Недра», 1973. 260 с.
45. Руководство по алмазному бурению. Под редакцией Г. К. Волосюка. Л., «Недра», 1970. 93 с.
46. Руководство по применению промывочных жидкостей в колонковом бурении. М., «Недра», 1970. 144 с. Авт.: Ю. И. Гайдуков, В. Е. Прянишников, В. С. Трелачев и др.
47. Седов Б. Я., Николаенко А. Т., Терехов Н. Д. Буровые установки для проходки скважин и стволов. Справочник. М., «Недра», 1972. 326 с.
48. Соколов К. П. Геофизические методы разведки. Л., «Недра», 1966. 464 с.
49. Справочник по бурению и оборудованию скважин на воду. Под редакцией В. В. Дубровского. М., «Недра», 1972. 511 с.
50. Справочник инженера по бурению. Под редакцией В. И. Мищевича и Н. А. Сидорова. В 2-х томах. М., «Недра», 1973, т. 1. 519 с., т. 2. 375 с.
51. Сулакшин С. С. Закономерности искривления и направленное бурение геологоразведочных скважин. М., «Недра», 1966. 293 с.
52. Сулакшин С. С. Современные способы и средства отбора проб полезных ископаемых. М., «Недра», 1970. 247 с.
53. Технология и техника разведочного бурения. Под редакцией Ф. А. Шамшева. М., «Недра», 1973. 496 с.
54. Ятров С. Н. Промывочные жидкости в бурении скважин. М., Гостоптехиздат, 1960. 312 с.

ОГЛАВЛЕНИЕ

Предисловие	3
Глава I. Общие сведения о бурении	4
Понятие о скважинах и основных операциях при бурении	4
Применение бурения в народном хозяйстве	5
Краткая история развития бурения	6
Глава II. Физико-механические свойства горных пород и их разрушение при бурении	9
Физико-механические свойства горных пород	9
Способы бурения и разрушения горных пород	14
Буримость горных пород	22
Глава III. Буровой инструмент и технология выполнения основных операций при вращательном бурении геологоразведочных скважин	26
Общая схема буровой установки для вращательного бурения геологоразведочных скважин с промывкой	26
Технологический буровой инструмент	29
Забуривание скважины и операции с буровым снарядом при бурении	36
Вспомогательный инструмент для спуско-подъемных операций	39
Технология спуско-подъемных операций	42
Конструкции скважин и крепление их обсадными трубами	45
Глава IV. Буровые установки для геологоразведочного вращательного бурения	48
Назначение и основные узлы буровых станков	48
Системы подачи бурового снаряда	51
Технические характеристики буровых станков	56
Привод буровых агрегатов	57
Буровые насосы и компрессоры	62
Контрольно-измерительная аппаратура	69
Башенные буровые вышки	73
Талевая оснастка	76
Стационарные буровые установки	79
Буровые мачты и передвижные буровые установки	81
Самоходные буровые установки	83
Глава V. Очистка забоя скважины от продуктов разрушения пород при вращательном бурении	88
Условия выноса шлама и схемы промывки скважин	88
Глинистые растворы и их свойства	91
Глинистые растворы для различных условий бурения и обработка растворов реагентами	97
Оценка пригодности глин для приготовления глинистых растворов	98
Естественные, безглинистые и специальные растворы	99
Приготовление и очистка растворов	100
Продувка скважин	104

Глава VI. Породоразрушающий инструмент и технология геологоразведочного вращательного и ударно-вращательного бурения	106
Технология бурения твердосплавными коронками	106
Ударно-вращательное бурение твердосплавными коронками	114
Алмазный породоразрушающий инструмент и технология алмазного бурения	116
Технология дробового бурения	124
Бескерновое бурение скважин	129
Глава VII. Бурение скважин без промывки	133
Способы бурения скважин без промывки	133
Вибрационное бурение	133
Бурение ударно-канатными и комбинированными усановками	136
Шнековое бурение	151
Бурение скважин методом задавливания	157
Ручное бурение скважин ударно-вращательными комплектами	157
Глава VIII. Отбор проб полезных ископаемых	161
Требования к образцам горных пород, получаемым при бурении	161
Факторы, определяющие формирование керна	164
Технологические мероприятия по повышению выхода керна	165
Технические средства получения керновых проб при вращательном бурении с промывкой	168
Отбор проб горных пород при вибрационном ударно-канатном и шнековом бурении	174
Отбор проб газа, воды и шлама	179
Средства и технология опробования стенок скважины	184
Глава IX. Аварии и осложнения при бурении	189
Причины аварий и осложнений и методы их предупреждения при вращательном колонковом бурении	189
Инструмент и технология ликвидации аварий при вращательном колонковом бурении	192
Аварии при ударно-канатном, шнековом и вибрационном бурении	196
Глава X. Основы глубокого вращательного бурения на нефть и газ	198
Общие сведения	198
Буровой инструмент	200
Наземное оборудование	203
Технологический режим глубокого роторного бурения	209
Бурение забойными двигателями	209
Глава XI. Геофизические и гидрогеологические исследования в скважинах	214
Геофизические исследования в скважинах	214
Гидрогеологические наблюдения и исследования в скважинах	216
Оборудование скважин фильтрами и водоподъемниками	220
Глава XII. Искривление и направленное бурение скважин	225
Искривление скважин и его измерение	225
Построение профиля искривленных скважин на геологических разрезах и планах	230
	287

Причины и закономерности естественного искривления скважин	232
Проектирование направленных скважин	236
Техника и технология искусственного искривления скважин	240
Ориентирование отклонителей	247
Глава XIII. Кернометрия	253
Получение ориентированных кернов	253
Определение элементов залегания пород по ориентированному керну	257
Глава XIV. Тампонирующее скважин	259
Виды тампонирующего скважин, применяемые материалы и оборудование	259
Тампонирующее скважин с применением обсадных труб	260
Тампонирующее поглощающих горизонтов без применения обсадных труб	262
Ликвидационное тампонирующее	266
Глава XV. Проектирование и организация буровых работ	268
Проектирование буровых работ	268
Организация буровых работ	270
Документация на буровых	273
Производительность буровых работ и пути ее повышения	274
Техника безопасности и промсанитария при буровых работах	279
Глава XVI. Перспективы развития техники и технологии бурения геологоразведочных скважин	281
Список литературы	284