

# 2 ТЕХНИКА БУРЕНИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ ЧАСТЬ СКВАЖИН

---

## 14 ГЛАВА БУРОВЫЕ УСТАНОВКИ

Буровая установка – это комплекс буровых машин, механизмов и оборудования, смонтированный на точке бурения и обеспечивающий с помощью бурового инструмента самостоятельное выполнение технологических операций. Современные буровые установки включают в себя следующие составные части:

буровое оборудование (талевый механизм, насосы, лебедка, вертлюг, ротор, привод, топливомаслоустановка, дизель-электрические станции, пневмосистема);

буровые сооружения (вышка, основания, сборно-разборные каркасно-панельные укрытия);

оборудование для механизации трудоемких работ (регулятор подачи долота, механизмы для автоматизации спускоподъемных операций, пневматический клиновой захват для труб, автоматический буровой ключ, вспомогательная лебедка, пневмораскрепитель, краны для ремонтных работ, пульт контроля процессов бурения, посты управления);

оборудование для приготовления, очистки и регенерации промывочного раствора (блок приготовления, вибросита, песко- и глиноотделители, подпорные насосы, емкости для химических реагентов, воды и промывочного раствора);

манифольд (нагнетательная линия в блочном исполнении, дроссельно-запорные устройства, буровой рукав);

устройства для обогрева блоков буровой установки (теплогенераторы, отопительные радиаторы и коммуникации для разводки теплоносителя).

### 14.1. ТРЕБОВАНИЯ, ПРЕДЪЯВЛЯЕМЫЕ К БУРОВЫМ УСТАНОВКАМ

Требования, предъявляемые к буровым установкам, определяются условиями бурения. Из факторов, определяющих условия бурения, в

первую очередь следует учитывать: природно-климатические и геологические; отдаленность от ремонтных баз и источников энергии; частоту перемещения на новые точки бурения; загазованность окружающей среды, загрязненность рабочих мест буровым промывочным раствором; необходимость обеспечения бесперебойного процесса бурения для устранения возможных осложнений в стволе скважины; высокую абразивность и коррозионную активность бурового промывочного раствора; стесненность рабочих мест и др.

Требования к буровым установкам разделяются на технические, эксплуатационные, технологические, экономические, социальные и специальные.

*Технические требования* заключаются в том, чтобы конструкция буровой установки отвечала новейшим достижениям науки и техники, а ее параметры соответствовали мировым стандартам. Машины и оборудование имели бы высокий коэффициент полезного действия (КПД), достаточную прочность, надежность и долговечность.

*Эксплуатационные требования* состоят в том, что в процессе эксплуатации работоспособность буровой установки будет поддерживаться проведением технического обслуживания и ремонтов. С этой целью необходимо обеспечить высокую ремонтпригодность буровой установки, т.е. доступность ее агрегатов для технического обслуживания и ремонта, возможность контроля технического состояния и замены быстроизнашивающихся узлов и деталей.

*Технологические требования* связаны с материальными и трудовыми затратами на изготовление буровых установок. К ним относятся:

простота конструкции машин, достигаемая максимальным упрощением их структурной схемы;

простота форм деталей, рациональный выбор материала и способа получения заготовок с целью экономии материала;

оптимальные точность изготовления и шероховатость поверхности, уменьшение размеров обрабатываемых поверхностей;

правильный выбор допусков и посадок, обеспечивающий взаимодействие деталей, взаимозаменяемость, соблюдение их размера для устранения подгоночных работ при сборке;

максимальное использование стандартных и унифицированных узлов и деталей;

уменьшение номенклатуры режущего и крепежного инструментов, используемых при механической обработке и сборке.

*Экономические требования* связаны с необходимостью обеспечения минимальных производственных и эксплуатационных расходов, определяющих эффективность буровой установки. В сфере производства экономические требования удовлетворяются технологичностью конструкций, позволяющей при заданном объеме выпуска и конкретных производственных возможностях изготовить машину при наибольшей производительности труда и наименьшей себестоимости. Важное экономическое требование — экономия металла и других материалов путем снижения материалоемкости машин и оборудования. К эксплуатационным экономическим показателям относятся производительность механического бурения и спускоподъемных операций, время, затрачиваемое на подготовительно-заключительные, вспомогательные и ремонтные работы.

К *социальным требованиям* относятся безопасность работы, легкость

управления и обеспечение нормальных условий труда для обслуживающего персонала. Социальные требования должны рассматриваться как обязательные вследствие того, что условия работы буровиков относятся к тяжелым и опасным.

*Специальные требования* связаны с условиями работы буровых установок. Компонировочные схемы и расположение машин и всей установки выбираются с учетом удобств управления и обслуживания, а также ограничений в занимаемой площади, что особенно важно для работы в море и на пересеченной местности. Масса буровых машин должна соответствовать грузоподъемности промысловых кранов и транспортных средств. Буровая установка должна разбираться на транспортабельные и легко демонтируемые узлы. Электрооборудование должно иметь взрывобезопасное исполнение.

## **14.2. КЛАССИФИКАЦИЯ И ХАРАКТЕРИСТИКИ УСТАНОВОК**

В 1959 г. была принята отраслевая нормаль Н900–59, регламентирующая основные характеристики буровых установок для эксплуатационного и глубокого разведочного бурения. В ней предусматривалось пять классов буровых установок, различающихся по грузоподъемности (50, 75, 125, 200 и 300 т). Ее заменила нормаль Н900–66 с изменениями и дополнениями. На основе этой нормы был разработан и действовал ГОСТ 16293–70, взамен которого ввели ГОСТ 16293–82.

Из параметров, включаемых в стандарты буровых установок, выделяется главный параметр, наиболее полно характеризующий эксплуатационные возможности буровой установки. В период действия нормалей Н900–59 и Н900–66 в качестве главного параметра принималась номинальная грузоподъемность, значение которой приводилось в шифре буровой установки (например, БУ80БрД или Уралмаш 125БД).

