Методические указания для проведения лекций по дисциплине «Буровые станки и бурение скважин» по специальности 130101.65 «Прикладная геология» и специализации «Геология нефти и газа» представлены в соответствии с утвержденной рабочей программой.

ЛЕКЦИЯ №1

ТЕМА 1.1. Основы бурения:

1.1.1. Основные понятия о бурении скважин;

1.1.2. Техника и технология бурения. Классификация способов бурения;

1.1.3. Элементы буровой скважины. Классификация скважины по целевому назначению;

1.1.4. Буровая установка и производственный цикл бурения разведочных скважин.

Буровая скважина проходит сквозь толщу горных пород, для того чтобы добраться до желаемого объекта – залежи рудного тела, нефти, газа, водоносного горизонта и т.д. Таким образом, скважина это искусственная выемка в горном массиве пород. В то же время, имеются близкие по назначению, но иной формы выемки – горные выработки (шахты, штольни, карьеры), от которых скважина существенно отличается наименьшим объемом выемки на глубину проходки. В этом смысле она наиболее экономичная и самая быстрая по достижению объекта вскрытия. В поперечном сечении скважина имеет форму круга, так как бурение осуществляется обычно способом вращения, при этом диаметр круга очень мал по сравнению с длиной скважины это первые сантиметры, реже десятки сантиметров при глубине бурения в сотни метров и даже несколько километров.

Бурение, особенно глубокое - достаточно сложное производство, требующее применения специальных технических средств, которые в комплексе именуют буровой установкой. В нее входят следующие главные узлы: буровая вышка (или мачта), энергетическое оборудование или силовой привод –двигатель, буровой станок и буровой насос. В зависимости от способа бурения и конструкции установки подразделяются на вращательные, ударные, вибрационные, турбинные и др. По способу транспортировки они также подразделяются на стационарные, передвижные, самоходные и переносные.

Основные технические понятия, целевое назначение скважин

Диаметр скважины определяется диаметром породоразрушающего инструмента и изменяется в пределах от 16 до 1500 мм.

Длина ствола скважины - это расстояние от устья до забоя скважины, измеренное по ее осевой линии. Глубина скважины это разница между отметками устья и забоя по шкале глубин (ось z). Достигает 12500 м.

Элементы скважины:

Устье скважины –начало скважины, то есть место пересечения ее с земной поверхностью или с поверхностью горной выработки.

Забой скважины –дно скважины

Стенки скважины –боковые поверхности скважины.

Ствол скважины –пространство в недрах, занимаемое скважиной.

По способу разработки забоя бурение разделяется на *бескерновое* и *колонковое* (рис. 1.1.).

Бескерновое бурение –бурение, при котором горная порода разрушается на всей площади забоя. Колонковое бурение –бурение, при котором горная порода разрушается по кольцевому забою с сохранением керна. Керн –колонка горной породы, образующаяся в результате кольцевого разрушения забоя скважины.

Основные размеры скважины –диаметры интервалов бурения в мм; диаметры наружные и внутренние колонн обсадных труб в мм; глубина интервалов скважины от устья до забоя в м; общая глубина и длина скважины от устья до забоя в м.

Пространственное расположение буровой скважины определяется: 1) координатами устья *x, y, z*; 2) направлением скважины; 3) углом наклона скважины; 4) азимутом скважины; 5) глубиной (рис. 1.2.).

По направлению бурения скважины, форме ствола и их количеству скважины делятся на следующие группы: 1- вертикальные; 2- наклонные; 3- горизонтальные; 4- восстающие; 5- искривленные; 6- многоствольны

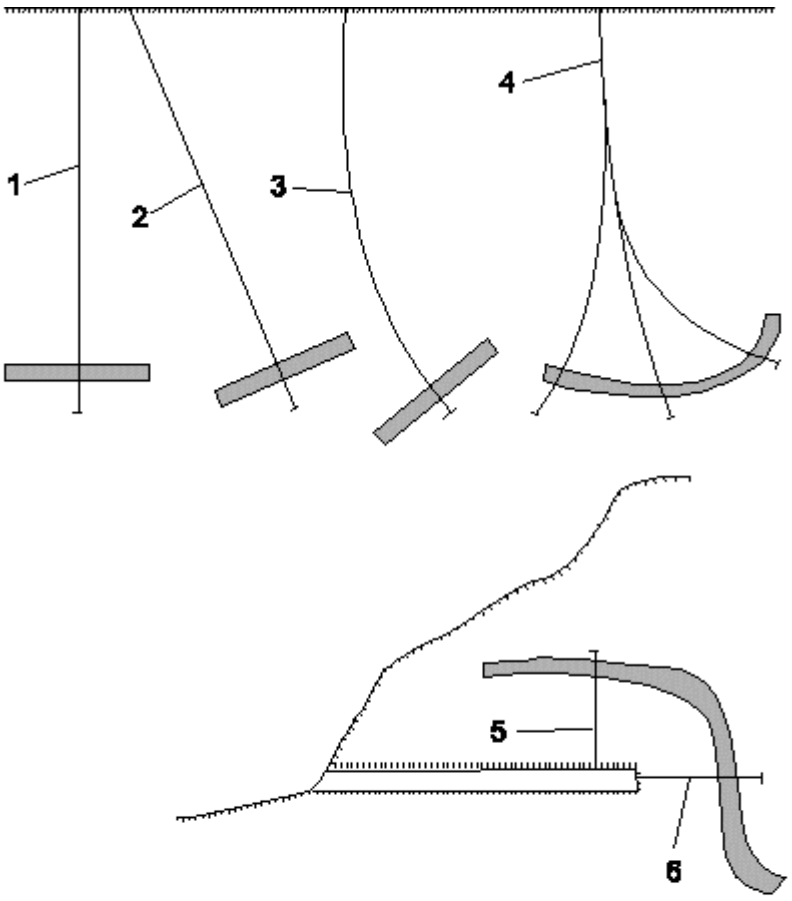


Рис. 1.3. Типы скважин по направлению бурения , форме ствола и их количеству :1-4 - с поверхности Земли; 1- вертикальные; 2- наклонные; 3- искривленные; 4- многоствольные, 5-6 - из подземной горной выработки 5- восстающие, 6- горизонтальные

Буровой установкой называется комплекс, состоящий из буровой вышки (или мачты), бурового и энергетического оборудования, необходимых при бурении скважин. В зависимости от способа бурения буровые установки подразделяются на вращательные, ударные, вибрационные и др. В зависимости от транспортных средств подразделяются на стационарные, передвижные, самоходные и переносные:

По целевому назначению буровые скважины делятся на три основные группы: геологоразведочные, эксплуатационные и технические.

1.Геологоразведочные скважины:

- Картировочные
- Поисковые
- Разведочные

- Гидрогеологические
- Инженерно-геологические
- Сейсмические
- Структурные
- Опорные
- Параметрические

2 Эксплуатационные скважины:
- Водозаборные
- Нефтяные и газовые
- Скважины подземной газификации углей
- Скважины для добычи рассолов
- Геотехнологические скважины

3 –Технические скважины:
- Взрывные скважины
- Стволы шурфов и шахт
- Другие

Бурение как производственный процесс состоит из ряда последовательных операций:

1. Транспортирование буровой установки на точку бурения;
2. Монтаж буровой установки;
3. Собственно бурение (проходка ствола скважины), которое включает в себя:

а) чистое бурение, т. е. непосредственное разрушение горной породы породоразрушающим инструментом на забое скважины;

б) очистка забоя от разрушенной породы и транспортирование ее от забоя до устья скважины. При бурении с промывкой или продувкой, а также при бурении шнеками эта операция совмещается с основной —чистым бурением;

в) спуско-подъемные операции осуществляются для замены износившегося породоразрушающего инструмента и для подъема керна (образцов пород).

Крепление стенок скважины в неустойчивых породах, т. е. способных к обрушения (трещиноватые, слабосвязанные, рыхлые, сыпучие и плывуны), что может производиться двумя способами:

а) крепление спуском в скважину обсадных колонн труб, что требует остановки бурения;

б) крепление промывочными жидкостями, закрепляющими стенки скважины, производимое одновременно с бурением

Испытания и исследования в скважине (измерение искривления, каротаж и др.

Тампонирование скважин с целью разобщения и изоляции водоносных пластов с разным химическим составом вод или с целью изоляции водоносного пласта от нефтегазоносного.

Установки фильтра и водоподъемника в гидрогеологической скважине и производство гидрогеологических исследований (замеры уровня воды в скважине, отборы проб воды, определение дебита скважины с помощью пробных откачек).

Предупреждение и ликвидация аварий в скважине.

Извлечение обсадных труб и ликвидация скважины после выполнения задачи (ликвидационный тампонаж).

Демонтаж буровой установки и перемещение на новую точку бурения

Перечисленные рабочие операции бурения являются последовательными, т. е. могут выполняться последовательно одной и той же бригадой.

При необходимости бурения нескольких скважин и при наличии резервных буровых установок с целью ускорения разведочных ·работ некоторые рабочие операции могут быть параллельными, т. е. выполняться двумя или несколькими

специализированными бригадами. Так, например, буровая бригада выполняет собственно бурения и крепление скважины; монтажные бригады занимаются только транспортированием, монтажом, демонтажем буровых установок, ликвидационным тампонажем скважин; каротажная бригада занимается только каротажем и т. п.

Показателями бурения называются параметры, характеризующие количество и качество результатов проходки скважин. Главнейшими из них являются: скорость, стоимость 1 м пробуренной скважины, процент выхода керна, направление ствола скважины и др.

Режимом бурения называется сочетание параметров, которые могут изменяться бурильщиком.

Так, например, при вращательном бурении основными параметрами режима бурения являются:

1) осевая нагрузка на породоразрушающий инструмент;

2) частота вращения бурового снаряда;

3) качество очистного агента (воды, бурового раствора или сжатого воздуха); 4) объемный расход, т. е. объем в единицу времени очистного агента.

Различают следующие разновидности режимов бурения: оптимальный и специальный.

Оптимальным режимом бурения называется сочетание параметров режима бурения, обеспечивающих максимальную скорость бурения в данных геолого-технических условиях при данном типоразмере породоразрушающего инструмента и при обеспечении требуемых качественных показателей: надлежащего направления ствола скважины и высокого выхода керна.

Специальным режимом бурения называется сочетание специальных технологических задач. Например, взятие керна полезного ископаемого с помощью специальных технических средств, выпрямление ствола скважины, искусственное искривление скважины в заданном направлении и др. В этом случае величина скорости бурения имеет подчиненное значение.

Рейсом бурения называется комплекс работ, затраченных на выполнение следующих рабочих операций:

1) спуск бурового снаряда в скважину;

2) чистое бурение, т. е. углубление скважины (основная операция);

3) подъем бурового снаряда из скважины.

ЛЕКЦИЯ №2

ТЕМА 1.2. Колонковое бурение:

1.2.1. Буровые установки колонкового бурения;

1.2.2. Буровые насосы и буровой инструмент;

1.2.3. Алмазное колонковое бурение;

1.2.4. Бескерновое бурение;

1.2.5. Расчет длины УБТ. Выбор буровых труб.

Технологический процесс механического бурения складывается из операций по разрушению породы, подаче ее на поверхность, обеспечению устойчивости стенок буровых выработок и вспомогательных операций. Грунт в забое разрушают резанием, истиранием, ударами, сколом и комбинированным воздействием (например, истиранием и ударом).

Измельченный грунт транспортируют на поверхность двумя методами: гидравлическим, при котором грунт удаляют путем вымывания его водой, направляемой в

выработку под давлением, и сухим, когда измельченный грунт удаляют сжатым воздухом или винтовым конвейером.

Механическое бурение ведут тремя основными способами: вращательным, ударным и вибрационным.

При вращательном способе бурения грунт забоя разрушают вращением бурового инструмента, при ударном способе — нанося удары по грунту буровым снарядом, при вибрационном — воздействием колебаний высокой частоты (до 2500 колебаний в 1 мин). В некоторых случаях для получения наибольшей эффективности при бурении пользуются комбинированными способами — ударно-вращательным или вибровращательным.

Механическое бурение выполняют буровыми станками и машинами. Ручное бурение ведут при незначительных объемах работ, в мягких грунтах с глубиной бурения не более 5 м.

Вращательный способ бурения характеризуется высокой производительностью (в 3...5 раз превышающей производительность ударного бурения), более низкой стоимостью буровых работ, возможностью бурения вертикальных, наклонных и горизонтальных скважин. При вращательном способе бурения порода забоя истирается, ее режут или скалывают буровым инструментом, жестко закрепленным на нижнем конце вращающейся штанги.

Основные виды вращательного способа бурения — шнековое, колонковое и роторное, выполняемые с помощью самоходных установок или станков.

Шнековое бурение применяют для скважин диаметром 110 ...125 мм и глубиной до 30 м в мягких и мерзлых грунтах. Шнековые буровые станки имеют металлическую раму, состоящую из двух направляющих стоек, установленных на передвижной платформе или на полозьях. По направляющим стойкам рамы перемещается электродвигатель с редуктором, в шпиндель которого вставлены рабочие буровые штанги. Рабочие штанги длиной 2 м представляют собой трубы, на поверхности которых по винтовой линии наварены стальные полосы — реборды. Извлекают штанги с помощью ручной лебедки.

По мере углубления скважины штанги наращивают, соединяя их между собой специальными патронами. Звенья заканчиваются рабочей частью в виде долота или лопастного резца, которые при вращении штанг врезаются в породу. Выбуренная порода с помощью винтового конвейера выдается на поверхность.

Колонковое бурение применяют для проходки скважин диаметром 45... 130 мм и глубиной до 200 м. Колонковые установки или станки имеют лебедку подъема трубчатых штанг и механизм для их вращения. На конце штанги находится рабочая часть — колонковый снаряд с кольцевой коронкой, армированной : резцами из твердых сплавов или алмазами. При вращении бурового снаряда колонка под действием осевого давления внедряется в породу, образуя кольцевую выработку породы вокруг керна, входящего в колонковую трубу. После проходки «а необходимую глубину буровые штанги вместе с колонковым снарядом и керном поднимают лебедкой на поверхность. В процессе бурения в забой скважины насосом через бурильные трубы подают глинистый раствор (или воду). Смешиваясь с частицами разрушенной породы, глинистый раствор выносит их на поверхность по кольцевому пространству между штангами и стенками скважины. Глинистый раствор охлаждает бурильный инструмент и одновременно предотвращает обрушение стенок скважины.

Роторное бурение чаще всего используют для устройства скважин значительных диаметров (300...400 мм) и большой глубины (150...1200 ад). Роторная бурильная установка состоит из вращателя— ротора, сборной вышки и оборудования для промывки скважины глинистым раствором (). Рабочая (ведущая) труба проходит через вкладыши круглого стола ротора, который предназначен для передачи вращения от двигателя к бурильным трубам, присоединенным к рабочей трубе. Размеры вкладышей ротора соответствуют наружному диаметру рабочей трубы, что позволяет ей одновременно с

вращением перемещаться вверх и вниз. Нижний конец бурильной трубы чаще всего имеет шарошечные и лопастные долота, которые разрабатывают грунт по всей площади забоя скважины. Верхним концом рабочая труба соединена с вертлюгом, к нему присоединен рукав от насоса, подающий в бурильные трубы глинистый раствор. Всю систему рабочих и бурильных труб с вертлюгом подвешивают к крюку. Рабочие и бурильные трубы поднимают и опускают канатом, навитым на барабан лебедки.

Электрическими сверлильными машинами бурят шпуры в мягких и средней твердости породах, а также в мерзлых грунтах. Различают электрические сверлильные машины легкие (с ручной подачей) и тяжелые (колонковые). В ручной электросверлильной машине осевое давление создается за счет мускульной энергии бурильщика. Колонковые электросверлильные машины имеют автоматическую подачу. Буровую штангу сверл закрепляют в патроне шпинделя. К нижнему концу электрической ручной сверлильной машины с помощью замка присоединяют резец из твердого сплава. Буровые штанги подбирают комплектно в соответствии с глубиной шпура. При бурении ручной электрической сверлильной машиной шлам или буровую мелочь удаляют из шпура путем быстрого извлечения сверла, без прекращения его вращения. При работе колонковыми сверлильными машинами шлам удаляют промывкой.

При ударном способе бурения разработку ведут сплошным забоем на полное сечение скважин глубиной до 250 м (с начальным диаметром 300 и конечным 150 мм). Сплошной забой применяют при бурении скважин для водоснабжения, детальной разведки каменных материалов, иженерно-геологических исследований, при замораживании грунта, устройстве набивных свай и т. п.

Ударный способ бурения подразделяют на ударно-канатный, ударно-штанговый и ударно-вращательный.

При ударно-канатном бурении буровой снаряд массой до 3 т падает с высоты более 1 м в забой скважины, развивая значительную силу удара. Станок ударно-канатного бурения работает следующим образом. Через блок опорной мачты бурильного станка перекинут канат, проходящий под балансирным роликом и огибающий далее направляющий ролик. Канат закреплен на барабане лебедки. Балансирный ролик получает от кривошипно-шатунной передачи качательное движение, благодаря чему происходят периодические подъемы и падения бурового снаряда, состоящего из ударной штанги, канатного замка и долота. Долото может быть плоским, двутавровым, крестовым и округляющим. Изготовляют их из легированной стали. Во время бурения в скважину заливают воду, образующую с тонкоизмельченной породой шлам, который периодически вычерпывают полым цилиндром (желонкой) с клапаном на нижнем конце. Производительность станков ударно-канатного бурения до 30 м в смену.

Ударно-штанговое бурение применяют, когда необходимо обеспечить минимальное вертикальное отклонение оси скважины. Буровой снаряд опускают в скважину на бурильных трубчатых штангах, соединенных между собой замками с конической резьбой. Подвешивают колонны бурильных штанг с помощью вертлюгов усиленной конструкции.

Ударно-вращательным бурением устраивают шпуры и скважины в породах различной крепости.

С помощью станков ударно-вращательного бурения проходят скважины глубиной до 30 м в весьма крепких породах. Главная особенность этого способа состоит в том, что вращение и ударное действие инструмента выполняют двумя независимыми механизмами— вращателем и пневмоударником. *Пневмоударник* представляет собой пневматический молоток, в котором движущийся возвратно-поступательный поршень со штоком наносит своим бойком удары по хвостовику коронки. Коронка при бурении может передвигаться вдоль оси пневмоударника на 20 мм. Сжатый воздух поступает к пневмоударнику по буровым штангам. При работе станка вращатель, состоящий из

электродвигателя и редуктора, приводит во вращение буровую штангу и пневмоударник, внедряющийся в грунт. Самая оптимальная частота вращения штанги 25 мин

Выходящую из скважины буровую пыль улавливает обеспыливатель.

Перфораторы, применяемые для бурения шпуров, бывают ручные массой до 24 кг (при глубине шпура до 3 м) и колонковые (или станковые) массой до 40 кг. Они обеспечивают бурение шпуров глубиной до 5 м. Воздух (2...4 м3/мин) к перфоратору подводится от компрессора. Рабочий орган перфоратора — буровая головка. При бурении нетрещиноватых пород мягкой и средней крепости применяют головку с одним долотом, армированную твердыми сплавами. Двухдолотчатыми головками бурят вязкие и трещиноватые породы. Головки крестообразной формы используют для бурения пород средней крепости с незначительной трещиноватостью, а также вязких пород. Крепкие и трещиноватые породы бурят с помощью кресто- и звездообразных головок.

Перфораторные молотки по очистке каналов от пыли и каменной мелочи подразделяют на сухие и мокрые. Перфораторы мокрого типа имеют специальные устройства для промывки, а в перфораторах сухого типа канал продувают воздухом Более предпочтительным является мокрое бурение, так как применение для промывки канала воды снижает сопротивляемость породы и увеличивает стойкость головки бура из-за ее охлаждения водой и уменьшения трения о стенки канала.

Вибрационным способом бурят шпуры и скважины (диаметром до 125 мм и глубиной до 25 м) в мягких грунтах.

При вибрационном способе бурения грунт под действием вибрирующего снаряда выделяет связную жидкость, а частицы грунта в зоне контакта с вибрирующими наконечниками переходят в подвижное состояние. При этом резко снижается сопротивляемость грунта сдвигу и буровой инструмент внедряется в породу. Методы образования каналов вибрационным бурением идентичны вибропогружению свай и шпунта.

Скорость вибробурения довольно высокая. Например, в суглинистых почвах за несколько секунд можно пробурить шпур глубиной до 1 м. С увеличением глубины выработки вибрация бурового инструмента затухает, скорость проходки уменьшается, а на глубине 20...25 м проходка прекращается.

При всех механических способах (бурения стенки скважин крепят обсадными трубами с внутренним диаметром 50...200 мм. Колонны обсадных труб составляют из звеньев длиной 1,5...4,5 м, которые опускают при бурении, начиная с большего диаметра. По мере углубления скважин переходят на меньшие диаметры. Звенья труб соединяют муфтами, ниппелями или свинчивают между собой (труба в трубу). Внутренний диаметр труб должен быть 5... 10 мм больше диаметра бурового инструмента. Вверху обсадных труб устанавливают патрубок, защищающий нарезку труб от ударов буровым оборудованием, а внизу — коронку (фрезер), облегчающую опускание колонн обсадных труб.

Широкое применение колонкового бурения в геологической службе объясняется тем, что оно обеспечивает получение ненарушенных образцов в виде столбика или колонки горных пород (керна) на всем протяжении скважины; отсюда происходит и название – колонковое бурение. Керн (колонка) позволяет получить наиболее надежную геологическую документацию; по данным керна определяются геологическое строение месторождения, глубина залегания и мощность полезного ископаемого, проводится его опробование, подсчитываются запасы, выявляются горнотехнические условия эксплуатации. На основании этих данных месторождение полезного ископаемого передается горным предприятиям для организации добычи.

Особенно наглядно достоинства колонкового бурения проявляются при разведке в условиях преобладания твердых пород, когда можно бурить скважины малых диаметров (36, 46, 59 мм) и получать кондиционный выход керна. При кольцевом забое объем разрушения горных пород в 3–5 раз меньше, чем при бурении сплошным забоем. Поэтому

установки колонкового бурения значительно легче и транспортабельнее установок других систем, рассчитанных для бурения на одни и те же глубины.

Преимущество колонкового бурения перед другими видами проходки скважин заключается еще и в том, что оно обеспечивает проходку практически под любым углом к горизонту. Если к этому добавить, что экономические показатели колонкового бурения выше, чем при других видах бурения, то становится ясной весьма значительная роль колонкового бурения при обеспечении разведанными запасами минерального сырья промышленности и народного хозяйства страны.

Для осуществления проходки скважин колонковым способом используется поверхностное и забойное оборудование.

Поверхностное оборудование состоит из бурового станка, насоса, двигателя и вышки (мачты); вместе они составляют буровой агрегат, или буровую установку. Буровые установки бывают стационарные и передвижные; в последнем случае станок, насос и двигатель монтируются на салазках или на колесном ходу, на гусеницах; у самоходных агрегат монтируется на автомашине.

Забойное, или подземное оборудование состоит из породоразрушающего инструмента в колонковом наборе, колонны бурильных и обсадных труб.

На рисунке показана схема установки для колонкового бурения.

Для разрушения горных пород при проходке скважин применяют алмазы как самые твердые минералы на земле, твердые сплавы и дробь – чугунную, литую стальную и дробь-сечку. Отсюда различают виды колонкового бурения – алмазное, твердосплавное и дробовое. Алмазы и твердые сплавы крепятся в торце короночного кольца, представляющего собой короткий патрубок с резьбой на верхнем конце. Такое устройство породоразрушающего инструмента обеспечивает бурение по кольцу, в то время как в центре коронки образуется столбик породы – керн.

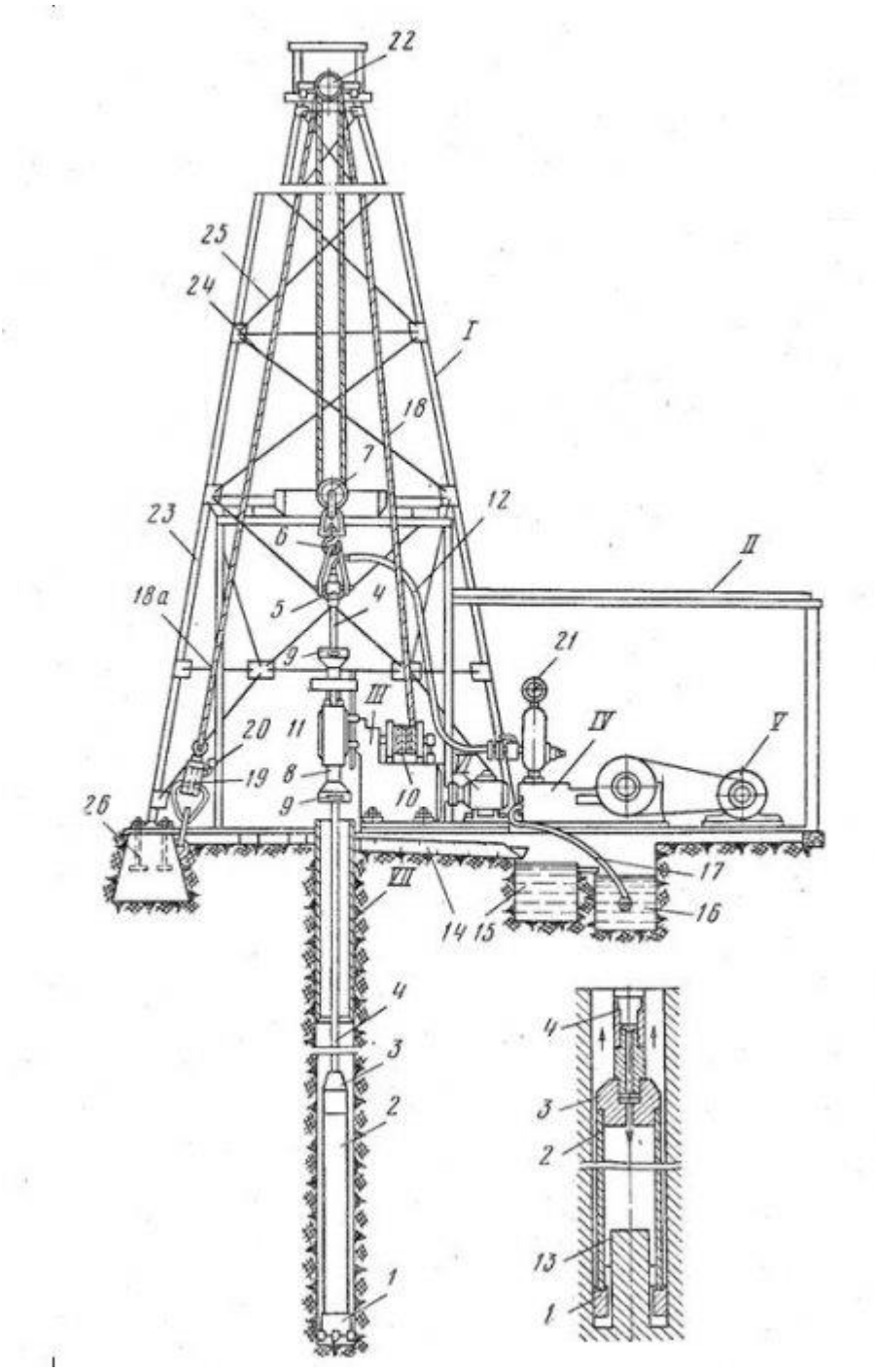


Рис. Схема буровой установки колонкового бурения и забойного оборудования к нему:

I – копер (вышка); II – откос; III – буровой станок; IV – насос; V – электродвигатель; VI – двигатель; VII – направляющая труба. 1 – коронка; 2 – колонковая труба; 3 – переходник с колонковой трубы на колонну штанг; 4 – колонна штанг; 5 – вертлюг-сальник; 6 – подъемный крюк; 7 – талевый блок, 8 – шпиндель станка; 9 – патроны, зажимающие верх колонны штанг; 10 – подъемная лебедка; 11 – регулятор подачи станка; 12 – нагнетательный шланг; 13 – керн; 14 – отстойные желоба; 15 – отстойный бак; 16 – приемный бак: 17 – всасывающий рукав; 18 – талевый канат; 18 а – неподвижный конец каната; 19 – индикатор веса; 20 – манометр индикатора веса; 21 – манометр бурового насоса; 22 – верхняя рама с кронблоком; 23 – ноги копра (вышки); 24 – пояса; 25 – раскосы копра; 26 – фундаментные тумбы

ЛЕКЦИЯ №3

ТЕМА 1.3. Буровые вышки (установки):

1.3.1. Размерный ряд буровых установок;

1.3.2. Подземные механизмы и буровые лебедки;

1.3.3. Буровые насосы;

1.3.4. Буровые шланги и вертлюги.

Буровая вышка - ключевой узел оборудования **буровой установки.** Выполняет следующие функции:

1. Поддержание **бурильной колонны** на талевой системе при бурении с разгрузкой

2. Спускоподъемные операций с обсадными и **бурильными трубами**

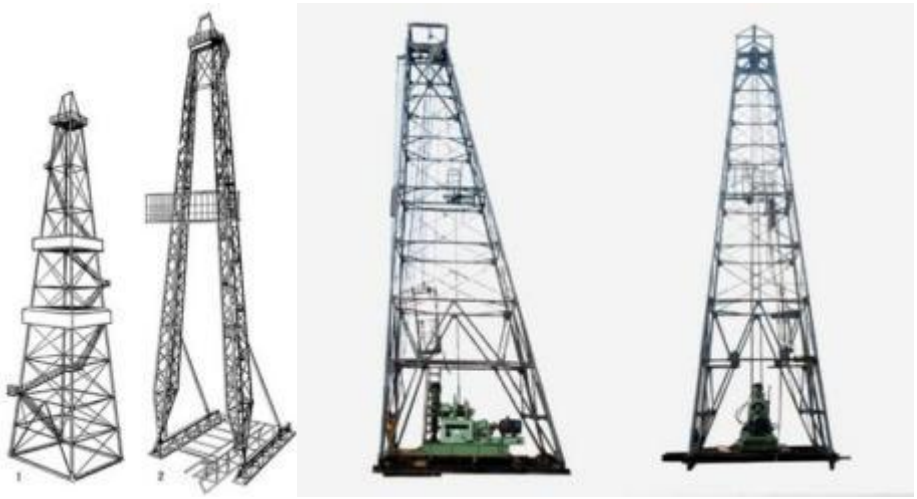
3. Установка **талевой системы** и средств механизации спуско-подъемных операций, включая платформы верхового рабочего устройства, механизмы АСП и КМСП.

4. Размещение **бурильных труб**

5. Размещение извлеченных из скважины утяжеленных бурильных труб

Буровая вышка устанавливается над буровой скважиной для подъема и спуска бурового оборудования(обсадные трубы, забойные двигатели и тд.). Оборудована лестницами и специальной площадкой для взаимодействия и обслуживания кронблока, а так же платформой верхового рабочего, где устанавливаются бурильные свечи.

Буровая вышка в общем виде выглядит так:



Классификация буровых вышек:

По назначению:

Для мобилиных **буровых установок**, для морских буровых установок, для устройств капитального ремонта скважин, для кустовых и стационарных буровых установок.

По конструкции;

Башенные и мачтовые.

Мачтовые вышки бывают А и П-образными, с открытой гранью и 4х-опорные.

Обычно буровые установки легкого и среднего классов комплектуются буровыми вышками мачтового типа, а в установках тяжелого класса применяют вышки мачтового и башенного типов.

Так же **буровые вышки** подразделяются на башенные и А-образные. А-образные получили наибольшую популярность и распространение, их особенность - две опоры, которые удерживают всю конструкцию в вертикальном положении.

Буровые вышки башенного типа применяются при бурении на море и при глубинном бурении.

Мачтовые вышки подразделяются на двухмачтовые (А-образные) и одномачтовые (с открытой передней гранью). Обе конструкции изготовляют из цельносварных габаритных секций трехгранного или прямоугольного сечения, соединяемых между собой быстроразъемными или фланцевыми соединениями.

Преимущества их состоят в быстрой сборке вышки, хорошей просматриваемости, пониженной металлоемкости по сравнению с башенными буровыми вышками и возможности более удобного и легкого расположения механизмов СПО.

Буровая лебедка -- основной агрегат спуско-подъемного комплекса буровой установки. Она предназначена в основном для создания тягового или тормозного усилия в ведущей ветви талевого каната. Лебедка необходима для подъема и спуска бурильной колонны, ненагруженного **элеватора, спуска обсадных колонн, удержания на весу неподвижной колонны или медленного ее** опускания при подаче долота на забой в процессе бурения или расширения скважины. Катушечный вал и пневмораскрепитель лебедки часто используют для свинчивания и развинчивания резьбовых соединений бурильных и обсадных труб. Лебедка применяется для подтаскивания, и подъема труб, грунтоносок и других грузов, а также при монтаже буровых вышек и оборудования на них.

Лебедки монтируют на уровне пола буровой или под полом. Каждый из этих способов имеет свои преимущества и недостатки. При установке над полом буровой имеется свободный доступ ко всем узлам лебедки для их обслуживания и ремонта. Свободный доступ к катушечному валу исключает необходимость монтажа вспомогательной лебедки. Упрощается конструкция привода ротора от лебедки. При установке под полом буровой значительно уменьшаются высота и масса блочного основания, существенно снижается трудоемкость ее монтажа и демонтажа, что имеет немаловажное значение для сокращения сроков строительства буровых.

Буровая лебедка состоит из жесткой сварной металлической рамы, на которой смонтированы на подшипниках качения подъемный вал с барабаном для навивки талевого каната, катушечный и трансмиссионный валы. Все валы кинематически связаны между собой цепными передачами, которые передают им крутящие моменты от коробки скоростей и используются для регулирования частоты вращения валов. Лебедки кинематически связаны с коробками скоростей и двигателями привода цепной или карданной передачей.

Бурильная колонна из скважины поднимается при больших затратах мощности, а спускается под действием собственного веса. Поэтому лебедки должны иметь достаточно мощный привод и надежную тормозную систему для поглощения энергии спуска колонн.

В процессе подъема бурильной колонны ее вес (нагрузка на крюке) постепенно уменьшается и соответственно снижается затрата мощности привода. Для увеличения степени загрузки двигателей привода рационально повышать скорость подъема колонны.

Таким образом, с целью обеспечения высокого коэффициента использования мощности привода лебедки должны быть многоскоростными.

Для подъема ненагруженного элеватора лебедки должны иметь независимую повышенную скорость. Переключение с любой из скоростей на повышенную скорость «холостого» подъема должно происходить быстро, легко и плавно, что достигается

установкой двойной цепной передачи для привода подъемного вала. Поочередное включение одной из этих передач производится с помощью оперативных фрикционных муфт, которыми управляют с пульта бурильщика. В процессе подъема колонн переменной массы скорости в коробке передач переключаются периодически. Большинство лебедок не имеет оперативного управления скоростями.

Талевый канат на барабан лебедки навивается и свивается с различными скоростями. Скорость движения ведущей ветви талевого каната зависит от скорости движения крюка и числа струн в оснастке талевой системы. Скорость крюка при подъеме колонны наибольшего веса обычно составляет 0,3 - >0,5 м/с, а скорость подъема ненагруженного элеватора - 1,7 - 2 м/с. Более высокие скорости подъема резко ухудшают условия намотки и укладки каната на барабане лебедки и не дают существенного выигрыша во времени. Наибольшая скорость спуска бурильной колонны не превышает 3 м/с, а наименьшая -- при спуске обсадных колонн может снижаться до 0,2 м/с.

Исходя из назначения, функций и условий эксплуатации, к буровым лебедкам предъявляют следующие основные требования.

1. Кинематическая схема лебедки и выбранные соотношения скоростей должны обеспечивать наиболее рациональное использование установленной мощности привода.

При этом коэффициент полезного действия агрегата в целом должен иметь высокое значение. Для подъема ненагруженного элеватора в каждой лебедке необходимо предусмотреть независимую повышенную скорость на подъемном валу. Тормозная система должна быть надежной в эксплуатации. Каждую лебедку следует оснащать двойной тормозной системой. Необходимо, чтобы скорости лебедки включались при помощи муфт фрикционного типа оперативно, легко и плавно.

Кинематическая схема лебедки должна предусматривать возможность передачи движения на механизм подачи долота и ротор.

Конструкция лебедки должна обеспечивать бесперебойную ее работу до капитального ремонта или списания. Затраты времени на монтаж и демонтаж лебедки должны быть минимальными. Все передачи лебедки необходимо закрывать прочными ограждениями. Конструкция лебедки должна позволять проведение мелкого текущего ремонта ее в условиях буровой.

2. Анализ существующих конструкций буровых лебедок

Буровые лебедки различаются по мощности и другим техническим параметрам, а также по кинематическим и конструктивным признакам. Мощность буровых лебедок, регламентируемая для отечественных лебедок ГОСТ 16293 - 82, находится в пределах 200 - 2950 кВт в зависимости от глубин бурения.