В ГОСТ 16293–70 были представлены девять классов буровых установок, различающихся по максимальной нагрузке на крюке, допускаемой в процессе проходки и крепления скважины, и по условной глубине бурения скважины, определяемой исходя из массы 1 м бурильной колонны, равной 30 кг. После введения ГОСТ 16293–70 в шифр буровой установки вместо номинальной грузоподъемности была внесена условная глубина бурения (например, БУ2500ДГУ или БУ3000БД).

В ГОСТ 16293–82 включено 11 классов буровых установок, главными параметрами которых являются допускаемая нагрузка на крюке и условный диапазон глубин бурения (табл. 14.1). Соответственно в шифре новых буровых установок указывают условную глубину бурения и допускаемую нагрузку на крюке (например, БУ1600/100ЭУ). К важным отличительным признакам, указываемым в шифре буровой установки, относятся тип силового привода (Д – дизельный, ДГ – дизель-гидравлический, ДЭР – дизель-электрический регулируемый, Э – электрический на переменном токе, ЭП – электрический на постоянном токе и др.) и монтажеспособность буровой установки (У – универсальная монтажеспособность).

**Основные параметры комплектных буровых установок для эксплуатационного и глубокого**

| Параметр  | Класс буро |           |            |               |               |
|---|------------|-----------|------------|---------------|---------------|
|   | 1          | 2         | 3          | 4             | 5             |
| Допускаемая нагрузка на крюке, кН   | 800        | 1000      | 1250       | 1600          | 2000          |
| Условный диапазон бурения, м  | 600–1250   | 1000–1600 | 1250–2000  | 1600–2500     | 2000–3200     |
| Наибольшая оснастка талевой системы   | 4×5        | 4×5       | 4×5        | 4×5           | 5×6           |
| Диаметр талевого каната, мм   | 22; 25     | 22; 25    | 22; 25; 28 | 25; 28        | 28; 32        |
| Скорость подъема крюка при расхаживании обсадных колонн и ликвидации аварий, м/с      | 0,1–0,2    | 0,1–0,2   | 0,1–0,2    | 0,1–0,2       | 0,1–0,2       |
| Скорость установившегося движения при подъеме незагруженного элеватора, м/с, не менее | 1,5        | 1,5       | 1,5        | 1,5           | 1,5           |
| Мощность на приводном (входном) валу подъемного агрегата, кВт                         | 200–240    | 240–300   | 300–440    | 440–550       | 550–670       |
| Проходной диаметр стола ротора, мм  | 460; 560   | 460; 560  | 520,7; 560 | 560           | 560           |
| Мощность на приводном валу ротора, кВт, не более                                      | 180        | 180       | 180–370    | 370           | 370           |
| Допускаемая статическая нагрузка на стол ротора, кН                                   | 2000       | 2000      | 3200       | 3200          | 3200          |
| Момент, передаваемый столом ротора, кН·м, не более                                    | 30         | 30        | 50         | 50            | 50            |
| Число основных буровых насосов, не менее  | 1          | 1         | 2          | 2             | 2             |
| Мощность привода бурового насоса, кВт   | 300; 375   | 300; 375  | 475        | 475; 600; 750 | 475; 600; 750 |
| Наибольшее давление на выходе насоса (в манифольде), МПа                              | 20; 21     | 20        | 21; 25     | 25; 32        | 25; 32        |
| Номинальная длина свечи, м  | 18         | 18        | 18; 25; 27 | 18; 25; 27    | 25; 27; 36    |
| Высота основания  | 3          | 4         | 4,4; 5,5   | 4,4; 5,5      | 5,0; 5,5      |

**14.3. КОМПЛЕКТНЫЕ БУРОВЫЕ УСТАНОВКИ  
ДЛЯ ЭКСПЛУАТАЦИОННОГО И ГЛУБОКОГО  
РАЗВЕДОЧНОГО БУРЕНИЯ**

Выпускаемые буровые установки периодически обновляются более производительными и надежными моделями, отвечающими возрастающим требованиям бурения и новейшим достижениям науки и техники. Повышение производительности и надежности буровых установок – предпосылка успешного выполнения непрерывно возрастающих объемов бурения. Во многих случаях смена выпускаемых моделей происходит в связи с изменением параметров буровых установок.

В комплектных буровых установки входят буровое оборудование и сооружения, оборудование системы циркуляции промывочного раствора, комплекс механизмов АСП для автоматизации спускоподъемных операций, регулятор подачи долота и др.

Таблица 14.1

## разведочного бурения нефтяных и газовых скважин

| вой установки |               |               |             |               |               |
|---------------|---------------|---------------|-------------|---------------|---------------|
| 6             | 7             | 8             | 9           | 10            | 11            |
| 2500          | 3200          | 4000          | 5000        | 6300          | 8000          |
| 2500 – 4000   | 3200 – 5000   | 4000 – 6500   | 5000 – 8000 | 6500 – 10 000 | 8000 – 12 500 |
| 5×6           | 6×7           | 6×7           | 7×8         | 7×8           | 7×8           |
| 28; 32        | 32; 35        | 32; 35        | 35; 38      | 38; 42        | 42; 44        |
| 0,1 – 0,2     | 0,1 – 0,2     | 0,1 – 0,2     | 0,1 – 0,2   | 0,1 – 0,2     | 0,1 – 0,2     |
| 1,5           | 1,5           | 1,5           | 1,4         | 1,4           | 1,4           |
| 670 – 900     | 900 – 1100    | 1100 – 1475   | 1475 – 2200 | 2200 – 2950   | 2500 – 2950   |
| 560           | 700           | 700           | 950         | 950           | 1260          |
| 370           | 370           | 440           | 500         | 540           | 540           |
| 3200          | 4000          | 4000          | 5000        | 6300          | 8000          |
| 50            | 80            | 80            | 80          | 120           | –             |
| 2             | 2             | 2             | 2           | 2             | 3             |
| 475; 600; 750 | 600; 750; 950 | 600; 750; 950 | 950; 1180   | 1180          | 1180; 1840    |
| 25; 32; 35    | 25; 32        | 25; 32; 35    | 32; 40      | 40            | 40; 105       |
| 25; 27; 36    | 25; 27; 36    | 25; 27; 36    | 25; 27; 36  | 25; 27; 36    | 27; 36        |
| 5,0; 6,0      | 6,0           | 6,7; 8,0      | 6,9; 8,0    | 7,5; 8,0      | 8,5           |