По числу скоростей подъема различают двух-, трех- четырех- и шестискоростные буровые лебедки. За рубежом применяются восьми- и десятискоростные буровые лебедки. Скорости подъема изменяются путем переключения передач между валами лебедки либо посредством отдельной коробки перемены передач.

В зависимости от используемого привода различают буровые лебедки со ступенчатым, непрерывно-ступенчатым и бесступенчатым изменением скоростей подъема. Ступенчатое изменение скоростей подъема имеется в буровых лебедках с механическими передачами от тепловых двигателей и электрических двигателей переменного тока. При гидромеханических передачах лебедки с теми же двигателями имеют непрерывно-ступенчатое изменение скорости подъема. В случае использования привода от электродвигателей постоянного тока, скорости подъема лебедки изменяются

бесступенчато по кривой постоянства мощности двигателя.

По схеме включения быстроходной передачи различают буровые лебедки с независимой и зависимой «быстрой» скоростью. Как известно, при спуске бурильных и обсадных труб в соответствии с последовательностью выполняемых операций используются две скорости: тихая - для приподъема колонны труб с целью освобождения клиньев или элеватора и быстрая - для последующего подъема незагруженного элеватора за очередной свечой. Для

ускорения спуска переключение указанных скоростей не должно много времени и поэтому осуществляется фрикционными муфтами с поста бурильщика. Буровые лебедки с независимой схемой скоростей позволяют поднимать незагруженный элеватор на быстрой скорости независимо от тихой скорости, используемой для приподъема. При зависимой схеме незагруженный элеватор поднимают на разных скоростях, равных либо пропорциональных скорости, используемой для приподъема колонны труб.

По числу валов различают одно-, двух- и трехвальные буровые лебедки. Одно- и двухвальные лебедки снабжаются отдельной коробкой перемены передач. В трехвальных лебедках скорости подъема изменяются с помощью передач, установленных между валами самой лебедки. Для вспомогательных работ двух- и трехзальные буровые лебедки снабжаются фрикционной катушкой. В случае использования одновальной лебедки для этого подключают дополнительную вспомогательную лебедку.

Буровые лебедки различаются по числу скоростей, передаваемых ротору, и кинематической схеме передач, установленных между лебедкой и ротором.

По способу управления подачей долота различают буровые лебедки с ручным и автоматическим управлением, осуществляемым посредством регулятора подачи долота. Наряду с указанными особенностями различают лебедки с капельной и струйной смазками цепных передач; воздушным и водяным охлаждением тормозных шкивов; гидродинамическим и электромагнитным вспомогательными тормозами; ручным и дистанционным управлением.

Буровой насос устроен из пары основ. Это неотъемлемые части одного механизма, которые обеспечивают правильную работу насоса. На общей раме собрана механическая часть насоса, но она взаимодействует и с гидравлической. В механическую часть входит корпус, оснащённый узлами смазочной системы, редуктора, распределительного блока, кривошипно-ползунного механизма, трансмиссионного вала и приводного шкива.

В гидравлическую же часть входит гидравлический блок с входными и выходными клапанами, расположенными попарно, цилиндропоршневой группы, блока охлаждения группы цилиндров и поршней, пневмокомпенсатора и конечно предохранительного клапана.

Общий принцип действия любого **бурового насоса** заключается в следующем – через трансмиссию двигателя к коренному валу, который снабжён кривошипным механизмом с шатунами, соединёнными крейцкопфом, передаётся вращательное движение. Кривошипный механизм и шатуны, делают вращательное движение вала, возвратно-поступательными движениями крейцкопфа, а также штока и поршня. Двигаясь в цилиндре, поршень, благодаря клапанам, образует давление, под которым всасывается буровая жидкость. При этом, когда происходит движение влево, закрывается всасывающий клапан, но затем при повышении давления в трубопроводе, то клапан открывается и раствор выходит. Затем процесс повторяется снова и снова.

Хорошо отвечают технологическим требованиям трёхпоршневые насосы, действующие односторонне. Двусторонний насос с двумя цилиндрами, действует не настолько мощно, как насос с тремя цилиндрами. Односторонний и гораздо более мощный раствор предоставляет гораздо более равномерную подачу бурового раствора. Также их положительные качества состоят в том, что на таких насосах происходит более лёгкая смена быстроизнашивающихся деталей, что очень удобно в работе. Быстрота замены и лёгкость самого материала, делает такие насосы ещё более удобными для эксплуатации.

Мощность **приводных насосов** может колебаться от пятидесяти до полутора тысяч литров жидкости в минуту. Они достаточно долговечны и имеют ряд достоинств, которые позволяют им работать в самых сложных условиях – при изменчивом климате, с разным типом растворов, которые могут быть очень вязкими по консистенции. При этом поток, как правило, поступает стабильно, без задержек, перемешиваясь внутри или перемещаясь пульсирующими толчками. Давление, которое нагнетается насосом, не зависит от скорости вращения – они могут различаться независимо друг от друга. Этот поток регулируется специально при помощи двигателя. Так как насосы имеют относительно небольшой вес, что упрощает их монтаж, а такие заменяемые детали, как поршни, стоят совсем недорого, и это делает процесс добычи гораздо более выгодным.

Но у каждого вида **бурового насоса** есть свои достоинства и недостатки. Поэтому стоит рассмотреть и двухпоршневой насос более подробно. Это устройство, которое предназначено для работы в противофазе, что способствует оптимальной передаче буровой жидкости. Равномерное обеспечение жидкостью осуществляется при помощи специального мембранного компенсатора. Обычно редуктор вмонтирован в насос и имеет зубчатый вид.

Вращающая часть, характеризует насосы на электрической тяге, но также они могут иметь и двигатель внутреннего сгорания, которая направлена в редуктор с клиноременной передачей. Как правило, это очень объёмные виды насосов, которые могут также обладать и всасывающей функцией. Но в таблицах параметров насосов эту характеристику, обычно вписывают как допустимую высоту всасывания в параметрах вакуума.

Виды буровых установок, оснащённых различными насосами. Эти насосы предназначены для промывания и откачки жидкости, и делятся на три типа – штанговые, винтовые и **скважинные насосы**. Такие конструкции, как правило, кроме всех прочих агрегатов и устройств, оснащены различным электрооборудованием и кабельными линиями. Такую кабельную линию вместе с агрегатом и опускают в скважины, посредством насосно-компрессорных трубопроводов. Подключённая к такой конструкции наземная часть представляет собой трансформаторную подстанцию и аппаратуру, которая служит для пуска и отладки оборудования и агрегатов.

Винтовые насосы имеют около тридцати восьми различных типов исполнения. Они зависят от того, как соединены секции, от входного модуля и конструкции рабочих колёс. Разные виды *насосов* используются в различных областях промышленности, но особенно важными их качество и технологичность, является именно для *нефтедобычи*, где используются именно такие насосы, какие выгодны именно в той области.

ЛЕКЦИЯ №4

ТЕМА 1.4. Породоразрушающий инструмент:

1.4.1. Условия работы буровых долот;

1.4.2. Долота для бурения сплошным забоем;

1.4.3. Долота для колонкового бурения.

Современные долота для сплошного бурения различаются по воздействию на забой и по своему конструктивному исполнению. Все долота для сплошного бурения по характеру воздействия разделяются на три основные группы:

1) долота лопастные, режущие и скалывающие породу;

2) долота шарошечные со слабо коническими (почти цилиндрическими) шарошками, одновременно скалывающие и дробящие породу;

3) долота с коническими шарошками, вершины которых лежат у центра долота или вблизи нее, собираемые на лапах с консольными цапфами, главным образом дробящие породу;

4) одно-, двух-, трех-, четырехшарошечные.

Горные породы разрушаются долотами различных типов и моделей и расширителями. При бурении скважин наибольшее распространение получили шарошечные долота. Ими ежегодно выполняются около 90 % объема проходки в Российской Федерации и за рубежом. В зависимости от числа рабочих органов шарошечные долота бывают одно-, двух-, трех-, четырех-, шести- и многошарошечные. Наиболее распространен трехшарошечный вариант долота. Конструкция такого долота отличается наилучшей вписы-ваемостью в круглое сечение скважин трех конических шарошек, обеспечивающих оптимальное центрирование и устойчивость долота и т.д.

Шарошечные долота

Долото состоит из следующих основных узлов: литого корпуса, лап, узла опор, включающего цапфу и подшипники, шарошек и очищающего или промывочного узла. В состав последнего могут входить сопла, формирующие высоконапорный поток бурового раствора, а также каналы, просверленные в корпусе. Верхняя часть корпуса обычно называется присоединительной головкой, так как она служит для присоединения к переводнику или нижнему концу бурильной колонны. В данном случае она выполнена в виде муфты с внутренней конической резьбой.

На нижней части корпуса обычно предусмотрены пазы, в которые вставляют лапы со смонтированными шарошками. Лапы приваривают к корпусу прочными сварными швами. Такая конструкция характерна для отечественных долот диаметром 394 мм и более; большинство трехшарошечных долот выполняются секционными.

Секционное шарошечное долото собирается из секций, свариваемых вместе по всему наружному контуру сопрягаемых поверхностей. При этом верхние сегментные части секций образуют присоединительную головку, на которой затем нарезается коническая наружная (ниппельная) резьба. Средняя часть долота составляет также единое целое в результате сваривания лап. На наружной поверхности лап предусмотрены приливы, кромки и ребра жесткости, а также округлые полуцилиндрические приливы («бобышки») под промывочные сопла (насадки).

В СНГ сопла изготовляют обычно из металлокерамического материала. Сопла закрепляют при помощи удерживающего замка (в данном случае стопорного кольца).

Герметизация зазора между соплом и внутренней стенкой полости (гнездо пролива) обеспечивается обычно резиновым уплотнением. Козырек лапы обычно (как и в приведенном случае) защищается антиабразивным покрытием, приближенным к торцу шарошки и ее тыльной части, называемой часто обратным конусом. На тыльной части шарошки также наплавляют защитное покрытие с хорошо сопротивляющейся абразивному износу калибрующей поверхностью, разделяемой одной из конических поверхностей корпуса шарошки. Вершина первой шарошки в данном случае, как и у долота со стальным вооружением некоторых других типов, выполняется с лопатовидными элементами и называется лопаткой.

Ряд породоразрушающих элементов, расположенных примерно по одной окружности, называется венцом. Венец, находящийся на периферии (у основания) шарошки, называется периферийным или калибрующим, поскольку он не только углубляет забой, но и калибрует стенку скважины. Средние и привершинные венцы принято называть основными. Основными конусами шарошек условно именуют конические поверхности, находящиеся не на тыльной, а на передней (основной) стороне шарошки, ближе к вершине; от них начинают построение шарошки. Различают также промежуточные дополнительные конусы, расположенные между основным и обратным конусом в двух- и трехконусных шарошках.

Часть конуса шарошки, расположенная между двумя венцами, называется межвенцовой расточкой. Если она выполняется в виде узкого, но значительного углубления между венцовыми поясками, над которыми выступают рабочие породоразрушающие элементы, то в этом случае ее иногда называют кольцевой канавкой. Стальной выфрезированный породоразрушающий элемент шарошки принято называть зубом или реже зубцом, а твердосплавный вставной (изготовленный из спекаемого обычно карбидовольфрамового порошка) - зубком или штырем. Углубление между двумя соседними зубьями, расположенными на одном и том же венце, называют обычно выемкой. Значительную выемку, образованную на месте одного-двух срезанных зубьев или сбоку одного из них, принято называть выфрезировкой.

Нижняя часть зуба - основание, а верхняя - вершина. Ребра сопряжения поверхностей вершины зуба, а нередко и всю вершину полностью неправильно обобщают единым названием «режущая кромка».

Поверхность зуба, обращенную к периферии - к периферийному венцу шарошки, принято называть обычно наружной стороной, а поверхность, обращенную к вершине, - внутренней стороной зуба. Поверхность, обращенная по направлению вращения шарошки, называется набегающей или передней гранью (реже передней стороной или передним крылом зуба), а поверхность, направленная в противоположную сторону, - тыльной или задней гранью (стороной). Рабочие поверхности стальных зубьев шарошки и других быстроизнашивающихся элементов долота нередко защищаются наплавляемым антиабразивным покрытием.

На верхнем торце присоединительной головки выбивают размер, заводской номер и тип долота, товарный знак и номер партии долот.

Широкий проходной канал, ограниченный внутренними стенками головки, принято называть внутренней полостью долота, а заплечики - упорным уступом (торцом), который обычно имеет скошенную фаску.

Опора шарошки долота обычно состоит из консольной цапфы, составляющей единое целое с лапой, и подшипников, позволяющих шарошке при вращении долота свободно вращаться относительно цапфы и передавать осевые и радиальные нагрузки. Один из подшипников одновременно с отмеченными функциями выполняет также роль запирающего, фиксирующего устройства, удерживающего шарошку на цапфе от продольного смещения. Поэтому такой подшипник называют замковым. Как правило, он выполняется в виде шарикоподшипника. Его шары заводятся в соответствующее гнездо через цилиндрический проход, просверливаемый в цапфе и запираемый после их

установки специальной деталью, называемой замковым пальцем. Эта деталь имеет форму штыря, а выполняет роль пробки, заходящей в проход и не позволяющей шарам выкатываться из беговой дорожки.

В пальце на одном его конце (переднем) вытачивается сферический вырез, точно соответствующий (при совместной обработке пальца с цапфой) профилю внутренней беговой дорожки замкового подшипника, а на другом - канавка под сварочный шов, фиксирующий правильное положение пальца и препятствующий его смещению и выпадению.

По обеим сторонам замкового подшипника обычно монтируют большой и малый подшипники. Большой подшипник у многих отечественных и зарубежных долот состоит из беговой дорожки, роликов и направляющих плоскостей. Он отделяется от замкового шарикового подшипника буртиком.

Малый подшипник чаще всего выполняется в виде подшипника скольжения с втулкой, которая впрессовывается в гнездо, высверливаемое в шарошке. Втулку часто называют фрикционной. Торцовая (концевая) и боковая поверхности цапфы на участке этого подшипника, как правило, наплавляются тонким антиабразивным покрытием.

В состав опоры, как правило, входит также подшипник в виде планшайбы с накаткой по боковой поверхности и со шлифованным днищем. Подпятник впрессовывают в соответствующее ему гнездо, высверленное в днище шарошки. Его нередко называют концевым упорным подшипником, однако под концевым подшипником также подразумевается малый подшипник с фрикционной втулкой или весь комплекс элементов скольжения, включая втулку и подпятник.

В случае, если опора долота герметизирована в ее состав чаще всего включают также сальниковое уплотнение, гибкую диафрагму (являющуюся основной деталью компенсатора), заполняемый смазкой резервуар (или лубрикатор), каналы для смазки и крышку или пробку, перекрывающую полость резервуара.

В Российской Федерации для бурения нефтяных скважин выпускаются одно-, двух- и трехшарошечные долота.

Одношарошечные долота

Эти долота разработаны в СевКавНИПИ. Все они относятся к одному классу (с твердосплавным вооружением) и одному типу С3 (по прежнему обозначению С1) - для средних, преимущественно карбонатных, хрупких пород, таких как доломиты, конгломераты, известняки и др.

По своим конструктивным особенностям они разделяются на модификации.

Одношарошечное долото состоит из корпуса с присоединительной головкой, лапы и сферической шарошки. Промывочное устройство в виде сквозного периферического отверстия просверливается в лапе недалеко от основания цапфы, направляющего струю раствора по касательной к поверхности шарошки.

Корпус выполнен с утолщенной консольной лапой, изготовляемой с цапфой, ось которой наклонена под углом 30° к оси долота.

Опора включает два шарикоподшипника, один из которых выполняется замковым, и два подшипника скольжения. В новом долоте основные нагрузки несут шарикоподшипники.

Двухшарошечные долота

Эти долота разрабатывает СКБ «Геотехники» вместе с Верхнесергинским долотным заводом. Их применяют главным образом при бурении геологоразведочных скважин.

Современные модели двухшарошечных долот можно распределить на два класса, четыре типа и несколько модификаций, отличающихся одна от другой по схеме и конструкции промывочного узла либо опоры шарошек.

Долота первого класса изготовляют двух типов - М и С.

Двухшарошечные долота типа М предназначены для бурения скважин сплошным забоем и в слабых, наиболее мягких и вязких несцементированных породах, таких как суглинки, слабые глины и мергели. Эти долота изготовляют трех типоразмеров: В112МГ, В132МГ и В151МГ.

Долото В112МГ выполняется двухсекционным. Секции сопрягаются плоскостями на фиксирующих штифтах и свариваются сварным швом. Угол наклона цапф к оси долота 57°30`. Опора каждой шарошки выполнена по схеме СШР, т.е. подшипник скольжения - шарикоподшипник (замковый) - роликовый подшипник. Шарошки - самоочищающиеся со смещением их осей относительно осей долота на 3 мм.

Фрезерованные зубья шарошек - крупные, заостренные, защищенные твердосплавной наплавкой. Такое вооружение обеспечивает наиболее высокую эффективность в очень мягких и вязких породах. Промывка - боковая. Промывочные каналы иногда оснащают металлокерамическими соплами, направляющими струи жидкости в зазоры между шарошками.

Долото В132МГ состоит из двух сварных секций. Оси цапф и шарошек наклонены под углом 57°30` к оси долота. Опора шарошки выполнена по схеме ШШР. Один из шариковых подшипников (большой) - замковый. Шарошки - самоочищающиеся, оснащены крупными фрезерованными зубьями. Рабочие поверхности зубьев армированы зернистой твердосплавной наплавкой (релит Т3), а угол заострения зубьев изменяется в диапазоне 48°36`-51°50`. Промывочное устройство - боковое, со струйными соплами.

Примерно такой же конструкцией характеризуется долото В151МГ, но у него смещение осей шарошек относительно оси долота составляет 5 мм, а заострение зубьев 45-49°.

К типу С относятся долота 2В93С и 2В112СМ, предназначенные для бурения скважин в средних породах, таких как известняки, аргиллиты, алевролиты, уплотненные глины, мергели. Долото 2В93С состоит из двух сварных секций, плоскость прилегания которых расположена симметрично относительно шарошек.

Оси цапф шарошек наклонены под углом 47°30` к оси долота. Шарошки - самоочищающиеся. Опора шарошки состоит из двух подшипников скольжения и одного шарикового (замкового) подшипника. Вооружение шарошек представлено выфрезерованными стальными зубьями, армированными релитом. Высота и шаг зубьев - средние, несколько меньше, чем у долот типа М. Промывка забоя - центральная, через одно отверстие круглого сечения.

Долото 2В112С по опоре шарошки аналогично долоту В112МГ, а по вооружению и промывочному устройству - долоту 2В93С. Однако у долота 2В112С угол наклона цапф к оси долота составляет 50°.