Широко распространены буровые установки на базе комплектов основного бурового оборудования Уралмаш. Для морских буровых установок Уралмашзавод выпускает буровое оборудование ПБУ 6000/60ПЭМ и ППБУ 6000/200ППЭМ. На предприятиях бурения эксплуатируются снятые с производства буровые установки БУ80БрД, БУ80БрЭ, Уралмаш 3000ЭУК, Уралмаш 3000ЭУ, Уралмаш 4000Э-1, Уралмаш 4000Д-1, Уралмаш 6500Э, Уралмаш 6500ДГ, а также отдельные опытные модели.

Буровые установки БУ2500ДГУ и БУ2500ЭУ разработаны взамен буровых установок БУ80БрД и БУ80БрЭ-1. Основное и вспомогательное оборудование этих установок монтируется на отдельных блоках, транспортируемых гусеничными тяжеловозами.

На вышечном блоке размещаются вышка, буровая лебедка с коробкой перемены передач, ротор, трансмиссии лебедки и ротора, вспомогательный привод, ключ АКБ-3М2, вспомогательная лебедка, консольно-поворотный кран, пульт бурильщика и некоторое другое оборудование. Основание этого блока представляет собой металлическую платформу с опорами. Лебедка со вспомогательным тормозом и рамой образует лебедочную секцию вы-

шечного блока. Коробка перемены передач, трансмиссия лебедки и вспомогательный привод с рамой входят в приводную секцию вышечного блока. Приводной блок БУ2500ДГУ состоит из трех секций: дизельной, трансмиссионной и воздухоборников. В дизельной секции установлены три силовых агрегата, мощность которых через карданные валы передается цепному суммирующему редуктору. В трансмиссионной секции установлены цепной суммирующий редуктор и две компрессорные станции. Цепной редуктор позволяет передавать мощность силовых агрегатов буровой лебедке, насосам, ротору и одной компрессорной станции (вторая компрессорная станция имеет индивидуальный электрический привод). В секции воздухоборников располагаются два воздухоборника, агрегат подогрева воздуха АПВ 200/140, фильтр-влагоотделитель и маслоотделитель.

Насосный блок состоит из двух насосных секций с пультом управления насосами, необходимыми коммуникациями и компрессором высокого давления для зарядки пневмокомпенсаторов. Каждая насосная секция включает раму, трехпоршневой насос одностороннего действия НБТ-600 и привод.

Дизель-генераторный блок состоит из основания с укрытием, двух дизель-электрических агрегатов, станций управления, сливных баков и аккумуляторных батарей.

Приемные мостки для укладки и подачи на буровую площадку бурильных и обсадных труб, а также других механизмов и инструмента состоят из стеллажей, горизонтальных и наклонных трапов.

Секционная конструкция позволяет при необходимости транспортировать буровую установку более мелкими частями, состоящими из отдельных секций рассмотренных блоков.

Установка БУ3000БД с пятидизельным приводом применяется для бурения эксплуатационных и разведочных скважин в неэлектрифицированных районах. Она комплектуется на заводе-изготовителе комплексом механизмов АСП для автоматизации спускоподъемных операций, вышкой, основанием и каркасом укрытий.

БУ3000БЭ1 – модификация БУ3000БД. Благодаря электрическому приводу эта установка имеет более простую кинематическую схему и большую производительность (планируемая проходка в год соответственно 5700 и 3540 м).

БУ3000ЭУК поставляется с буровыми сооружениями, обеспечивающими универсальный монтаж и транспортировку (крупными и мелкими блоками, а также поагрегатно). Она предназначена для кустового бурения скважин в условиях Западной Сибири. БУ3000ЭУК-1 – модификация БУ3000ЭУК и отличается от нее эшелонным расположением блоков, позволяющим значительно увеличить число разбуриваемых скважин в одном кусте (БУ3000ЭУК позволяет пробурить 16 скважин в кусте). Модернизированная буровая установка БУ3000ЭУК-1М имеет допускаемую нагрузку на крюке 2000 кН против 1700 кН в установках БУ3000ЭУК.

В БУ3000ДГУ используются дизель-гидравлические силовые агрегаты СА-10 с дизелем 6ЧН21/21 мощностью 475 кВт вместо дизелей В2-450. В лебедках БУ3000ЭУ используется электромагнитный вспомогательный тормоз вместо гидродинамического. Двухпоршневые насосы двустороннего действия У8-6МА2 заменены более эффективными трехпоршневыми одностороннего действия УНБТ-950. Установки БУ3000ДГУ и БУ3000ЭУ в отличие от БУ3000БД и БУ3000БЭ поставляются с основаниями для универсального монтажа и транспортировки.

БУ4000ГУ-Т предназначена для экспорта в страны с тропическим климатом. Конструктивное исполнение и состав поставки учитывают требования заказчиков. Параметры ее соответствуют мировым стандартам.

БУ4000Д-1 и БУ4000Э-1 отличаются от комплексов Уралмаш ЗДЦ-76 и Уралмаш 4Э-76 тем, что буровое оборудование поставляется заводом-изготовителем вместе с буровыми сооружениями, комплексом механизмов АСП, регулятором подачи долота, краном для обслуживания мостков, талевым механизмом с оснасткой 5×6 или 6×7 в зависимости от пожелания потребителя.