Двухшарошечные долота второго класса, т.е. со вставным твердосплавным (штыревым) вооружением, выпускают типа К. Они предназначены для бурения скважин в крепких и абразивных породах. Долота указанного типа выпускают диаметрами 59, 76, 93 и 112 мм под шифрами 2Ш59К, В76К, 4В93К и Ш112К соответственно. Долота В76К, 4В93К и Ш112К отличаются от долота 2Ш59К в основном размерами своих элементов.

Трехшарошечные долота

Современные отечественные долота указанной разновидности можно разделить на шесть серий: 1АН; 2АН или ГНУ; 1АВ; опытную 2АВ; 3АН (ГАУ); долота в конструктивном и качественном отношении, соответствующие отраслевой нормали ОН-26-02-128-69 и отличающиеся от остальных целыми (без десятых долей миллиметра) числовыми значениями номинального диаметра в их шифре, например, В97С, В118Т, Д394МГ и др.

Долота каждой из перечисленных серий могут быть любого класса (т.е. со стальным фрезерованным, штыревым или комбинированным вооружением шарошек), любого типа и любой модификации. Различия проявляются в технологии их изготовления, а также в конструкции опоры и их элементов и частично в размерах долот.

Долота серии 1АН предназначаются преимущественно для низкооборотного (на что указывает литера Н в обозначении серии) способа бурения.

Их применяют при роторном бурении с винтовым или другим забойным двигателем, вращающим долото с относительно невысокой частотой вращения (до 350 об/мин). Долота данной серии характеризуются повышенной точностью изготовления (литера А в обозначении серии), удлиненной присоединительной резьбой, а также открытой, не защищенной от шлама негерметизированной опорой, выполненной по схеме РШС (точнее, большой роликоподшипник - замковый шарикоподшипник - узел скольжения, состоящий из радиального и торцового фрикционных подшипников. Первые долота серии 1АН были разработаны во ВНИИБТ.

Долота серии 2АН предназначены для низкооборотного (40-250 об/мин) способа бурения. Их опора, как и у долот серии 1АН, выполнена по схеме РШС. Отличие заключается в том, что эта опора изготовлена герметизированной и включает устройства для принудительной подачи смазки к трущимся элементам в процессе бурения. С этой целью в спинке лапы каждой секции долота высверливают карман, служащий резервуаром-лубрикатором и перекрываемой крышкой после заполнения его смазкой и установки в него эластичного компенсатора. Под давлением бурового раствора, проникающего в компенсатор через боковое отверстие в крышке, смазка проталкивается к смазочному каналу к подшипникам. Утечке смазки из полости шарошки препятствует сальниковое уплотнение, которое перекрывает зазор между шарошкой и цапфой.

Главная особенность этих долот заключается в том, что их изготовляют с опорой, состоящей только из подшипников качения. Опора может быть выполнена по схеме ШШШ, по схеме РШР и ШШР (в основном в долотах диаметром до 190 мм); опора негерметизированная.

Отечественной промышленностью выпускаются трехшарошечные долота трех классов, 13 типов, нескольких десятков модификаций, 26 размеров, более 150 (включая опытные долота) моделей.

Наименьшее число типов, модификаций и моделей приходится на малые (диаметром 76-151 мм) и большие (диаметром 346-490 мм, особенно 445 и 490 мм) размеры.

В наиболее широком ассортименте (по числу серий, классов, типов, модификаций и моделей) изготовляют долота диаметром 190 (190,5) мм и особенно 214 (215,9) мм. Это объясняется наибольшим объемом проходки для указанных диаметров ствола скважины и многообразием свойств пород, встречающихся при бурении таких стволов.

Сопла выполняют двух модификаций: НД или НКВ. Сопло НД выполняется укороченным с относительно крутым сужением внутреннего радиального профиля проходного канала, характеризующимся радиусом кривизны R. Значения этого и других параметров зависят от номера (размера) сопла.

Большинство долот с опорой качения в настоящее время выпускается в соответствии с ГОСТ 20692-75 серии 1АВ. В этом случае они обозначаются литерой В, стоящей в конце шифра, например, долота III 215,9 КПВ.

К первому классу относятся пять типов со стальным выфрезерованным вооружением: М, МС, С, СТ и Т. Наименование типа совпадает с первой буквой в шифре после цифрового обозначения диаметра, характеризующей основное свойство пород.

Долота типа М предназначены для бурения скважин в мягких и вязких породах, характеризуемых низким сопротивлением сжатию и раздавливанию (пески, рыхлые глины, суглинки, супеси, мерзлые глинистые грунты, лед и т.п.).

Долота типа МС используют для бурения скважины в среднемягких неплотных породах, занимающих по своим механическим свойствам промежуточное положение между мягкими и средними породами, или для бурения скважин в мягких породах, чередующихся пропластками средних пород (не очень плотные глины, мел, каменные соли, гипс, слабые известняки и др.).

Долота типа С предназначены для разбуривания пород средней крепости (аргиллиты, плотные глины, алевролиты, слабые мергели и др.).

Долота типа СТ применяют для бурения в породах, занимающих по свойствам промежуточное положение между средними и твердыми, а также для разбуривания средних пород, перемежающихся твердыми пропла-стками (плотные мергели, неплотные алевролиты с глинистым поровым цементом, песчаники, пористые, органогенные известняки, различные ангидриты, вязкие сланцы и др.).

Долота типа Т предназначены для бурения скважин в твердых, плотных и трещиноватых породах (плотные алевролиты, глинистые сланцы, доломиты, конгломераты твердых и иных формаций, различные песчаники и др.).

Ко второму классу относятся долота шести типов со вставным твердосплавным или штыревым вооружением: МЗ, СЗ, ТЗ, ТКЗ, К и ОК.

Литера З в обозначении типов МЗ, СЗ, ТЗ, ТКЗ, а также МСЗ следующего класса указывает на то, что вооружение шарошек долот данных типов представлено твердосплавными зубьями с заостренной клиновидной головкой.

Долота типа МЗ спроектированы для бурения скважин в мягких абразивных породах (рыхлые и слабые песчаники, песчанистые глины), а также в различных по составу неплотных формациях, перемежающихся прослойками слабосцементированных песчаников и алевролитов.

Долота типа СЗ предназначены для бурения средних абразивных пород (песчаники средней плотности, плотные песчанистые породы, алевролиты абразивные и др.). Однако эти долота можно применять и при разбуривании обычных мягких, среднемягких, средних и перемежающихся пород.

Долота типа ТЗ предназначены для бурения среднетвердых и твердых абразивных пород (плотные песчаники, песчанистые доломиты, слабокварцованные известняки и алевролиты и др.). Эти долота можно применять и при разбуривании средних пород, перемежающихся более твердыми.

Долота типа ТКЗ спроектированы для бурения твердокрепких абразивных пород (плотные песчаники, доломиты, слабокварцованные известняки и доломиты, кремнистые сланцы и др.). Их можно применять и для разбуривания твердых пород, перемежающихся прослойками крепких.

Долота типа К предназначены для бурения скважин в крепких абразивных породах (граниты, диабазы, окварцованные доломиты, порфириты, пириты, очень крепкие песчаники и др.).

Долота типа ОК внешне мало отличаются от долот типа К. Они предназначены для бурения скважин в очень крепких и очень абразивных породах (кварциты, сливной кварц, джеспилиты, таконити, кремень, крепкие порфириты и др.). Эти долота применяют главным образом в горнорудной промышленности. Они оснащены самым мощным твердосплавным вооружением, оказывающим дробяще-скалывающее воздействие на породы забоя.

Долота типа МСЗ разработаны для бурения мягкосредних абразивных пород (слабосцементированные песчаники, песчанистые мергели, полуабразивные песчано-глинистые моренные отложения, нетвердые карбонатные породы, перемежающиеся с прослойками песчаников и алевролитов и т.п.). Эти долота могут разбуривать также неабразивные мягкие, средние и среднемягкие формации (супеси, суглинки, мел, глины, аргиллиты, известняки и др.).

Долота типа ТК предназначены для бурения твердокрепких пород (конгломераты, очень плотные глины, твердые известняки, доломиты, глинистые сланцы и т.п.). Этими долотами также можно разбуривать средние, твердые и трещиноватые породы.

Лопастные долота

В отличие от шарошечных лопастные долота просты и по конструкции, и по технологии изготовления.

Лопастные долота обеспечивают высокую механическую скорость в рыхлых, мягких и несцементированных породах. В таких породах проходки этими долотами за рейс достигают нескольких сот метров, а в некоторых случаях даже 1500-2000 м. Но при этом в связи с неизбежной для таких больших интервалов глубин перемежаемостью пород (в том числе твердых и абразивных) часто наблюдается значительное уменьшение диаметра скважин, что приводит к необходимости расширения и проработки скважины перед спуском очередного долота. Кроме того, при бурении необходимо прикладывать к долотам большой крутящий момент. Режущие элементы долот находятся в постоянном контакте с породой и поэтому более интенсивно изнашиваются по сравнению с шарошечными долотами.

Бурение лопастным долотом нередко сопряжено с опасностью значительного искривления ствола скважины, особенно если оно производится без применения центраторов, стабилизаторов и калибраторов. Это объясняется малой площадью контакта долота с забоем по сравнению с общей площадью поперечного сечения скважин, необходимостью передачи через него значительной осевой нагрузки, высокого крутящего момента, большой энергии, а также особенностями конструкции лопастного устройства.

В состав лопастного долота входят корпус и лопасти. В верхней части корпуса нарезается присоединительная резьба, а в нижней - просверливаются основные промывочные отверстия без сопел для подачи бурового раствора на забой.

Боковые калибрующие и другие рабочие поверхности лопастей обычно покрывают релитом и чугуном.

Более сложная конструкция лопастного долота: в состав долота, кроме корпуса и лопастей входят сопло, уплотнительные кольца для герметизации промывочного узла и зазора между соплом и гнездом в корпусе долота, байонетная шайба для удержания сопла, болт со стопорной шайбой для крепления байонетной шайбы, запрессованные почти вровень с поверхностью лопасти твердосплавные вставки (штыри) и пластины.

Присоединительная резьба на верхней части корпуса выполняется наружной, ниппельной на такой же конической присоединительной головке, как и у шарошечных долот.

Фрезерные долота

Фрезерные долота имеют более простую конструкцию, чем лопастные.

Долото состоит из удлиненного монолитного корпуса, составляющих с этим корпусом единое целое рабочих органов, армированных твердым сплавом, и простейшего промывочного устройства. Во многих современных конструкциях рабочие органы отсутствуют и роль породоразрушающих элементов выполняют не режущие кромки рабочих органов, а твердосплавные штыри, запрессованные в торец фрезерного долота. Промывочным устройством могут служить один или несколько каналов в корпусе долота.
Эти долота могут быть использованы не только для бурения скважины в присутствии металлического и твердосплавного скрапа, но и для разбуривания оставшихся на забое шарошек и других металлических предметов, бетонных и иных пробок. Эта функция фрезерных долот привела к выделению и совершенствованию отдельной их разновидности - фрезеров.

В процессе выполнения основной функции бурового долота - бурения массива горных пород на забое скважины - наряду с высокой стойкостью и прочностью фрезерных долот по сравнению с шарошечными и некоторыми преимуществами (например, хорошая сопротивляемость, износ по диаметру при требуемом армировании боковой поверхности, большая устойчивость, прочность и др.) перед лопастными выявились существенные недостатки фрезерных долот (низкая механическая скорость проходки, низкая проходка на долото в твердых и крепких породах, непригодность для бурения глин и других вязких и пластичных пород).

Долота ИСМ

Долота ИСМ отличаются от фрезерных, лопастных и алмазных главным образом тем, что их породоразрушающие (рабочие) элементы оснащены сверхтвердым материалом славутич. Рабочие элементы (вставки из славутича) крепят к стальному корпусу долота своей посадочной (цилиндрической) частью (хвостовиком) методом пайки. Форму рабочей поверхности вставок, марку славутича, его содержание (объем в кубических сантиметрах) в инструменте и число вставок выбирают в зависимости от типа долота, т.е. в соответствии с физико-механическими свойствами буровых пород.

В зависимости от размера и конструкции долота ИСМ выполняются цельнокованными с последующим фрезерованием лопастей либо с приваренными лопастями.

Долота ИСМ по сравнению с фрезерными и лопастными обладают более высокой износостойкостью, а по сравнению с долотами, оснащенными природными алмазами, - меньшими стоимостью и поршневанием, лучшей проходимостью по стволу скважины и защитой их породоразрушающих элементов, поэтому они реже выходят из строя при недостаточно тщательной подготовке ствола и забоя перед их спуском в скважину.

Долота ИСМ выпускают трех разновидностей: режущего действия (режущие), торцовые (зарезные) и истирающие. Первые весьма похожи на лопастные, вторые - на фрезерные, а третьи - на алмазные.

Режущие долота ИСМ предназначены для бурения глубоких скважин в мягких и средних пластичных породах. Долото ИСМпо внешнему виду и конструкции похоже на долото 6ИРГ, но отличается от него формой рабочей части лопастей, способом их закрепления на корпусе долота и расположением дополнительных лопастей. У долота ИСМ (первая модификация) основные лопасти сходятся вместе по общей оси долота и привариваются к составному корпусу в специальных пазах. Дополнительные (стабилизирующие) лопасти перед приваркой также заводят в специальные пазы, вырезанные на боковой поверхности корпуса асимметрично относительно основных лопастей.

Дополнительные лопасти выполняются укороченными, характеризуются трапециевидным профилем и армируются по рабочим боковым поверхностям твердосплавными штырями (с плоской рабочей головкой, не выступающей за поверхности лопасти), которые запрессовываются и по боковым поверхностям основных лопастей. Поэтому дополнительные лопасти не только обеспечивают стабилизацию и уравновешивание долота в стволе скважины, но и способствуют росту общей калибрующей поверхности долота по диаметру.

Вставки, оснащенные славутичем, выполняют с цилиндрической боковой поверхностью и полусферической (для торца основной лопасти) и плоской (для калибрующей поверхности лопасти) рабочими головками. Сопла изготовляют из твердого сплава.

Сопла и струйный промывочный узел в целом рассчитаны на истечение бурового раствора со скоростью 90-120 м/с.

Выполнение промывочного устройства (узла) долота второй модификации отличается одним широким центральным промывочным отверстием, разделенным лопастями на три сектора.

Струйная модификация по промывке отличается от первой соплами, которые вмонтированы и закреплены (с помощью пайки) в боковых каналах, просверленных в корпусе долота.

Долота первой и второй модификаций по промывке применяют главным образом при турбинном бурении, а третьей - при роторном способе бурения.

Долота с обычной («свободной») промывкой (преимущественно вторая модификация по промывке) выпускаются девяти размеров по диаметрам 188-392 мм, а долота третьей модификации - двух размеров по диаметрам 212 и 267 мм. Выпуск долот

первой модификации (с центральным осевым широким отверстием) в последнее время ограничен.

Алмазные долота

Основная особенность алмазных долот - наличие в них алмазных режущих элементов, т.е. алмазов (природных или синтетических) той или иной величины (крупности). В буровых долотах обычно используют наименее ценную разновидность природного алмаза, именуемую карбонадо (бразильские технические алмазы) или черным алмазом, которая характеризуется меньшей твердостью, но значительно большей вязкостью, что в условиях бурения чрезвычайно важно.

Технические показатели алмазных долот во многом зависят от качества и размеров алмазов. Качество определяют группой и категорией, а размер - числом камней на 1 кар (0,2 г). Работоспособность алмазного долота в наибольшей степени, чем инструмента любого другого вида, зависит от чистоты ствола и забоя и качества промывки. При наличии металла или твердого сплава (даже в малом количестве), или крупных обломков крепких пород на забое происходит образование выбоин, выкрашивание или раскалывание алмазов и быстрое разрушение долота. При недостатке бурового раствора наблюдается перегревание и растрескивание (прижог) алмазов. Это значительно осложняет бурение алмазными долотами. Другая, еще более важная специфическая особенность алмазных долот - их дороговизна и дефицит из-за недостатка алмазов, обладающих высокими техническими свойствами (прочностью, вязкостью, достаточной твердостью, сопротивлением ударам и т.п.).

Природные и синтетические алмазы размещают в спекаемой матрице (обычно медно-твердосплавной), составляющей единое целое с нижней частью стального полого цилиндрического корпуса долота.

При бурении твердых, крепких и абразивных пород износ матрицы интенсивнее, поэтому во избежание излишнего обнажения алмазов матрица у долот для таких пород должна быть наиболее износостойкой. В породах мягких и средних матрица изнашивается мало, вследствие чего в долотах, предназначенных для бурения этих пород, используется не слишком износостойкий материал для матрицы.

По форме и направлению пазов, приемочных канавок, рабочих органов и всей рабочей части выделяют три разновидности алмазного долота: радиальное, ступенчатое и спиральное. Некоторыми специалистами выделяются и другие, преимущественно комбинированные разновидности.

По размещению алмазов в матрице различают две разновидности долот: однослойное и многослойное, т. е. с импрегнированными алмазами. Однослойные долота получают при однослойной укладке относительно крупных алмазов в графитовую пресс-форму, что приводит к их распределению в определенном порядке на поверхности матрицы, а импрегнированные - при равномерном перемешивании алмазов (как правило, мелких и невысокого качества) с частицами карбида вольфрама и другими компонентами матрицы перед спеканием долота.

Размеры алмазных долот так же, как и долот ИСМ, по номинальному диаметру несколько (обычно на 2 мм) уменьшены относительно соответствующих значений нормального ряда долот других видов (лопастных, шарошечных и др.) во избежание преждевременного истирания калибрующих алмазов или заклинивания долота в суженных участках ствола скважины. По внешнему виду, конфигурации, принципу действия и некоторым особенностям конструкции многие алмазные долота близки к описанным выше долотам ИСМ, особенно к истирающим.

В целом алмазные долота характеризуются монолитной конструкцией. В России выпускают четыре разновидности алмазных долот: однослойные ступенчатые и радиальные, импрегнированные радиальные и ступенчатые. Долота всех разновидностей изготовляют обоих классов, т.е. с природными и синтетическими алмазами.

Долота первого класса, оснащенные природными алмазами, выпускают трех типов (М, С, СТ).

Долота типа М (для бурения мягких пород) выполняют с однослойной укладкой алмазов в твердосплавной матрице рабочей головки, имеющей тороидально-ступенчатую форму. Алмазы для армирования этого долота относительно крупные, но низкого (XXXIV группы) качества. Такие долота выпускают пяти размеров и пяти моделей: ДК188М6, ДК212М6, ДК241М6, ДК267М6 и ДК292М6. Литера Д в шифрах указанных моделей обозначает долото (алмазное), К - описанную разновидность долота (со ступенчатым профилем), 188 - номинальный диаметр долота в мм, М - тип долота, 6 - порядковый номер модификации.

При маркировке алмазных долот впереди их шифра наносят условный индекс предприятия-изготовителя. Московскому комбинату твердых сплавов присвоена в качестве условного индекса буква М, а ВНИИБТ - Н. За шифром указывают также заводской номер и год изготовления данного долота.

Долота типа С (для бурения средних пород) изготовляют как однослойными (той же разновидности К), так и импрегнированными. Однослойные ступенчатые долота типа С выпускают трех размеров под шифрами ДК138С6, ДК149С6 и ДК188С6, т.е. диаметрами 138, 149, 188 мм. Они оснащаются техническими алмазами XVб группы второго класса.

Импрегнированные долота типа С характеризуются толстым (7-8 мм) рабочим слоем матрицы, перемешанной с овализированными алмазами XXXIV группы III категории качества. Эти долота имеют ступенчатую форму рабочей поверхности и выпускаются двух диаметров - 188 и 212 мм под шифрами ДИ188С6, ДИ212С6 и ДИ212С2.

Долота типа СТ предназначены для бурения среднетвердых пород. Они выполняются только однослойными с радиальным расположением рабочих органов и промывочных пазов. Эти долота изготовляют четырех диаметров - 140, 159, 188 и 212 мм. Выпускают две модели долот диаметром 140 мм (ДР 140СТ1): с алмазами XVб группы I категории (для наиболее тяжелых условий бурения) качества и алмазами той же группы, но II категории качества. Долота остальных размеров изготовляют только с алмазами XVб группы II категории качества и выпускают под шифрами ДР159СТ1, ДР188СТ1 и ДР212СТ1.

Долота второго класса изготовляют с искусственными алмазами марки СВИ-П, что означает синтетические, ВНИИТС (автор технологии) светлые (прозрачные), прочные. Эти алмазы несколько уступают природным по прочности, но вполне сравнимы с ними по прочности.

Долота с синтетическими алмазами выпускают четырех разновидностей: однослойные ступенчатые, однослойные радиальные (лопастные), импрегнированные ступенчатые и импрегнированные радиальные (лопастные), но только одного типа С.

Однослойные радиальные (лопастные) долота изготовляют с прямыми радиальными лопастными рабочими органами и выполняют со ступенчатой формой рабочей головки. Они выпускаются пяти размеров моделей ДКС138С, ДКС188С6, ДКС12С6, ДКС267С6. Литера С в середине шифра свидетельствует о том, что алмазы в долотах синтетические.

Однослойные радиальные (лопастные) долота изготовляют с прямыми радиальными лопастными рабочими органами, привариваемыми к корпусу долота в процессе изготовления последнего. Такие долота выпускают трех размеров и трех моделей ДЛС188С1, ДЛС212С1 и ДЛС267С1.

Импрегнированные ступенчатые долота по конструкции аналогичны однослойным долотам разновидности ДК и характеризуются закругленными тороидальными ступеньками, импрегнированными дробленными синтетическими алмазами по толщине

матрицы на 7-8 мм. Эти долота выпускают также трех размеров моделей ДКСИ188С6, ДКСИ212С6 и ДКСИ267С6.

Импрегнированные лопастные долота с синтетическими алмазами выпускают пока только одного размера - модель ДЛСМ212С3.

Шарошечные бурильные головки

Бурильные головки, помимо разбуривания забоя скважины и калибровки ее стенок, должны также формировать в центре забоя целиковый столбик породы - керн и предотвращать в процессе бурения любое повреждение керна как образца, служащего источником информации о свойствах буримой породы.

Как все шарошечные инструменты, бурильные головки эффективно разрушают горные породы широкого диапазона буримости, твердости и абразивности; в меньшей степени, чем лопастные, подвержены уменьшению диаметра и по сравнению с инструментом ИСМ и алмазным имеют невысокую стоимость.

Шарошечная бурильная головка состоит из шарошек, лап, присоединительной резьбовой головки, промывочного устройства и узла опоры, включающего подшипники. Шарошки в бурильной головке могут быть коническими, одно-, двух-или трехконусными, в виде усеченного конуса, цилиндрическими, сферическими и чечевицеобразными. Бурильная головка может быть выполнена с одним рабочим органом - шарошкой, с тремя, четырьмя, шестью, восемью шарошками и более.

Число и конструкция подшипников в опоре каждой шарошки могут быть различными в зависимости от формы и размеров шарошки и бурильной головки. Конические шарошки обычно монтируют на двух-трех подшипниках качения. Один-два подшипника в опоре шарошки иногда бывают фрикционными. В качестве замкового подшипника функционирует, как и в опорах шарошечных долот, почти исключительно шарикоподшипник. Шарошки могут быть установлены не только на цапфах лап, но и на осях.

Вооружение шарошек может быть стальным (фрезерованным) с наплавкой твердым сплавом, вставным (штыревым) или комбинированным.

Лапы с шарошками часто образуют отдельные секции бурильной головки, собираемые на штифтах и свариваемые вместе с образованием при этом присоединительной головки. Но бывают бурильные головки с литым цилиндрическим корпусом.

Промысловое устройство (промывочный узел) состоит обычно из нескольких каналов, просверленных в лапах или в корпусе бурильной головки, но может включать втулку или патрубки, соединяющиеся с внутренней полостью присоединительной головки. Выходные промывочные отверстия обычно располагают между шарошками на некотором расстоянии от керна во избежание его размыва. Важные параметры конструкции бурильной головки - высота керноприема и его коэффициент. Высотой керноприема принято называть расстояние от зоны образования керна до кернорвателя, а коэффициентом керноприема - отношение к этому расстоянию диаметра керна.

Одношарошечные бурильные головки разработаны в СевКавНИПИнефти только второго класса и одного типа - для отбора керна в карбонатных среднетвердых породах. Шарошка бурильной головки выполнена сферической с широкими продольными промывочными пазами и круглым отверстием, обращенным к керноприемнику, выполненному в пустотелой цапфе. Наружная и торцовая поверхности шарошки оснащены вставными твердосплавными штырями формы Г23 с плосковыпуклой рабочей головкой.

Штыри (зубки), расположенные на наружной поверхности шарошек, обеспечивают разрушение породы в кольцевой зоне между керном и стенкой скважины и калибруют ствол скважины, а зубки, запрессованные на торце шарошки (а также на торце цапфы в новых конструкциях), формируют столбик керна.

Высота керноприемника уменьшена до минимума, и коэффициент керноприемника очень высок. Разность между диаметрами скважины и керна невелика. Шарошка смонтирована на мощной опоре по схеме СШС. Промывочное устройство состоит из ряда наклонных каналов у бурильных головок большого размера и из широкого щелевого отверстия в бурильной головке малого размера. Все отверстия обращены в одну сторону забоя, к его периферии. Трехшарошечные бурильные головки (см. рис. 3.21, а) разработаны во ВНИИБТ. В настоящее время они выпускаются серии 6ВК только второго (с твердосплавным вооружением) класса и одного типа С3.

Бурильные головки С3 предназначены для бурения скважин кольцевым забоем в средних и среднетвердых породах малой и средней абразив-ности (известняки и др.).
Описанные бурильные головки изготовляют следующих моделей: 6ВК190/80С3, 6ВК214/80С3, 6НК187,3/80С3.

Четырехшарошечные бурильные головки выпускаются двух классов - первого с комбинированным вооружением и второго со штыревым вооружением. Бурильные головки с комбинированным вооружением шарошек изготовляют типа СТ для бурения мягких и средних пород, перемежающихся твердыми. Выпускают две серии этих бурильных головок: 1 (1ВК) и 2 (2ВК).

Бурильные головки серии 1ВК производят трех размеров моделей 1ВК190СТ, 1ВК269СТ и 1ВК285СТ.

Они выполняются секционными и могут применяться как в турбинном, так и в роторном бурении соответственно со съемными керноприемниками и без них.

Опора шарошки у всех бурильных головок 1ВК выполнена по схеме ролик - шарик (замковый) - шарик. Шарошки - самоочищающиеся, оснащены по всем венцам относительно невысокими фрезерованными зубьями, наплавленными релитом. Вершины шарошек, участвующие в образовании керна, армированы твердосплавными вставками. Промывка забоя осуществляется через патрубки. Диаметр керна у бурильных головок 1ВК190СТ составляет 33 мм, а у бурильных головок 1ВК269СТ и 1ВК295ВК - 47 мм.
Бурильные головки того же типа СТ, но более совершенной серии 2ВК выпускаются моделей 2ВК190/40СТ, 2ВК214/60СТ и 2ВК269,9/60СТ, приспособленных для бурения со съемной грунтоноской при турбинном бурении и без нее при роторном способе бурения. Корпус этих бурильных головок также сварной секционный.

Бурильные головки второго класса (лишь с твердосплавным вооружением) выпускаются типа ТКЗ - для колонкового бурения в твердокрепких абразивных породах (плотные песчаники, доломиты, конгломераты, очень плотные глины и др.). Эти бурильные головки изготовляют серии 2ВК двух моделей: 2ВК190/40ТКЗ и 2ВК214/60ТКЗ. Твердосплавные зубки с клиновидной и полусферической рабочими головками чередуются по каждому венцу любой из шарошек. Опора шарошки и другие конструктивные особенности такие же, как и бурильных головок типа СТ той же серии 2ВК.

Пятишарошечные бурильные головки изготовляются серии 24НК, которая разработана также ВНИИБТ. Они относятся ко второму классу, к типу ТКЗ. Выпускаются крупными опытно-промышленными партиями двух моделей: 24НК139,7/52ТКЗ и 24НК158,7/67ТКЗ.

Шестишарошечные бурильные головки выпускают со стальным и твердосплавным вооружением. Бурильные головки данной разновидности со стальным (фрезерованным) вооружением (т.е. первого класса) изготовляют одного типа СТ - для среднетвердых пород. В массовом производстве пока находятся бурильные головки только двух моделей: 21ВК190/80СТ и 21ВК214/80СТ.

Восьмишарошечные бурильные головки выпускают одного типа - МСЗ. Они предназначены для низкооборотного бурения с отбором керна в среднемягких породах (известняк, доломиты, ангидриты, мергели, переслаивающиеся с аргиллитами, алевролитами и битуминозными песчаниками). Эти бурильные головки изготовляют

серии 17. Бурильная головка этой серии состоит из корпуса, приваренной к нему муфты (или ниппеля) и шарошек, смонтированных в пазах корпуса попарно на четырех осях. Три оси выполнены с запорным хвостовиком, удерживающим другую (перпендикулярную к хвостовику) ось от выпадения, а четвертая, собираемая последней, запирается винтом. Наружная поверхность шарошки состоит из цилиндрической и конической частей. Цилиндрическая часть оснащена твердосплавными зубками с клиновидной головкой, ориентированной своим лезвием под углом 45° к образующей цилиндра таким образом, что зубки на наружной и внутренней шарошках направлены в разные стороны. Коническая часть шарошки вооружена подрезными зубками, служащими для калибровки керна и скважины и перекрывающими забой между основными зубками. Шарошка упирается своим торцом в шайбу, прилегающую к корпусу бурильной головки. Описанная конструкция предусматривает возможность сборки и разборки бурильной головки в полевых условиях с целью замены изношенных деталей (осей, винтов, шайб) и шарошек в соответствии с разработанной инструкцией.

В процессе бурения данная бурильная головка оказывает на буримые породы преимущественно режущее действие. Она изготовлена двух моделей: 17НК187,3/80МСЗ (см. рис. 3.20) и 17ВК212,7/80МСЗ.

Лопастные, фрезерные и твердосплавные бурильные головки

Лопастные бурильные головки просты по конструкции и изготовлению, работают в режиме резания, без ударов и вибраций. Поэтому по сравнению с шарошечными бурильными головками они обеспечивают лучшую сохранность керна. Недостатки лопастных бурильных головок в общем те же, что и лопастных долот: относительно узкая область применения, возможное уменьшение диаметра скважины и др.

В состав бурильной головки входят пулевидный корпус, составляющие с этим корпусом единое целое (обычно приварные) лопасти и резцы, а также промывочные сопла. Рабочие поверхности лопастей и режущие кромки резцов обычно армируют износостойким твердым сплавом. Бурильные головки, предназначенные для колонкового бурения в слабых породах, армируют чаще всего зернистым литым (направляемым) сплавом, бурильные головки для мягких и среднемягких пород - вставными штырями из карбида вольфрама.

Бурильные головки напоминают по форме и действию фрезерное долото и могут быть названы фрезерными. Они эффективны при роторном бурении с отбором керна.
Твердосплавные бурильные головки (коронки) представляют собой обычно цилиндрические кольца с закрепленными в них твердосплавными режущими элементами в виде резцов, зубцов или пластинок. Они применяются при бурении мелких колонковых скважин в основном на твердые полезные ископаемые.

В России выпускаются лопастные бурильные головки только одной разновидности, которые можно отнести к фрезерным. Эти бурильные головки разработаны для роторного бурения в комплекте с колонковым снарядом с несъемным керноприемником. Они предназначены для отбора керна в мягких породах (красноцветные моренные отложения, суглинки, мягкие глины, мел, мягкие и слабые известняки, мергели и т.п.).

Для колонкового бурения скважин небольшого диаметра, преимущественно геологоразведочных, серийно выпускаются тонкостенные твердосплавные коронки.

Алмазные бурильные головки и бурильные головки ИСМ

Алмазные бурильные головки по конструктивным особенностям и характеру воздействия на породу и столбик керна наиболее подходят для колонкового бурения.

По технологии изготовления, расположению алмазов и промывочных канавок они имеют много общего с алмазными долотами, поэтому могут быть классифицированы на те же два класса - с природными и искусственными (синтетическими) алмазами и примерно на те же основные разновидности: радиальную, радиально-ступенчатую и спиральную. По назначению и свойствам разбуриваемых ими пород они распределяются на типы, по

конструктивным особенностям - на модификации, по размерам - на модели, по технологии изготовления и форме выполнения - на серии.

Выпускаются алмазные бурильные головки, оснащенные как природными, так и синтетическими алмазами.

Изготовляют три разновидности бурильных головок первого класса (с природными алмазами): однослойные радиальные, однослойные ступенчатые и импрегнированные.

Бурильные головки для колонковых снарядов со съемным кернопри-емником (грунтоноской) изготовляются с ниппельной наружной присоединительной резьбой, а бурильные головки для колонковых снарядов с несъемным керноприемником - с муфтовой внутренней резьбой.

Бурильные головки ИСМ, вооруженные вставками со сверхтвердым материалом славутич, выпускаются в настоящее время одной и той же разновидности и одного типа МС (для бурения с отбором керна в среднемягких породах).

Эти бурильные головки армируют вставками со славутичем по наружной рабочей поверхности шести лопастевидных рабочих органов, составляющих единое целое с продолговатым полым корпусом, а также по внутренней центральной части, формирующей керн.

Керноприемный инструмент

Керноприемным или колонковым инструментом (керноприемными устройствами) принято называть инструмент, обеспечивающий прием, отрыв от массива горной породы и сохранение керна в процессе бурения и во время транспортирования по скважине вплоть до извлечения его на поверхность.

Во избежание получения искаженных или вовсе неверных геологических, химических и иных данных о буримых породах нередко необходимо применять такие керноприемные устройства, которые обеспечивают не только высокий вынос керна (%), но и ненарушенную структуру породы, защищают керн от промывочной жидкости, производят на него минимальное разрушающее воздействие и т.п.

По принципу работы и конструктивным особенностям керноприемные устройства распределяются на следующие разновидности: Р1, Р2 - для роторного бурения соответственно со съемным (извлекаемым по бурильным трубам) и с несъемным керноприемниками; Т1, Т2 - для турбинного бурения соответственно со съемным и несъемным керноприемниками.

Современные керноприемные устройства выпускаются трех типов и предназначены для отбора керна из массива плотных пород; в трещиноватых, перемятых или перемежающихся по плотности и твердости породах; в сыпучих породах, легко разрушаемых и размываемых буровым раствором.

Керноприемные устройства первого типа выполняются в виде двойного колонкового снаряда с керноприемником (грунтоноской), изолированным от потока бурового раствора и вращающимся вместе с корпусом снаряда. К устройствам этого типа относится колонковый снаряд «Недра».

Устройства второго типа изготовляют с невращающимся керноприемником, подвешенным на одном или нескольких подшипниках, и с надежными кернорвателями и кернодержателями. К устройствам этого типа относятся керноотборный снаряд СК164, КК, К и др.

Устройство третьего типа должно обеспечивать полную герметизацию керна и перекрытие керноприемного отверстия в конце бурения. К таким устройствам относится снаряд с эластичным керноприемником.

Керноприемные устройства разновидности Р2 изготовляют всех трех типов, а остальные разновидности - одного-двух типов.

Колонковый снаряд «Недра» (разработан во ВНИИБТ) состоит из двух, трех секций или более длиной по 5 м. В его состав входит корпус, верхний и нижний

переводники и грунтоноска, собранная, как и корпус, из нескольких секций, соединенных муфтой-центратором. В последней смонтирован кернодержатель, а в нижней части грунтоноски - комплект кернорвателей. Верхняя часть грунтоноски включает узел подвески с винтом, гайкой и фиксатором и обратный клапан, состоящий из сменного гнезда-седла и шара. Снаряд «Недра» благодаря теоретически неограниченному количеству секций позволяет отобрать керн большой длины, зависящий от стойкости бурильных головок. В комплект этого снаряда включают обычно бурильные головки серий 6ВК, 20НК, 21ВК, 25НК, 17ВК и др.

Керноприемные инструменты той же разновидности второго типа выполняются двух модификаций: СК и СКУ.

Инструмент СК (снаряд керноотборочный) изготовляется модели СК164/80 (Павловский машиностроительный завод им. Мясникова), т.е. с наружным диаметром корпуса 164 мм и диаметром керноприемного отверстия 80 мм. Этот снаряд состоит из верхнего и нижнего переводников, контрвтулки, радиально-упорного шарикового подшипника, головки, полого шпинделя, обратного клапана, керноприемника (грунтоноски), трубчатого корпуса, башмака и цангового кернорвателя. При отборе керна в мягких породах цанговый кернорватель заменяется лепестковым. Шариковый подшипник обеспечивает свободное вращение головки и корпуса относительно шпинделя и навинченного на этот шпиндель почти не вращающегося в процессе бурения керноприемника. Шарик обратного клапана забрасывается в снаряд по бурильным трубам после промывки непосредственно перед бурением. Он закрывает полость керноприемника от попадания в нее бурового раствора.