БУ5000ДГУ и БУ5000ЭУ снабжены комплексом механизмов АСП, регулятором подачи долота, насосами УНБ-600 и буровыми сооружениями для универсального монтажа и транспортировки. Установка БУ5000ДГУ имеет дизель-гидравлический привод на базе силовых агрегатов СА-10.

БУ6500Э и БУ6500ДГ, заменившие Уралмаш 200Д-IV и Уралмаш 200Э-IV, оснащены комплексом АСП, насосами У8-7МА-2, дизель-гидравлическим приводом от агрегатов 1АДГ-1000, современным электрооборудованием и буровыми сооружениями для мелкоблочного монтажа.

Комплект бурового оборудования Уралмаш 6000ПЭМ предназначен для плавучих самоподъемных буровых установок типа Уралмаш 6000/60 ПБУ, используемых для бурения скважин при глубине моря 60 м. Комплект оснащен регулируемым электрическим приводом лебедки, насосов и ротора, комплексом АСП, благодаря которому степень механизации спуско-подъемных операций достигает 75 %.

Комплект бурового оборудования Уралмаш 6000/200ППЭМ предназначен для плавучих полупогружных буровых установок.

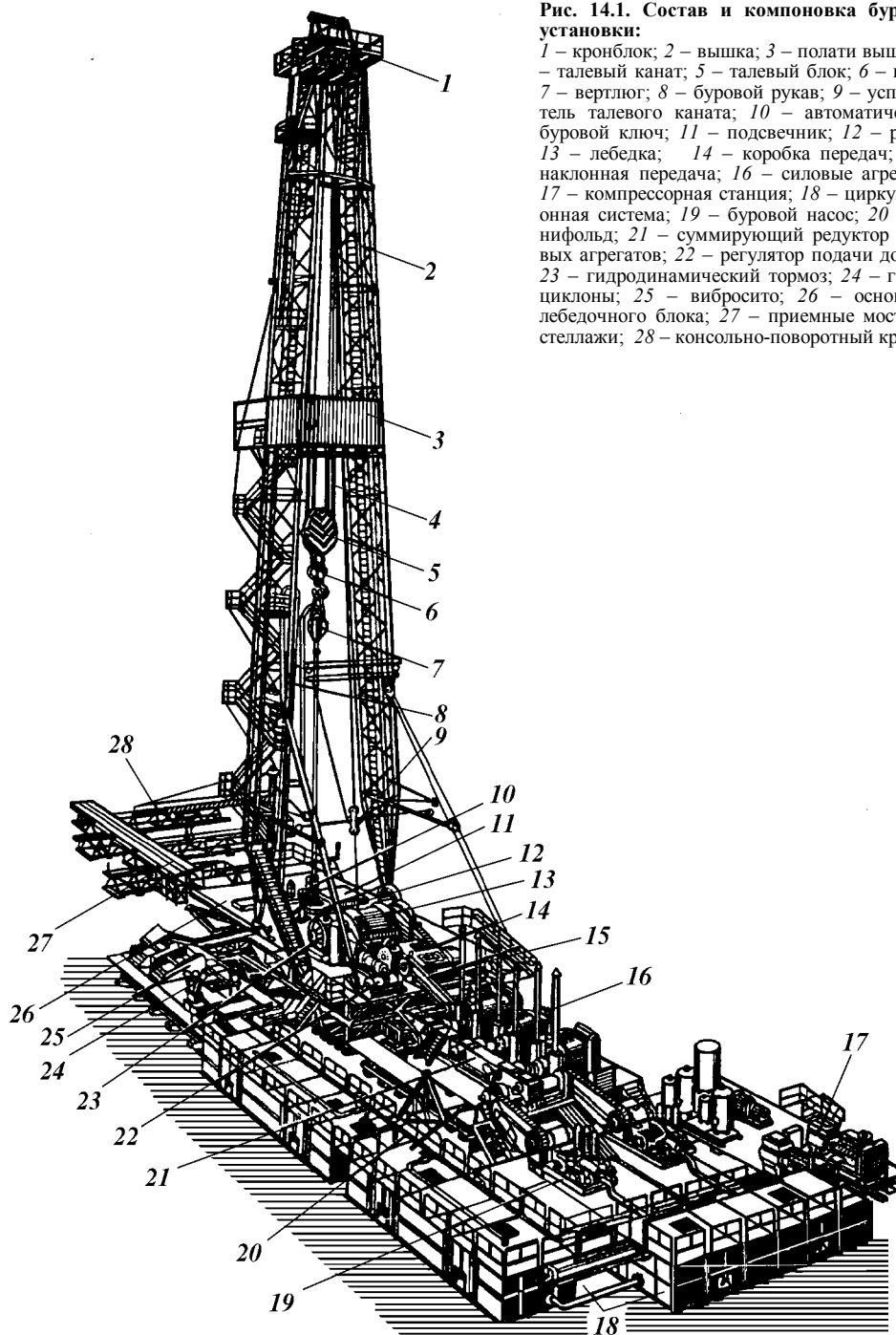
Буровая установка состоит из комплекса сооружений и механизмов для удержания на весу бурильной колонны, ее подачи, спуска, подъема и наращивания, комплекса оборудования для обеспечения циркуляции бурового раствора в скважине, его очистки от выбуренной породы и газа, восстановления его свойств, а также оборудования для вращения бурильной колонны.

Оборудование для герметизации устья скважины состоит из глухих и проходных плашечных превенторов, универсальных и вращающихся превенторов и системы их управления.

Независимо от способа вращательного бурения для выполнения всех операций основная схема буровой установки и состав ее оборудования почти во всех случаях одинаковы и различаются только параметрами и конструкцией.