Снаряд СК выпускается двухсекционным длиной 17 500 мм. Он может быть изготовлен с одной или тремя секциями. Используется с алмазными бурильными головками диаметрами 188, 212, 241 или 267 мм. Этот снаряд должен постепенно заменяться унифицированным снарядом КД11М-190/80.

Инструмент модификации СКУ конструктивно представляет собой видоизмененный снаряд «Недра». Серийно выпускается керноприемный инструмент разновидности Т1 (КТД3 и КТД4С) четырех моделей: КТД3-240, КТД4С-240, КТД4С-195 и КТД4С-172.

Инструмент КТД3-240 выпускается односекционным и применяется с бурильными головками серии 1ВК наружным диаметром 269 или 295 мм для керна диаметром 48 мм; КТД4С-240 - трехсекционным (две секции и один колонковый шпиндель), применяется с бурильными головками серии 2ВК диаметрами 269,9 и 295,3 мм для керна диаметром 60 мм.

Инструмент КТД4С-195 - четырехсекционный (три секции и один шпиндель), применяется с бурильными головками серии 2ВК диаметром 190 или 187,3 мм под керн диаметром 40 мм.

Шифр КТД означает «колонковое турбинное долото», однако в действительности КТД3 и КТД4 представляют собой видоизмененный секционный (с полым валом) турбобур, т.е. этот инструмент относится к гидравлическим забойным двигателям.

Для бурения с несъемной грунтоноской во ВНИИБТ был разработан и изготовляется колонковый шпиндель (ШУК 172), присоединяемый к нижней секции турбобура. Он представляет собой отдельную часть турбобура.

При турбинном бурении формирование и сохранение керна крайне затруднены, его диаметр мал и его вынос (по отношению к величине проходки за рейс) уменьшается до 30-20 % и менее. Поэтому для отбора керна, особенно на один, два или три рейса, обычно временно переходят на роторный способ бурения.

Расширители

Расширители ствола буровых скважин, как и другой технологический инструмент, по принципу действия и особенностям работы во многом отличаются от бурильного инструмента.

Так, расширитель разрушает массив горных пород, уже ослабленный бурением расширяемой скважины. В этом массиве развиты зоны предразрушения, трещины, кливаж, вскрыты поверхности. В то же время расширение скважины обычно сопряжено с отсутствием экранирующего реактивного воздействия в центральной зоне забоя скважины, с затуханием нисходящих потоков бурового раствора, уменьшением опорных поверхностей расширяющего инструмента и ухудшением его прочностной характеристики.

В Российской Федерации расширители с успехом применяют как для последовательного расширения уже пробуренного ствола скважины, так и для бурения с одновременным расширением скважины.

Во многих случаях более выгодно бурить ствол диаметром 190,5- 293,5 мм (вместо 445 мм) с расширением его до требуемого диаметра.

По виду, конструктивному и технологическому выполнению расширители весьма разнообразны.

Расширители можно классифицировать по виду, форме их рабочих органов (лопастные, шарошечные и др.), способу крепления рабочих органов (жесткозакрепленные, разборные и раздвижные), числу этих органов, типу их вооружения и другим отличительным особенностям. Для такой классификации можно применить схему, использованную авторами при систематизации буровых долот.

Применяют два вида расширителей: шарошечные и лопастные (преимущественно в мягких породах). В связи с увеличением числа глубоких и сверхглубоких скважин, усложнением конструкций скважин, увеличением их начального диаметра и диаметра кондуктора ассортимент расширителей, особенно шарошечных, неуклонно увеличивается. Известны также ступенчатые, двухъярусные и многоярусные расширители.

Для расширения ствола скважины под башмаком обсадной колонны и в других случаях используют раздвижные расширители. В СНГ организовано серийное производство трехшарошечных расширителей-калибраторов одного типа РШ, семи размеров, диаметрами 243-490 мм для нефтяных и газовых скважин.

Калибрующе-центрирующий инструмент

Калибрующе-центрирующий инструмент, в отличие из рассмотренных выше долот, бурильных головок и расширителей, в процессе своей работы совсем не разрушает горные породы либо разрушает их в небольшом объеме на небольшую глубину (по радиусу скважины) и на относительно небольших (по длине) участках ствола скважины. Это разрушение пород обычно приводит к выравниванию стенок скважины, частичному расширению и калиброванию отдельных участков ствола.

В последнее время предлагают разделить рассматриваемый инструмент на три группы: калибраторы, центраторы и стабилизаторы.

Калибратор - это инструмент, выполняющий как центрирующие, так и калибрующие функции, т.е. предназначенный для расширения и калибрования участков ствола скважины по диаметру долота, а также для центрирования и улучшения условий работы долота и стабилизации направления оси скважины. Этот инструмент рекомендуется устанавливать непосредственно над долотом или между секциями УБТ.

Центратор - это инструмент, предназначенный для центрирования нижней части бурильной колонны. Он устанавливается на корпусе забойного двигателя либо в колонне бурильных труб. Во втором случае он называется колонным. Длина центратора должна равняться одному-двум диаметрам долота.

Стабилизатор служит для направления ствола скважины и центрирования бурильной колонны.

Диаметр всех указанных инструментов должен быть равен диаметру применяемого долота. Но в последнее время на корпусе забойного двигателя предлагается устанавливать центратор меньшего диаметра (на 2-14 мм меньше диаметра долота).

По конструкции инструменты трех названных групп, по существу, между собой не различаются. Гораздо более значительные различия отмечаются по видам, типам и модификациям одноименного инструмента. Функции калибраторов, центраторов и стабилизаторов в основном одни и те же.

Можно выделить следующие основные виды калибрующего инструмента: трубный, планочный или ребристый и плашечный, спиральный лопастной и роликовый. Раньше изготовляли также крыльчатые лопастные стабилизаторы с прямыми радиальными лопастными органами. По аналогии с ними иногда неправильно называют лопастным планочный калибрующе-центрирующий инструмент, у которого рабочие органы трудно назвать лопастями, так как они выступают над телом корпуса на небольшое расстояние и выполняются без заострения.

Калибрующе-центрирующий инструмент (преимущественно под названием калибратор) изготовляют двух видов: планочный и спиральный.

Планочные калибраторы армируют синтетическими алмазами, славу-тичем или твердым сплавом. В первом случае выпускают калибраторы одной серии (ИТС), одного типа (С), двух модификаций (С2 и С3), трех моделей: СТС188С3, СТС212С3 и СТС292С2. Их применяют вместе с алмазными долотами.

В модификации С2 рабочие органы-планки приваривают к корпусу калибратора, а в модификации С3 - выфрезеровывают на сменной муфте. Торцовые (нижний и верхний) участки рабочей поверхности каждого рабочего органа армируют синтетическими алмазами.

В модификации С2 рабочие органы-планки приваривают к корпусу калибратора, а в модификации С3 - выфрезеровывают на сменной муфте. Торцовые (нижний и верхний) участки рабочей поверхности каждого рабочего органа армируют синтетическими алмазами марки СВС-П, а средний участок - мелкими твердосплавными вставками с плоской рабочей головкой.

Выпускают две модели планочных калибраторов, оснащенных славутичем: ИСМ188К и ИСМ212К. Они применяются при бурении с долотами ИСМ.

Разработанные Азинмашем стабилизаторы, иначе названные расширителями-калибраторами РЗЛ, выпускаются двух моделей: 1-РЗЛ-269 (наружный диаметр 169 мм) и 1-РЗЛ-394 (диаметр 394 мм).

Спиральные (лопастные) калибраторы изготовляют двух типов (СТ и СТК), трех модификаций (5КС, 10КС и 11КС). Они применяются в основном с шарошечными долотами.

Калибраторы 5КС выпускают трех моделей: 5КС212, 7СТ; 5КС214СТ и 5КС215,9СТ.

Калибраторы 10КС имеют примерно такую же конструкцию, как и калибраторы 5КС, но их три спиральных рабочих органа армируют не твердосплавными вставками, а вставками со славутичем. Выпускают две модели калибраторов 10КС: 1ЛКС190,5СТК и 10КС215,9СТК, т.е. типа СТК диаметрами 190,5 и 215,9 мм. Все они характеризуются тем, что их рабочие органы составляют единое целое с корпусом калибратора.

Калибраторы модификации 11КС отличаются от калибраторов 10КС тем, что изготовляются со сменной муфтой. Выпускают одну модель этих калибраторов - 11КС295,3СТК.

ЛЕКЦИЯ №5

ТЕМА 2.1. Бурение нефтяных и газовых скважин:

2.1.1. Способы вращение долота;

2.1.2. Роторное бурение;

2.1.3. Турбенное бурение;

2.1.4. Бурение винтовым двигателем;

2.1.5. Бурение электробуром;

2.1.6. Режимы бурения.

По способу воздействия на горные породы различают механическое и немеханическое бурение. При механическом бурении буровой инструмент непосредственно воздействует на горную породу, разрушая ее, а при немеханическом разрушение происходит без непосредственного контакта с породой источника воздействия на нее. **Немеханические способы** (гидравлический, термический, электрофизический) находятся в стадии разработки и для бурения нефтяных и газовых скважин в настоящее время не применяются.

Механические способы бурения подразделяются на ударное и вращательное.

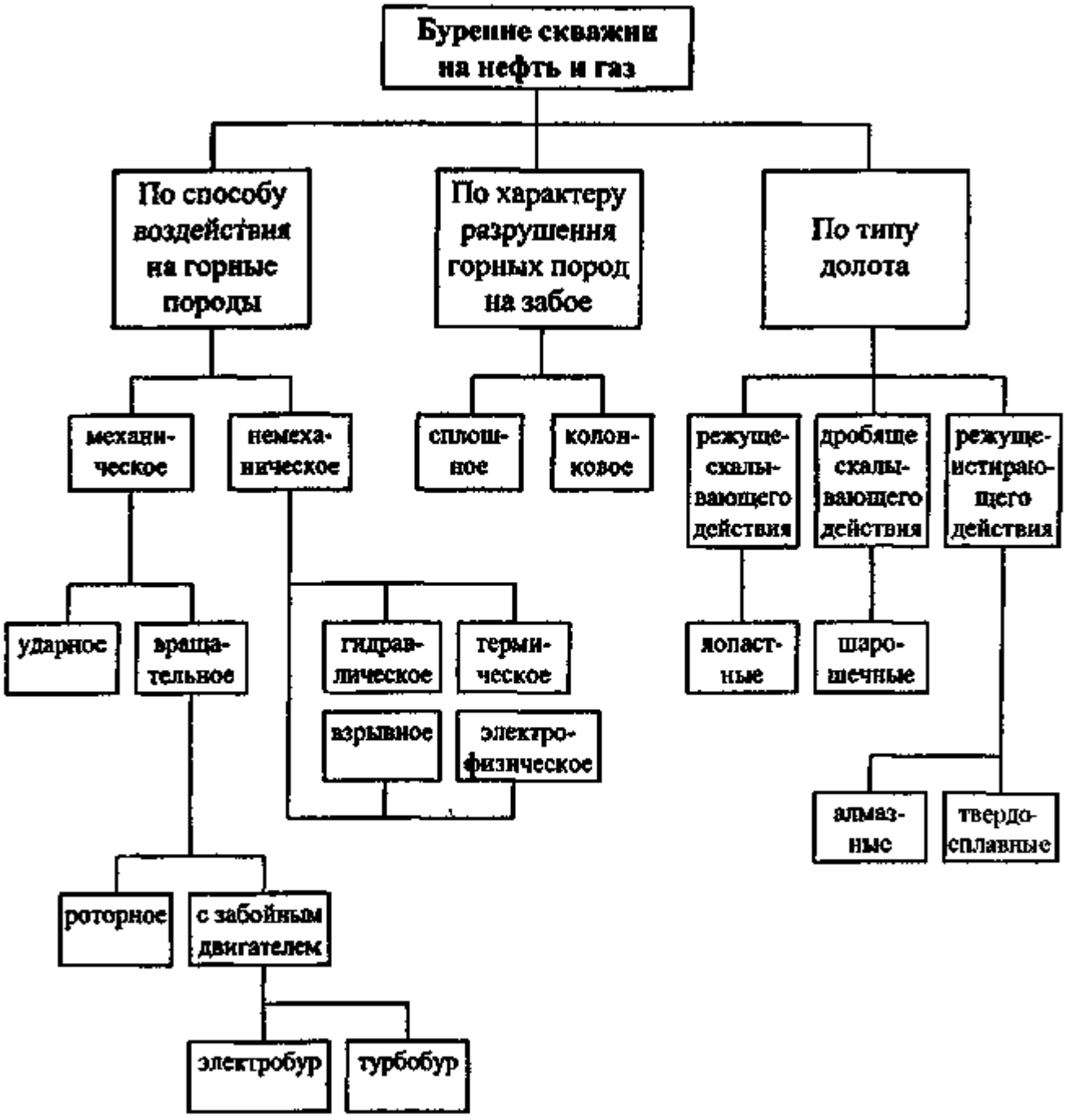


Рис. 1. Классификация способов бурения скважин на нефть и газ

При ударном бурении разрушение горных пород производится долотом 1, подвешенным на канате (рис. 2). Буровой инструмент включает также ударную штангу 2 и канатный замок 3. Он подвешивается на канате 4, который перекинут через блок 5, установленный на какой-либо мачте (условно не показана). Возвратно-поступательное движение бурового инструмента обеспечивает буровой станок 6.

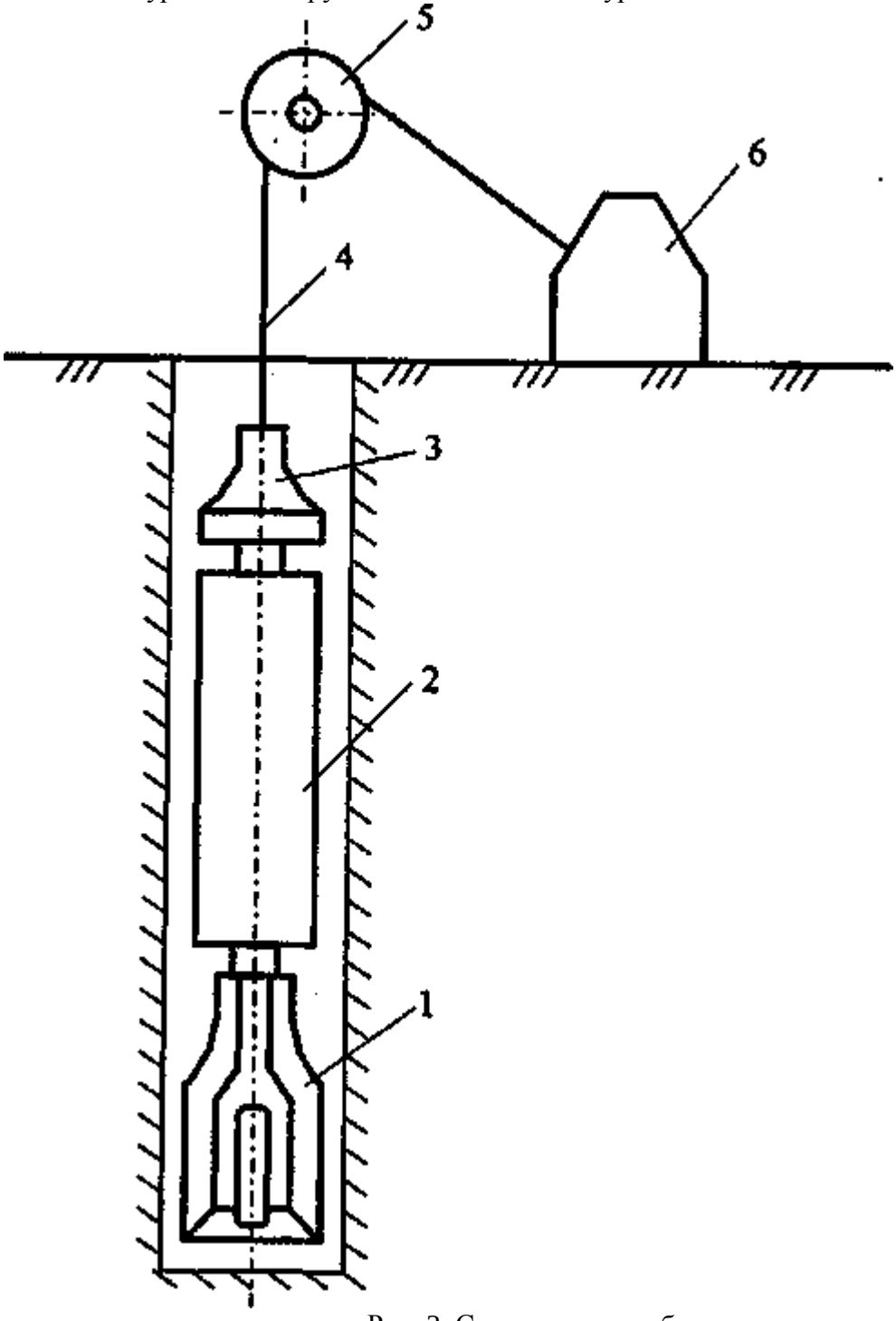


Рис. 2. Схема ударного бурения:
1 - долото; 2 - ударная штанга; 3 - канатный замок;
4 - канат; 5 - блок; 6 - буровой станок.

По мере углубления скважины канат удлиняют. Цилиндричность скважины обеспечивается поворотом долота во время работы.

Для очистки забоя от разрушенной породы буровой инструмент периодически извлекают из скважины, а в нее опускают **желонку,** похожую на длинное ведро с

клапаном в дне. При погружении желонки в смесь из жидкости (пластовой или наливаемой сверху) и разбуренных частиц породы клапан открывается и желонка заполняется этой смесью. При подъеме желонки клапан закрывается и смесь извлекается наверх.

По завершении очистки забоя в скважину вновь опускается буровой инструмент и бурение продолжается.

Во избежание обрушения стенок скважины в нее спускают обсадную трубу, длину которой наращивают по мере углубления забоя.

В настоящее время при бурении нефтяных и газовых скважин ударное бурение в нашей стране не применяют.

Нефтяные и газовые скважины сооружаются методом **вращательного бурения.**

При данном способе породы дробятся не ударами, а разрушаются вращающимся долотом, на которое действует осевая нагрузка. Крутящий момент передается на долото или с поверхности от вращателя (ротора) через колонну бурильных труб (роторное бурение) или от забойного двигателя (турбобура, электробура, винтового двигателя), установленного непосредственно над долотом.

Турбобур - это гидравлическая турбина, приводимая во вращение с помощью нагнетаемой в скважину промывочной жидкости. **Электробур** представляет собой электродвигатель, защищенный от проникновения жидкости, питание к которому подается по кабелю с поверхности. **Винтовой двигатель** - это разновидность забойной гидравлической машины, в которой для преобразования энергии потока промывочной жидкости в механическую энергию вращательного движения использован винтовой механизм.