На рис. 14.1 показан общий вид, а на рис. 14.2 приведена функциональная схема буровой установки для глубокого вращательного бурения с промывкой скважины буровым промывочным раствором.

Буровая установка состоит из вышки, поддерживающей на весу бурильную колонну, силового привода, оборудования для вращения и подачи бурового долота, насосного комплекса для прокачивания бурового раствора, устройств для его приготовления и очистки от выбуренной породы и газа и восстановления качества, комплекса оборудования для спуска и подъема колонн для смены изношенного долота, оборудования для герметизации устья скважины, контрольно-измерительных приборов и других устройств. В комплект буровой установки также входят основания, на которых монтируют, а иногда и перевозят оборудование, мостки, лестницы, емкости для топлива, раствора, воды, химических реагентов и порошкообразных материалов.



**Рис. 14.1. Состав и компоновка буровой установки:**

1 – кронблок; 2 – вышка; 3 – полаты вышки; 4 – талевый канат; 5 – талевый блок; 6 – крюк; 7 – вертлог; 8 – буровой рукав; 9 – успокоитель талевого каната; 10 – автоматический буровой ключ; 11 – подсвечник; 12 – ротор; 13 – лебедка; 14 – коробка передач; 15 – наклонная передача; 16 – силовые агрегаты; 17 – компрессорная станция; 18 – циркуляционная система; 19 – буровой насос; 20 – манифольд; 21 – суммирующий редуктор силовых агрегатов; 22 – регулятор подачи долота; 23 – гидродинамический тормоз; 24 – гидrocиклоны; 25 – вибростит; 26 – основание лебедочного блока; 27 – приемные мостки и стеллажи; 28 – консольно-поворотный кран



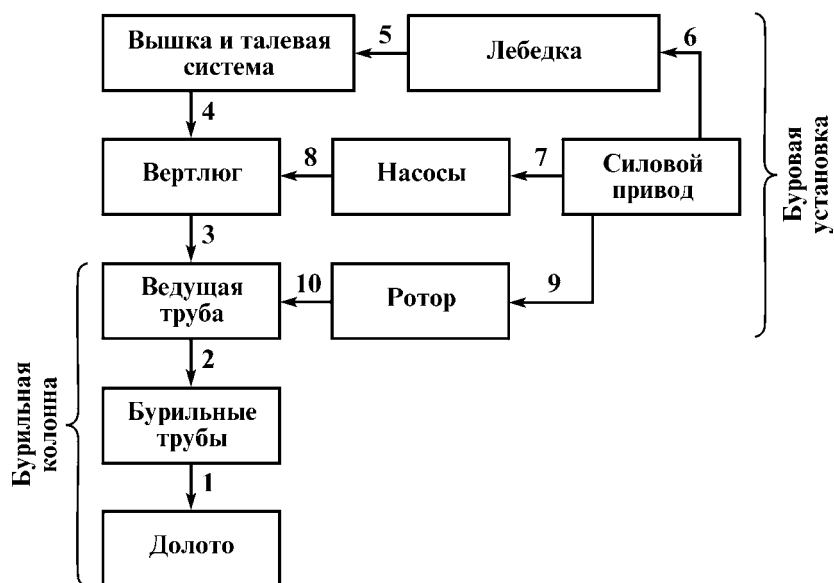


Рис. 14.2. Функциональная схема буровой установки:

1 – переводник и центратор; 2, 3 – переводники ведущей трубы и вертлюга; 4 – крюк; 5 – ведущая ветвь каната; 6, 7, 9 – трансмиссии лебедки и ротора; 8 – линия высокого давления; 10 – зажимы ротора

Максимальная скорость бурения скважины достигается, когда характеристики применяемого оборудования наиболее полно удовлетворяют требованиям режимов бурения. Физико-механические свойства горных пород, определяющие их буримость, изменяются в широких пределах, поэтому буровая установка должна позволять изменять в достаточно широком диапазоне параметры режимов бурения. К факторам, определяющим режим бурения, можно отнести соответствие типа и размеров долота условиям бурения, осевую нагрузку на него, частоту его вращения, количество и качество прокачиваемой жидкости или газа, время работы долота на забое.

Время работы долота на забое зависит от типа и конструкции долота, качества его изготовления, свойств разбуриваемых пород и режима эксплуатации долота. Средняя продолжительность пребывания долота на забое (в ч): для шарошечных долот при турбинном бурении в твердых породах 1,5–3, в мягких – 5–15, при роторном бурении в твердых породах 20–100, в мягких – 80–250, для режущих и истирающих долот при турбинном бурении 10–30, при роторном – 30–60, для алмазных долот в твердых породах 10–20 ч, в средних и мягких породах до 200. Все механизмы и агрегаты буровой установки должны обеспечивать бесперебойную работу в течение указанного времени.

Эти данные ориентировочные. По мере применения долот новых типов и улучшения режимов бурения время пребывания долот на забое может увеличиваться.

Для наращивания бурильной колонны процесс бурения останавливают через каждые 6, 9 или 12 м углубления скважины. Время, затрачиваемое на наращивание, составляет 3–10 мин.

Весь цикл работы буровой установки или рейс одного долота приведен на диаграмме (рис. 14.3). Как видно из диаграммы, рейс состоит из

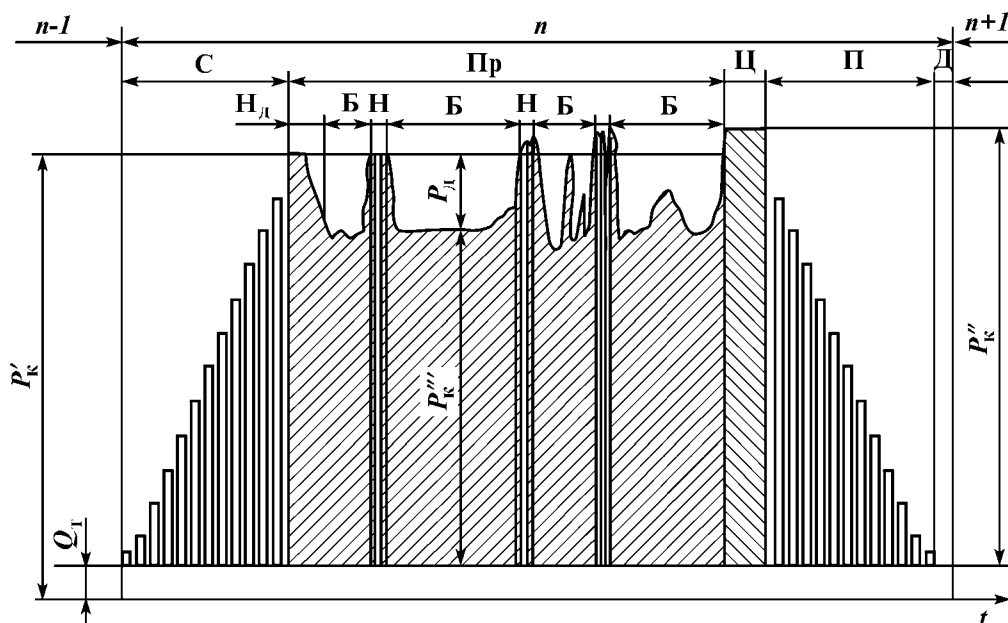


Рис. 14.3. Диаграмма одного цикла (рейса долота) буровой установки:

С – спуск колонны; Пр – проходка; Ц – циркуляция и промывка скважины; П – подъем колонны; Д – смена долота; Б – бурение; Н – наращивание;  $t$  – время;  $P'_k$ ,  $P''_k$ ,  $P'''_k$  – нагрузка соответственно на крюке в начале, конце рейса и при бурении;  $P_\lambda$  – нагрузка на долото;  $n$  – номер рейса;  $H_\lambda$  – нагружение долота;  $Q_t$  – вес талевого системы

спуска С колонны с циклическим увеличением нагрузки на крюк  $P_k$  до наибольшей для данной глубины скважины, нескольких периодов бурения Б, наращивания Н и подъема П колонны для смены долота Д с циклическим уменьшением нагрузки на крюк по мере извлечения каждой свечи. Скорость спуска бурильной колонны лимитируется технологическими условиями, состоянием ствола скважины и составляет 1–2 м/с в необсаженном и до 3 м/с в обсаженном стволе.

При подходе к забою скважины спуск бурильной колонны замедляют, чтобы не заклинить новое долото, так как изношенное предыдущее долото по мере износа уменьшает диаметр и форму скважины. На некотором расстоянии от забоя долото останавливают и скважину промывают, после чего начинают вращать долото, осторожно подводят его к забою и производят проработку при иной части ствола с небольшой нагрузкой. После этого нагрузку на долото быстро и плавно увеличивают, доводя в минимально возможное время до максимальной, установленной для данных условий бурения. Затем нагрузку регулируют в зависимости от характера проходимых пород. Скорость бурения может меняться от 0,1 до 60 м/ч и даже более.

После углубления скважины на всю длину ведущей трубы бурение приостанавливают, колонну приподнимают и скважину промывают для того, чтобы поднять выбуренную породу в затрубном пространстве на высоту, исключающую возможность оседания выбуренной породы на забой во время наращивания. Промывка необходима также для выравнивания параметров раствора в затрубном пространстве и внутри колонны труб.

После промывки скважины колонну поднимают на длину ведущей трубы, останавливают на клиньях или элеваторе на столе ротора, отсоединяют

ведущую трубу с вертлюгом от колонны и устанавливают ее в шурф, находящийся вблизи устья скважины. Затем колонну наращивают на одну заранее подготовленную трубу. После наращивания колонну приподнимают, освобождают в роторе, опускают на длину добавленной трубы, вновь устанавливают на роторе и соединяют ведущую трубу с буровой колонной. Затем промывают скважину, спускают колонну до забоя и снова продолжают бурение.

Число наращиваний колонны в процессе каждого рейса (долбления) определяется проходкой на долото и длиной добавляемой трубы, а время долбления – скоростью углубления и проходкой на долото, которые зависят от конструкции и качества изготовления долота, соответствия его типа проходным породам, а также от режима бурения, глубины скважины, физико-механических свойств буримых пород и свойств бурового раствора, квалификации буровой бригады и др. Однако во всех случаях по мере увеличения глубины скважины показатели работы долот ухудшаются. После срабатывания долота поднимают буровую колонну для его замены. Скорость движения колонны при подъеме зависит от мощности подъемной системы и в среднем составляет около 1 м/с и меняется в пределах 0,4–1,8 м/с в зависимости от веса и длины колонны.

#### **14.4. ВЫБОР ВИДА И ОСНОВНЫХ ПАРАМЕТРОВ БУРОВОЙ УСТАНОВКИ**

##### **ФАКТОРЫ, ВЛИЯЮЩИЕ НА ВЫБОР УСТАНОВКИ**

Естественно, что для бурения разнообразных разведочных, эксплуатационных, вертикальных или наклонных скважин различной глубины на суше, с поверхности воды и в других условиях не может существовать один класс и вид буровой установки, хотя во всех случаях установка выполняет почти одинаковые функции. В то же время не представляется возможным для разных условий бурения создавать специальную установку, поэтому буровые установки должны обладать определенной универсальностью или допускать быструю модификацию и быть приспособленными для конкретных условий бурения.