По характеру разрушения горных пород на забое различают сплошное и колонковое бурение. При **сплошном** бурении разрушение пород производится по всей площади забоя. **Колонковое** бурение предусматривает разрушение пород только по кольцу с целью извлечения **керна** - цилиндрического образца горных пород на всей или на части длины скважины. С помощью отбора кернов изучают свойства, состав и строение горных пород, а также состав и свойства насыщающего породу флюида.

Все **буровые долота** классифицируются на три типа:

1. долота режуще-скалывающего действия, разрушающие породу лопастями (лопастные долота);

2. долота дробяще-скалывающего действия, разрушающие породу зубьями, расположенными на шарошках (шарошечные долота);

3. долота режуще-истирающего действия, разрушающие породу алмазными зернами или твердосплавными штырями, которые расположены в торцевой части долота (алмазные и твердосплавные долота).

ЛЕКЦИЯ №6

ТЕМА 2.2. Буровые растворы и очистные агенты:

2.2.1. Приготовление, очистка и дегазация буровых растворов;

2.2.2. Газообразные очистные агенты;

2.2.3. Растворы на полимерной основе;

2.2.4. Водоэмульсионные очистные агенты.

Промывка скважин - одна из самых ответственных операций, выполняемых при бурении. Первоначально назначение промывки ограничивалось очисткой забоя от частичек выбуренной породы и их выносом из скважины, а также охлаждением долота.

Однако по мере развития бурового дела функции бурового раствора расширились.

Теперь сюда входят:

1) вынос частиц выбуренной породы из скважины;
2) передача энергии турбобуру или винтовому двигателю;

3) предупреждение поступления в скважину нефти, газа и воды;
4) удержание частичек разбуренной породы во взвешенном состоянии при прекращении циркуляции;
5) охлаждение и смазывание трущихся деталей долота;
6) уменьшение трения бурильных труб о стенки скважины;
7) предотвращение обвалов пород со стенок скважины;
8) уменьшение проницаемости стенок скважины, благодаря коркообразованию.

Соответственно буровые растворы должны удовлетворять **ряду требований:**

1) выполнять возложенные функции;
2) не оказывать вредного влияния на бурильный инструмент и забойные двигатели (коррозия, абразивный износ и т.д.);
3) легко прокачиваться и очищаться от шлама и газа;
4) быть безопасными для обслуживающего персонала и окружающей среды;
5) быть удобными для приготовления и очистки;
6) быть доступными, недорогими, допускать возможность многократного использования.

Виды буровых растворов

При вращательном бурении нефтяных и газовых скважин в качестве промывочных жидкостей используются:

- агенты на водной основе (техническая вода, естественные буровые растворы, глинистые и неглинистые растворы);
- агенты на углеводородной основе;
- агенты на основе эмульсий;
- газообразные и аэрированные агенты.

Техническая вода - наиболее доступная и дешевая промывочная жидкость. Имея малую вязкость, она легко прокачивается, хорошо удаляет шлам с забоя скважины и лучше, чем другие жидкости, охлаждает долото. Однако она плохо удерживает частицы выбуренной породы (особенно при прекращении циркуляции), не образует упрочняющей корки на стенке скважины, хорошо поглощается низконапорными пластами, вызывает набухание глинистых пород, ухудшает проницаемость коллекторов нефти и газа.

Естественным буровым раствором называют водную суспензию, образующуюся в скважине в результате диспергирования шлама горных пород, разбуриваемых на воде.

Основное достоинство применения естественных буровых растворов состоит в значительном сокращении потребности в привозных материалах на их приготовление и обработку, что ведет к удешевлению растворов. Однако их качество и свойства зависят от минералогического состава и природы разбуриваемых глин, способа и режима бурения, типа породоразрушающего инструмента. Нередко в них велико содержание абразивных частиц. Поэтому естественные буровые растворы применяют в тех случаях, когда по геолого-стратиграфическим условиям не требуется промывочная жидкость высокого качества.

Глинистые буровые растворы получили наибольшее распространение при бурении скважин. Для бурового дела наибольший интерес представляют три группы глинистых минералов: бентонитовые (монтмориллонит, бейделлит, нонтроиит, сапонит и др.), каолиновые (каолинит, галлуазит, накрит и др.) и гидрослюдистые (иллит, бравиазит и др.). Наилучшими качествами с точки зрения приготовления бурового раствора обладают монтмориллонит и другие бентонитовые минералы. Так, из 1 тонны бентонитовой глины можно получить около 15 $м^3$ высококачественного глинистого раствора, тогда как из глины среднего качества - 4...8 $м^3$, а из низкосортных глин - менее 3 $м^3$.

Глинистые растворы глинизируют стенки скважины, образуя тонкую плотную корку, которая препятствует проникновению фильтрата в пласты. Их плотность и вязкость таковы, что растворы удерживают шлам разбуренной породы даже в покое, предотвращая его оседание на забой при перерывах в промывке. Утяжеленные глинистые растворы,

создавая большое противодавление на пласты, предупреждают проникновение пластовых вод, нефти и газа в скважину и открытое фонтанирование при бурении. Однако по этим же причинам затруднено отделение частиц породы в циркуляционной системе бурового раствора.

Применяются также другие буровые растворы на водной основе: малоглинистые (для бурения верхней толщи выветрелых и трещиноватых горных пород), соленасыщенные (при бурении в мощных толщах соленосных пород), ингибированные (обработанные химреагентами для предупреждения набухания разбуриваемых пород и чрезмерного обогащения раствора твердой фазой) и т.д.

К **неглинистым** относятся буровые растворы, приготовленные без использования глины. *Безглинистый буровой раствор с конденсированной твердой фазой* готовится на водной основе. Дисперсная фаза в нем получается химическим путем, в результате взаимодействия находящихся в растворе ионов магния с щелочью NaOH или $Ca(OH)_2$. Химическая реакция приводит к образованию в растворе микроскопических частиц гидрооксида магния $M§(OH)_2$. Раствор приобретает гелеобразную консистенцию и после химической обработки превращается в седиментационно устойчивую систему. Такой раствор сохраняет свои структурно-механические свойства при любой минерализации. Поэтому его применяют в случаях, когда требуется обеспечить высокую устойчивость стенок скважины, но обеспечить контроль и регулирование минерализации раствора сложно.

Другим типом неглинистых буровых растворов являются *биополимерные растворы*. Биополимеры получают при воздействии некоторых штаммов бактерий на полисахариды. Свойства биополимерных растворов регулируются так же легко, как свойства лучших буровых растворов из бентонитовых глин. Вместе с тем, некоторые из них оказывают флокулирующее воздействие на шлам выбуренных пород, предупреждая таким образом образование суспензии. Кроме того, растворы биополимеров термоустойчивы. Сдерживает их применение относительно высокая стоимость.

Буровые растворы на углеводородной основе представляют собой многокомпонентную систему, в которой дисперсионной (несущей) средой является нефть или жидкие нефтепродукты (обычно дизельное топливо), а дисперсной (взвешенной) фазой - окисленный битум, асфальт или специально обработанная глина (гидрофобизированный бентонит).

Буровые растворы на углеводородной основе не оказывают отрицательного влияния на свойства коллекторов нефти и газа, обладают смазывающей способностью: при их использовании уменьшается расход мощности на холостое вращение бурильной колонны в стволе скважины и снижается износ бурильных труб и долот. Однако стоимость приготовления таких буровых растворов довольно высока, они пожароопасны, трудно удаляются с инструмента и оборудования.

Применяют буровые растворы на углеводородной основе для повышения эффективности бурения в породах-коллекторах и сохранения их нефтегазоотдачи на исходном уровне, а также для проводки скважин в сложных условиях при разбуривании мощных пачек набухающих глин и растворимых солей.

У **эмульсионных буровых растворов** дисперсионной средой является эмульсия типа «вода в нефти», а дисперсной фазой - глина. Буровой раствор, приготовленный на основе эмульсии типа «вода в нефти», называется обращенным эмульсионным или инверт-ной эмульсией. Жидкая фаза такого раствора на 60...70 % состоит из нефти или нефтепродуктов, остальное - вода. Однако содержание воды в инвертной эмульсии может быть доведено до 80 % и выше, если в нее ввести специальные эмульгаторы.

Эмульсионные буровые растворы используются при бурении в глинистых отложениях и солевых толщах. Они обладают хорошими смазочными свойствами и способствуют предупреждению прихвата инструмента в скважине.

Сущность **бурения с продувкой газом** заключается в том, что для очистки забоя, выноса выбуренной породы на дневную поверхность, а также для охлаждения долота используют сжатый воздух, естественный газ или выхлопные газы двигателей внутреннего сгорания. Применение газообразных агентов позволяет получить большой экономический эффект: увеличивается механическая скорость (в 10...12 раз) и проходка на долото (в 10 раз и более). Благодаря высоким скоростям восходящего потока в затрубном пространстве, ускоряется вынос выбуренных частиц породы. Использование газообразных агентов облегчает проведение гидрогеологических наблюдений в скважинах. Кроме того, увеличивается коэффициент нефтегазоотдачи пласта.

Аэрированные буровые растворы представляют собой смеси пузырьков воздуха с промывочными жидкостями (водой, нефтеэмульсиями и др.) в соотношении до 30:1. Для повышения стабильности аэрированных растворов в их состав вводят реагенты - поверхностно-активные вещества и пенообразователи.

Аэрированные буровые растворы обладают теми же свойствами, что и жидкости, из которых они приготовлены (для глинистых растворов - образуют глинистую корку, обладают вязкостью и напряжением сдвига, сохраняют естественную проницаемость призабойной зоны пласта при его вскрытии). Вместе с тем, большим преимуществом аэрированных жидкостей является возможность их применения в осложненных условиях бурения, при катастрофических поглощениях промывочных жидкостей, вскрытии продуктивных пластов с низким давлением.

Основные параметры буровых растворов

Основными параметрами буровых растворов являются плотность, вязкость, показатель фильтрации, статическое напряжение сдвига, стабильность, суточный отстой, содержание песка, водородный показатель.

Плотность промывочных жидкостей может быть различной: у растворов на нефтяной основе она составляет 890...980 кг/м^3, у малоглинистых растворов - 1050... 1060 кг/м^3, у утяжеленных буровых растворов - до 2200 кг/м^3 и более.

Выбор бурового раствора должен обеспечить превышение гидростатического давления столба в скважине глубиной до 1200 м над пластовым на 10...15 %, а для скважин глубже 1200 м - на 5...10 %.

Вязкость характеризует свойство раствора оказывать сопротивление его движению.

Показатель фильтрации - способность раствора при определенных условиях отдавать воду пористым породам. Чем больше в растворе свободной воды и чем меньше глинистых частиц, тем большее количество воды проникает в пласт.

Статическое напряжение сдвига характеризует усилие, которое требуется приложить, чтобы вывести раствор из состояния покоя.

Стабильность характеризует способность раствора удерживать частицы во взвешенном состоянии. Она определяется величиной разности плотностей нижней и верхней половин объема одной пробы после отстоя в течении 24 ч. Для обычных растворов ее величина должна быть не более 0,02 г/см^3, а для утяжеленных - 0,06 г/см^3.

Суточный отстой - количество воды, выделяющееся за сутки из раствора при его неподвижном хранении. Для высокостабильных растворов величина суточного отстоя должна быть равна нулю.

Содержание песка - параметр, характеризующий содержание в растворе частиц (породы, не разведенных комочков глины), не способных растворяться в воде. Его измеряют по величине осадка, выпадающего из бурового раствора, разбавленного водой, после интенсивного взбалтывания. В хорошем растворе содержание песка не должно превышать 1 %.

Величина **водородного показателя** pH характеризует щелочность бурового раствора. При pH > 7 раствор щелочной, при pH = 7 -нейтральный, при pH < 7 - кислый.

Химическая обработка буровых растворов

Химическая обработка бурового раствора заключается во введении в него определенных химических веществ с целью улучшения свойств без существенного изменения плотности.

В результате химической обработки достигаются следующие положительные результаты:

- повышение стабильности бурового раствора;
- снижение его способности к фильтрации, уменьшение толщины и липкости корки на стенке скважины;
- регулирование вязкости раствора в сторону ее увеличения или уменьшения;
- придание ему специальных свойств (термостойкости, солестойкости и др.).

В глинистые буровые растворы вводят также смазочные добавки и пеногасители.

Благодаря смазывающим добавкам улучшаются условия работы бурильной колонны и породоразрушающего инструмента в скважине. Пеногасители препятствуют образованию пены при выделении из промывочной жидкости газовой фазы.

Приготовление буровых растворов

Приготовление бурового раствора - это получение промывочной жидкости с необходимыми свойствами в результате переработки исходных материалов и взаимодействия компонентов.

Организация работ и технология приготовления бурового раствора зависят от его рецептуры, состояния исходных материалов и технического оснащения. Рассмотрим их на примере приготовления глинистого раствора.

Такой раствор приготовляют либо централизованно на глинозаводе, либо непосредственно на буровой. **Централизованное обеспечение буровым раствором** целесообразно при длительном разбуривании крупных месторождений и близком расположении буровых, когда для проводки скважин требуются растворы с одинаковыми или близкими параметрами. В этом случае более полно и экономично используются исходные материалы, требуются меньшие энергетические затраты по сравнению с приготовлением раствора на буровых, ниже себестоимость раствора, персонал буровой освобождается от тяжелой и трудоемкой работы.

Наиболее экономично централизованное приготовление бурового раствора гидромониторным способом непосредственно в глинокарьере, расположенном вблизи от большой группы буровых. Если таких условий нет, то глинозавод размещают в центре разбуриваемой площади, а комовую глину доставляют с карьера автомобильным, железнодорожным или водным транспортом. На глинозаводах в гидромешалках объемом 20...60 м^3 приготовляют 400... 1000 м^3 глинистого раствора в сутки. Доставляют его на буровые по трубопроводу, в автоцистернах или на специальных судах.

При большой разбросанности буровых, сложности доставки готового раствора на них (болотистая или сильнопересеченная местность, зимние условия и т.д.), потребности в растворах с различными параметрами целесообразно готовить глинистые растворы **непосредственно на буровой.** Для этого в настоящее время буровые оснащают блоком приготовления бурового раствора из порошкообразных материалов.

Глинопорошки готовят на специальных заводах из качественных глин путем их сушки и последующего помола в шаровых мельницах. При этом влажность комовых глин не снижают ниже 6 %, а также не допускают спекания глинистых частиц. Заводы глинопорошков строят на месторождениях высококачественных глин или непосредственно в местах потребления.

Блок приготовления бурового раствора из порошкообразных материалов состоит из двух бункеров общим объемом 42 м^3 системы подачи глинопорошка и гидравлического смесителя. При подаче воды с большой скоростью через патрубок 10 в смесительной камере 2 создается разряжение и в нее из воронки 1 гидросмесителя поступает

глинопорошок. Образовавшаяся смесь поступает в емкость 6, откуда направляется в запасные или приемные емкости для окончательной доводки раствора. Производительность гидросмесителей достигает 80 м^3 раствора в час.

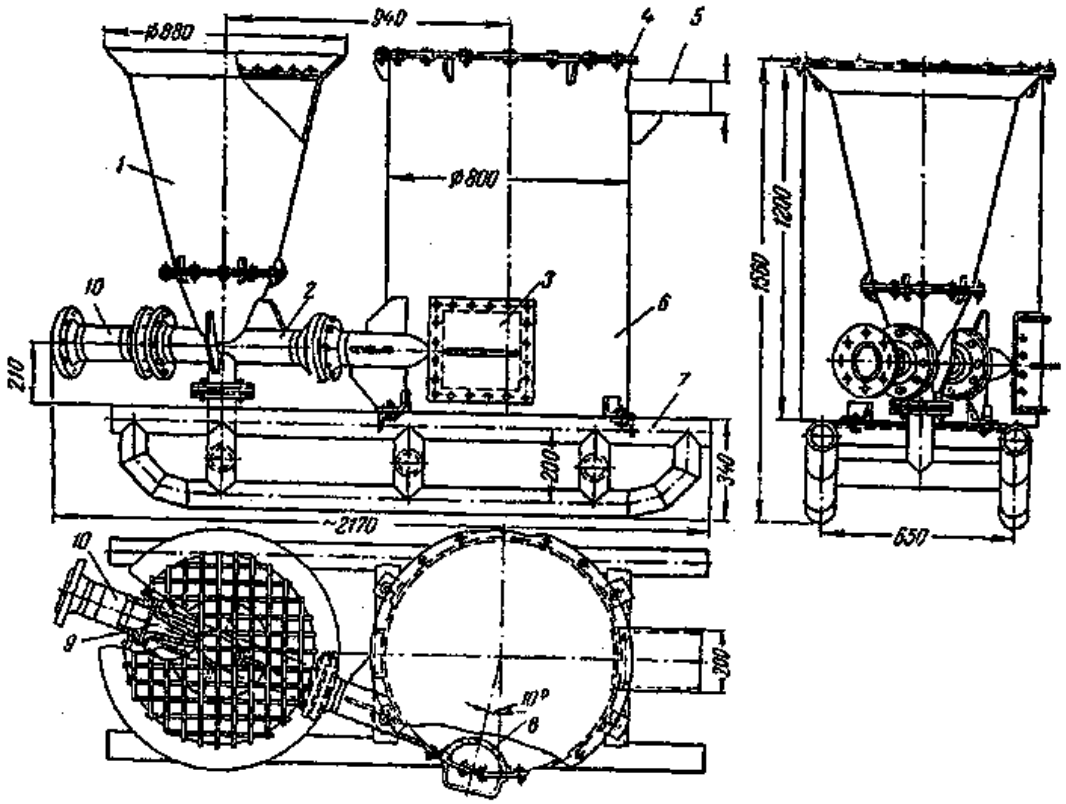


Рис. Гидравлический смеситель МГ:
1 - конический бункер (воронка); 2 - смесительная камера; 3 - люк;
4 - крышка емкости; 5 - сливной патрубок; 6 - емкость;
7 - сварная рама (сани); 8 - отбойник (башмак);
9 - штуцер; 10 - патрубок для подвода жидкости

Очистка буровых растворов

Готовый буровой раствор через напорный рукав, присоединенный к неподвижной части вертлюга, закачивается в бурильную колонну буровыми насосами. Пройдя по бурильным трубам вниз, он с большой скоростью проходит через отверстия в долоте к забою скважины, захватывает частички породы, а затем поднимается между стенками скважины и бурильными трубами. Отказываться от его повторного использования экономически нецелесообразно, а использовать без очистки вновь нельзя, т.к. в противном случае происходит интенсивный абразивный износ оборудования и бурильного инструмента, снижается удерживающая способность бурового раствора, уменьшаются возможности выноса новых крупных обломков породы.