Буровую установку выбирают с учетом следующих факторов:

назначение установки и условия бурения – бурение на суше (равнина, горы, леса), в болотах, на море и пр.; климат, температура окружающего воздуха и ее колебания, сила ветра и пр.;

цель бурения – разведочное или эксплуатационное;

тип и параметры скважины – вертикальная или наклонная; глубина бурения и конструкция скважины;

технология и методы бурения (ротором или забойными двигателями), требуемая гидравлическая мощность на забое, типы и свойства бурового промывочного раствора (жидкость, пена или газ), характер основы раствора (вода или нефть), метод спуска и подъема колонн и др.;

геологические условия бурения – характер буримых пород, возможные осложнения, аномальность давлений, изменение температур по глубине, степень агрессивности подземных вод и т.д.

Выяснив и проанализировав все эти факторы, намечают вид установ-

ки. Рассмотрим метод выбора так называемых классических буровых установок для бурения на суше для равнинных местностей средней полосы, представляющих в настоящее время наиболее крупную группу установок.

#### **ВЫБОР ПАРАМЕТРОВ БУРОВОЙ УСТАНОВКИ**

Буровая установка должна обеспечивать наибольшую производительность и эффективность. Единицей продукции буровой установки является скважина или каждый пробуренный метр, а мерой производительности установки – стоимость скважины или 1 м бурения в заданных условиях.

Очевидно, что мелкую скважину можно пробурить установкой, предназначенной для бурения более глубоких скважин, например, установкой для скважины глубиной 6000–7000 м можно пробурить скважину глубиной 2550 м, но заранее известно, что это неэкономично, а пробурить скважину глубиной 6000–7000 м установкой, предназначенной для бурения скважин глубиной 2500 м, естественно, невозможно. Во многих случаях пределы экономической целесообразности применения той или иной установки теоретически найти довольно трудно без соответствующего анализа ее параметров (характеристик и данных эксплуатации).

Буровые установки характеризуются глубиной бурения, мощностью привода подъемного и насосного комплексов, максимально допустимой нагрузкой на подъемный комплекс и оборудование для вращения бурильной колонны, диаметром ствола скважины и применяемых бурильных труб, подачей и давлением насосов, мобильностью буровой установки, видом применяемой энергии для привода.

Буровые установки подразделяют на две категории: для бурения глубоких эксплуатационных и разведочных скважин; для бурения неглубоких структурных и поисковых скважин.

Установки первой категории отличаются от установок второй категории большей возможной глубиной бурения скважины, большим диаметром бурения и более тяжелыми бурильными трубами. Естественно, что мощность и максимально допустимая нагрузка на эти установки значительно выше, больше и их масса.

Буровые установки первой категории (см. рис. 14.1) менее мобильны; обычно их перевозят с одной точки бурения на другую по частям (блоками) в зависимости от дорожных условий и транспортных средств. Установки второй категории более мобильны; обычно все оборудование монтируют на одном шасси автомашины, трактора или прицепа.

Каждая категория буровых установок имеет несколько классов, которые обеспечивают наибольшую эффективность бурения скважин определенной глубины и конструкции.

Поскольку каждой буровой установкой при определенной мощности ее двигателей, максимально допустимой нагрузке на крюке можно пробурить скважины различной глубины и конструкции в зависимости от диаметра и массы применяемых бурильных и обсадных труб, то для сравнительной оценки мощности и класса буровой установки для глубокого бурения принимают глубину в метрах скважины конечного диаметра 215 мм, которая может быть достигнута при использовании бурильной колонны с бурильными трубами диаметром 114 мм и массой 1 м труб 30 кг. При рабо-

те с бурильными трубами других диаметров и массы предельная глубина бурения этой же буровой установкой может значительно отличаться от ее номинальной глубины.

#### **14.5. ВЫБОР СХЕМЫ И КОМПОНОВКИ ОБОРУДОВАНИЯ БУРОВОЙ УСТАНОВКИ**

К основным факторам, определяющим выбор схемы и компоновки относятся:

наилучшее выполнение основных функций, требуемых процессом проводки скважины при наиболее простой кинематической схеме установки;

быстрота и легкость монтажа и демонтажа и перевозки оборудования; стабильность конструкции и параметров установки после многократных перемещений с одной точки бурения на другую;

надежность сохранения соосности валов после многократных перевозок; наименьшая общая металлоемкость конструкции;

доступность для монтажа и обслуживания агрегатов и управляющих органов установки;

возможность установки всего комплекта свечей бурильных и утяжеленных труб колонны на проектную глубину скважины обсадных труб с 10%-ным запасом на одну из колонн;

достаточная высота оснований для обеспечения возможности размещения противовыбросового и другого оборудования и использования имеющихся транспортных средств для перевозки;

наилучшее обеспечение требований техники безопасности ведения работ при наибольшем удобстве.

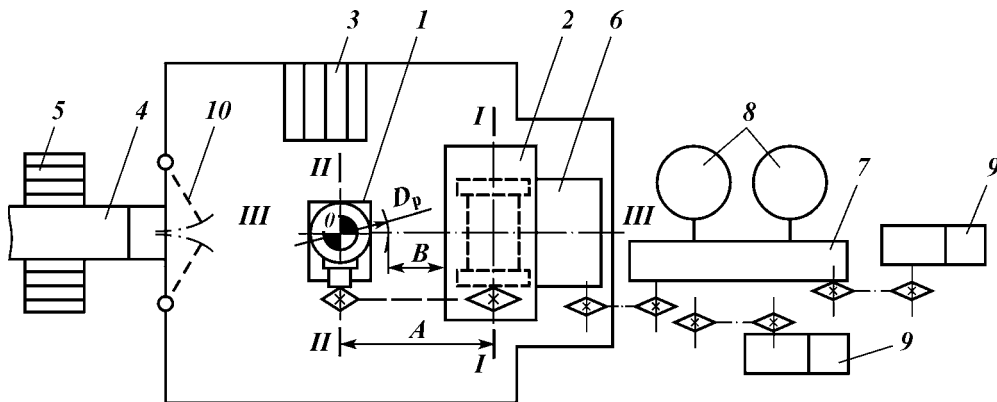
Компоновку следует начинать с решения главных вопросов – выбора рациональной схемы расположения оборудования, кинематической и силовой схемы буровой установки.