Через систему очистки необходимо пропускать и вновь приготовленные глинистые растворы, т.к. в них могут быть комочки нераспустившейся глины, непрореагировавших химических реагентов и других материалов.

Очистка промывочной жидкости осуществляется как за счет естественного выпадания частиц породы в желобах и емкостях, так и принудительно в механических устройствах (виброситах, гидроциклонах и т.п.). Использованный буровой раствор из устья скважины 1 через систему желобов 2 поступает на расположенную наклонно и вибрирующую сетку вибросита 3. При этом жидкая часть раствора свободно проходит

через ячейки сетки, а частицы шлама удерживаются на стенке и под воздействием вибрации скатываются под уклон. Для дальнейшей очистки буровой раствор с помощью шламового насоса 7 прокачивается через гидроциклоны 4, в которых удается отделить частицы породы размером до 10...20 мкм. Окончательная очистка раствора от мельчайших взвешенных частиц породы производится в емкости 6 с помощью химических реагентов, под действием которых очень мелкие частицы как бы слипаются, после чего выпадают в осадок.

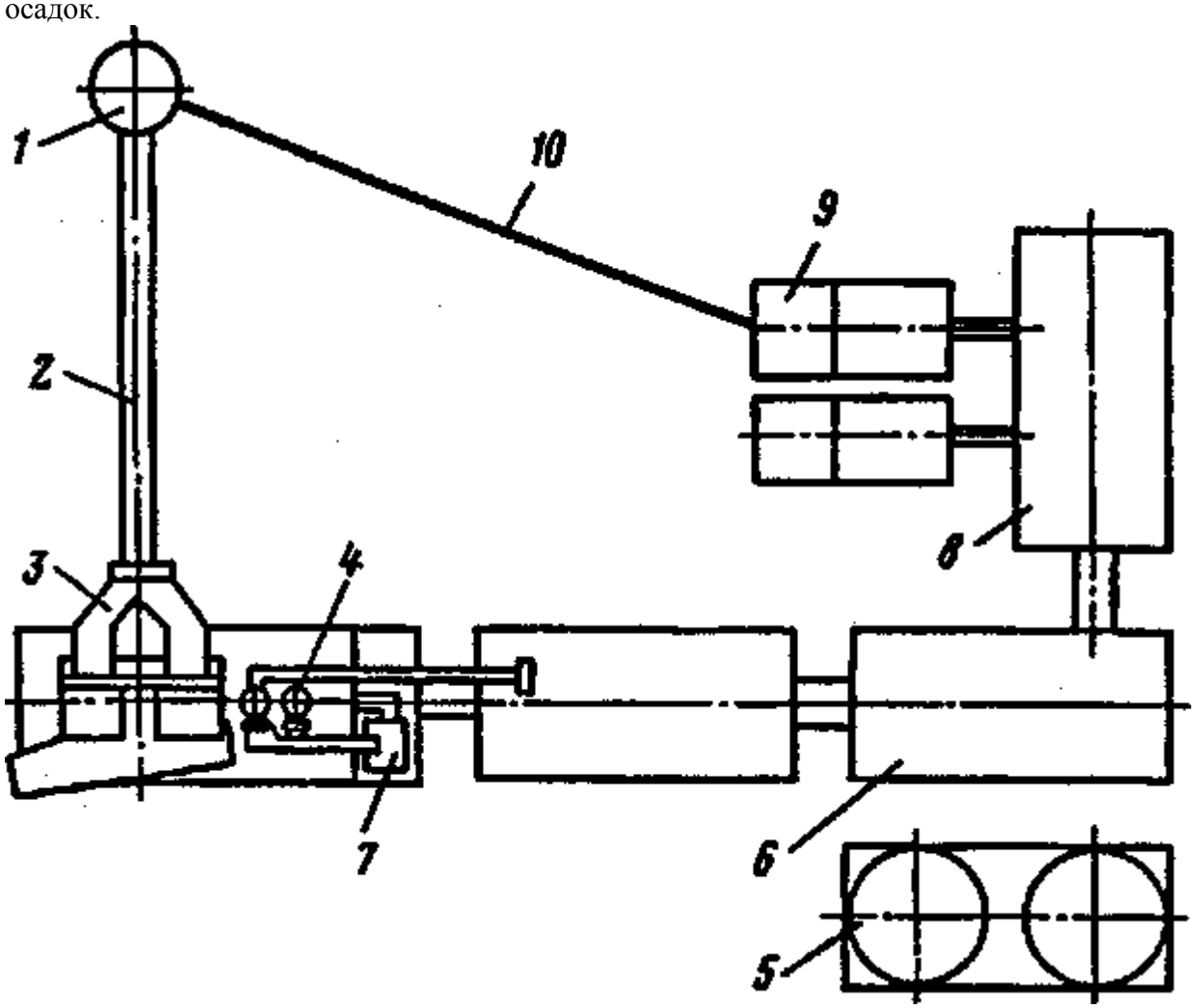


Рис. Циркуляционная система бурового раствора:

1 - устье скважины; 2 - желоб; 3 - вибросито; 4 - гидроциклон;
5 - блок приготовления бурового раствора; 6 - ёмкость; 7 - шламовыйнасос;
8 - приёмная ёмкость; 9 - буровой насос; 10 - нагнетательный трубопровод.

При отстаивании в емкостях 6 и 8 одновременно происходит выделение растворенных газов из раствора.

Очищенный буровой раствор насосом 9 по нагнетательному трубопроводу 10 вновь подается в скважину. По мере необходимости в систему вводится дополнительное количество свежеприготовленного раствора из блока 5

ЛЕКЦИЯ №7

ТЕМА 2.3. Наклоннонаправленное бурение:

2.3.1. Естественное и искусственное искривление скважин;
2.3.2. Построение проектного профиля. Виды профилей;
2.3.3. Бурение боковых стволов;
2.3.4. Горизонтальное бурение.

Скважины, для которых проектом предусматривается определенное отклонение забоя от вертикали, а ствол проводится по заранее заданной траектории, называются **наклонно-направленными.**

Наклонные скважины бурят, когда продуктивные пласты залегают под акваториями морей, озер, рек, под территориями населенных пунктов, промышленных объектов, в заболоченной местности, а также для удешевления строительства буровых сооружений.

Разработанные в настоящее время виды профилей для наклонно-направленных скважин делятся на две группы: профили обычного типа (представляющие собой кривую линию, лежащую в вертикальной плоскости) и профили пространственного типа (в виде пространственных кривых).

Типы профилей наклонно-направленных скважин обычного типа приведены на рис. Профиль типа А состоит из трех участков: вертикального 1, участка набора угла наклона ствола 2 и прямолинейного наклонного участка 3. Его рекомендуется применять при бурении неглубоких скважин в однопластовых месторождениях, если предполагается большое смещение забоя.

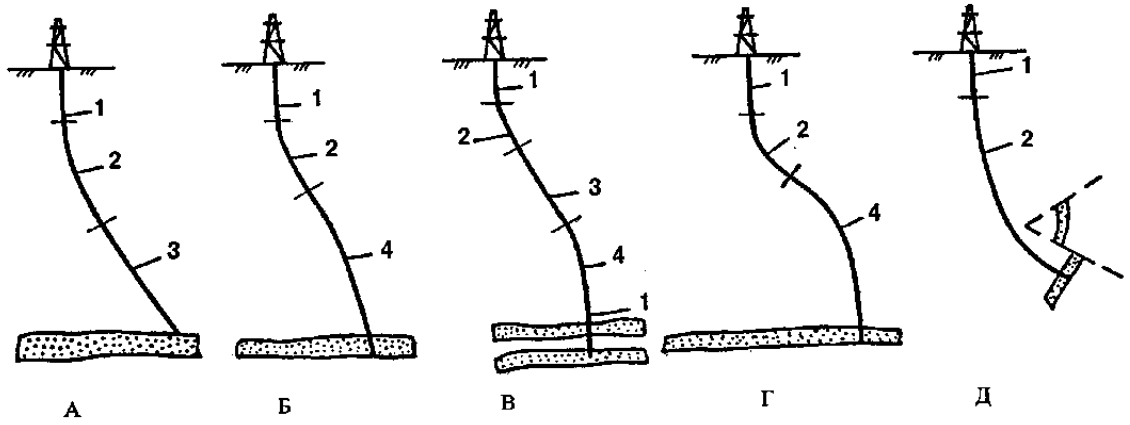


Рис. Типы профилей наклонно-направленных скважин:

1 - наклонный участок; 2 - участок набора угла наклона ствола; 3 - прямолинейный наклонный участок; 4 - участок снижения угла наклона ствола

Профиль типа Б отличается от предыдущего тем, что вместо прямолинейного наклонного участка имеет участок 4 естественного снижения угла наклона. Данный профиль рекомендуется применять при больших глубинах скважин.

Профиль типа В состоит из пяти участков: вертикального 1, участка набора угла наклона ствола 2, прямолинейного наклонного участка 3, участка снижения угла наклона 4 и снова - вертикального 1. Его рекомендуется применять при проводке глубоких скважин, пересекающих несколько продуктивных пластов.

Профиль типа Г отличается от предыдущего тем, что в нем участки 3 и 4 заменены участком **самопроизвольного** снижения угла наклона 4. Данный профиль рекомендуется применять при бурении глубоких скважин, в которых возможны отклонения в нижней части ствола скважины.

Профиль типа Д состоит из вертикального участка 1 и участка набора угла наклона ствола 2. Для него характерна большая длина второго участка. Профиль рекомендуется при необходимости выдержать заданный угол входа в пласт и вскрыть его на наибольшую мощность.

Как видно из рис., все типы профилей в начале имеют вертикальный участок. Его глубина должна быть не менее 40...50 м. Окончание вертикального участка приурочивают к устойчивым породам, где можно за один рейс набрать зенитный угол 5...6 градусов.
Для отклонения скважины от вертикали применяют специальные отклоняющие приспособления: кривую бурильную трубу, кривой переводник, эксцентричный ниппель и отклонители различных типов.
В последние годы все большее распространение получают вертикальные и наклонные скважины, имеющие горизонтальные окончания большой протяженности. Это делается для того, чтобы увеличить площадь поверхности, через которую в скважину поступает нефть и соответственно увеличить дебит. Одновременно стало возможным извлекать в промышленных масштабах нефть, считавшуюся ранее неизвлекаемой, вследствие малой мощности и низкой проницаемости продуктивного пласта. Кроме того, горизонтальное окончание скважин располагают в пласте выше подошвенной воды, что позволяет продлить период безводной эксплуатации.

ЛЕКЦИЯ №8

ТЕМА 2.4. Аварии и осложнения при бурении разведочных скважин:

2.4.1. Аварии и меры их предупреждения при бурении;
2.4.2. Осложнения, меры, предупреждения и ликвидация при бурении;
2.4.3. Технология и инструмент ликвидации аварии при колонковом бурении.

В процессе проводки скважины возможны разного рода осложнения, в частности: обвалы пород, поглощения промывочной жидкости, нефте-, газо- и водопроявления, прихваты бурильного инструмента, аварии, искривление скважин.

Обвалы пород

Обвалы пород возникают вследствие их неустойчивости (трещиноватости, склонности разбухать под влиянием воды).

Характерными признаками обвалов являются:

1) значительное повышение давления на выкиде буровых насосов;
2) резкое повышение вязкости промывочной жидкости;
3) вынос ею большого количества обломков обвалившихся пород и т.п.

Поглощения промывочной жидкости

Поглощение промывочной жидкости - явление, при котором жидкость, закачиваемая в скважину, частично или полностью поглощается пластом. Обычно это происходит при прохождении пластов с большой пористостью и проницаемостью, когда пластовое давление оказывается меньше давления столба промывочной жидкости в скважине.

Интенсивность поглощения может быть от слабой до катастрофической, когда выход жидкости на поверхность полностью прекращается.

Для предупреждения поглощения применяют следующие методы:

1) промывка облегченными жидкостями;
2) ликвидация поглощения закупоркой каналов, поглощающих жидкость (за счет добавок в нее инертных наполнителей - асбеста, слюды, рисовой шелухи, молотого торфа, древесных опилок, целлофана; заливки быстросхватывающихся смесей и т.д.);
3) повышение структурно-механических свойств промывочной жидкости (добавкой жидкого стекла, поваренной соли, извести и т.п.).

Нефте-, газо- и водопроявления

Газо-, нефте- и водопроявления имеют место при проводке скважин через пласты с относительно высоким давлением, превышающим давление промывочной жидкости.

Под действием напора воды происходит ее перелив или фонтанирование, а под действием напора нефти или газа - непрерывное фонтанирование или периодические выбросы.

К мероприятиям, позволяющим избежать газо-, нефте- и водопроявлений, относятся:

1) правильный выбор плотности промывочной жидкости;
2) предотвращение понижения ее уровня при подъеме колонны бурильных труб и при поглощении жидкости.

Прихваты бурильного инструмента

Прихваты бурильного инструмента возникают по следующим причинам:

1) образование на стенках скважины толстой и липкой корки, к которой прилипает бурильный инструмент, находящийся без движения;
2) заклинивание бурильного инструмента в суженных частях ствола или при резких искривлениях скважины, при обвалах неустойчивых пород, при осаждении разбуренной породы в случае прекращения циркуляции.

Ликвидация прихватов - сложная и трудоемкая операция. Поэтому необходимо принимать все возможные меры, чтобы их избежать.

Аварии

Аварии, возникающие при бурении, можно разделить на четыре группы:

1) аварии с долотами (отвинчивание долота при спуске инструмента вследствие недостаточного его закрепления, слом долота в результате перегрузки и т.д.);
2) аварии с бурильными трубами и замками (слом трубы по телу; срыв резьбы труб, замков и переводников и т.д.);
3) аварии с забойными двигателями (отвинчивание; слом вала или корпуса и т.д.);
4) аварии с обсадными колоннами (их смятие; разрушение резьбовых соединений; падение отдельных секций труб в скважину и т.д.).

Для ликвидации аварий применяют специальные **ловильные инструменты**: шлипс, колокол, метчик, магнитный фрезер, паук и другие. Однако лучше всего предотвращать аварии, строго соблюдая правила эксплуатации оборудования, своевременно осуществляя его дефектоскопию, профилактику и замену.

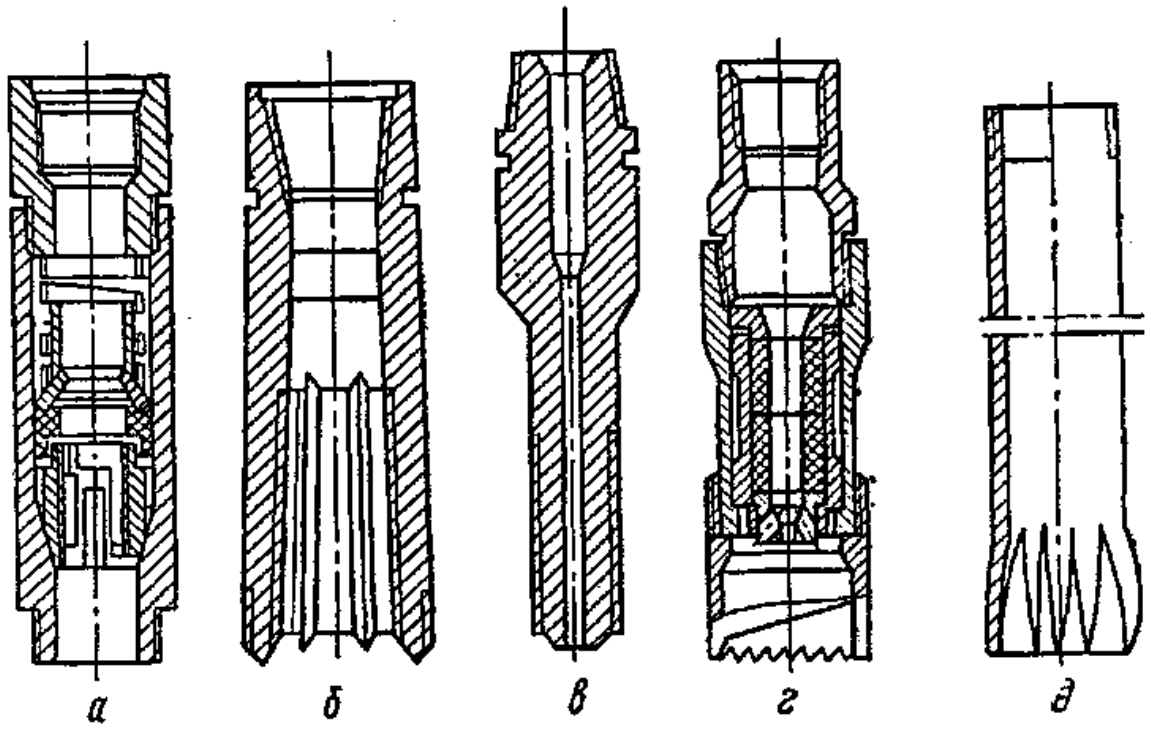


Рис. Ловильные инструменты:
а - шлипс; б - колокол; в - метчик; г - магнитный фрезер; д - паук

Искривление скважин

При бурении вертикальных скважин вращательным способом часто встречается самопроизвольное **искривление скважин,** т.е. отклонение их ствола от вертикального. Искривление вертикальных скважин влечет за собой ряд проблем: нарушение запланированной сетки разработки нефтяных и газовых месторождений, повышенный износ бурильных труб, ухудшение качества изоляционных работ, невозможность использования штанговых насосов при эксплуатации скважин и т.д.

Причинами искривления скважин являются геологические, технические и технологические факторы. К геологическим - относятся наличие в разрезе скважин крутопадающих пластов; частая смена пород различной твердости; наличие в породах, через которые проходит скважина, трещин и каверн. Техническими факторами, способствующими искривлению скважин, являются несовпадение оси буровой вышки с центром ротора и осью скважины; наклонное положение стола ротора; применение искривленных бурильных труб и т.д. К технологическим факторам, обуславливающим искривление скважин, относятся создание чрезмерно высоких осевых нагрузок на долото; несоответствие типа долота, количества и качества промывочной жидкости характеру проходимых пород.

В соответствии с перечисленными факторами принимаются меры по предотвращению искривления скважин. В сложных геологических условиях применяется особая компоновка низа бурильной колонны, включающая калибраторы и центраторы.

Кроме того, необходимо:

- монтаж оборудования проводить в соответствии с техническими условиями;
- тип долота выбирать соответственно типу пород;
- снижать нагрузку на долото и т.д.