Основное правило компоновки – параллельный анализ нескольких вариантов и выбор наилучшего.

При компоновке надо определять целесообразность максимального использования унифицированных агрегатов и деталей, а также учитывать основные факторы, определяющие работоспособность и эффективность буровой установки. Часто важность отдельных факторов зависит от применяемых методов монтажа, демонтажа и перевозки оборудования.

При разработке компоновок сложных комплексов весьма эффективно использование макетов оборудования. Это позволяет проверить расположение оборудования, доступность, условия монтажа и транспортировки. Анализуют варианты компоновок оборудования в плане и в вертикальной плоскости, после чего выполняют компоновку разрабатываемого варианта сначала в плане, а затем в вертикальной плоскости.

Исходной точкой для компоновки в плане буровой установки является центр устья скважины  $O$  (рис. 14.4), с которым должен совпадать центр отверстия ротора, определяющий положение лебедки. Лебедку располагают против приемных мостков и ворот в буровую, чтобы при помощи лебедки можно было заводить в буровую трубы и другое оборудование. Ось  $I-I$  главного барабана лебедки удалена на расстояние  $A$  от оси скважины  $II-II$ ,



**Рис. 14.4. Схема компоновки в плане бурового оборудования:**

1 – ротор; 2 – лебедка; 3 – магазин для установки свечей (подсвечник); 4 – приемные мостки труб; 5 – стеллаж для труб; 6 – коробка передач; 7 – трансмиссия; 8 – двигатели; 9 – буровые насосы; 10 – ворота; 0 – центр скважины

чтобы обеспечить необходимое для работы операторов расстояние  $B$  между диаметром  $D_p$  ротора 1 и лебедкой 2. Лебедку следует располагать так, чтобы середина барабана лебедки (ось III–III) проходила также через ось скважины  $O$ .

Если главная лебедка расположена ниже уровня пола буровой, то расстояние  $A$  выбирают так, чтобы ведущая ветвь каната подходила к кронблоку, не цепляя вышку, и оператору был обеспечен обзор барабана при наматывании на него каната

Остальное оборудование может располагаться относительно лебедки различным образом в зависимости от назначения буровой установки и ее класса. На рис. 14.4 приведена классическая схема линейного расположения коробки передач, трансмиссий, двигателей и насосов за лебедкой. Преимущество такой компоновки – компактность размещения оборудования, позволяющая применять более легкие основания и цепные передачи в трансмиссии. При цепных трансмиссиях валы всех агрегатов должны быть параллельны и вращаться в одном направлении, что особенно удобно, когда для привода используют двигатели внутреннего сгорания с односторонним вращением.

При компоновке оборудования с боковым расположением двигателей и карданными валами в трансмиссиях все оборудование должно быть расположено почти на одном уровне, так как карданные валы не допускают больших углов наклона. Подобная схема вполне приемлема для легких самоходных буровых установок, не требующих оснований большой высоты. Для буровых установок глубокого бурения при большой высоте оснований (4–10 м) располагать лебедку и силовой привод на одном уровне можно только в морских и других установках, не требующих демонтажа и монтажа при бурении новой скважины. Для наземных буровых установок, перевозимых блоками, подобная схема неудачна, так как требует подъема тяжелого оборудования (массой 20–30 т) на большую высоту. Из-за сложности монтажа эти установки малоэффективны, так как время монтажа иногда больше времени бурения скважины. В таких установках буровую лебедку можно располагать только на уровне земли, ниже пола буровой. На

полу буровой размещают ротор с приводом и вспомогательную лебедку, которая должна в этом случае иметь индивидуальный привод. В приведенной схеме ротор и лебедка снабжены отдельными коробками передач, что усложняет конструкцию.

Компоновки в плане буровых установок выполняют весьма разнообразно.

Перед выбором той или иной схемы компоновки необходимо рассмотреть все факторы и принять вариант, обеспечивающий наибольший технико-экономический эффект в заданных условиях.

Рабочее место представляет собой первичное звено установки, где находят отражения основные элементы производственного процесса и проявляются эффективность и качество труда

Рациональное расположение рабочего места и органов машины, на которые воздействует оператор, способствует достижению наиболее высокой производительности и созданию благоприятных психофизиологических условий труда.

В связи с тем, что при бурении скважины по существу один оператор (бурильщик) управляет всеми многочисленными функциями агрегатов и органов установки, а буровая бригада выполняет все необходимые операции, при проектировании буровой установки надо обратить особое внимание на организацию рабочего места и компоновку оборудования на нем.

Прежде всего, необходимо выполнить анализ состава операций, очередности их выполнения, возможного совмещения по времени, распределения функций между членами буровой бригады. Каждый член бригады может работать поочередно в различных местах в зависимости от вида проводимых работ на буровой установке: на площадке вокруг ротора; приемных мостиках; балконе вышки; в насосном и силовом отделениях; в зоне приготовления и очистки бурового раствора. Следует иметь в виду, что буровая бригада может работать на буровых установках различного класса и назначения, поэтому необходимо проанализировать типовую организацию рабочего места на уже существующих установках.

Процесс проводки скважины включает много разнообразных операций, большая часть которых повторяется при бурении каждой скважины в строго определенной последовательности, а часть операций (работы по предупреждению поглощений, газопроявлений, обвалов, ликвидации аварий и др.) проводят не всегда

Значительная часть операций, выполняемых буровой бригадой, требует использования различных приспособлений и механизмов, применяемых периодически. Многие из этих механизмов должны постоянно находиться на рабочем месте, что ухудшает условия работы операторов, поэтому в буровой установке следует предусматривать рациональную планировку оборудования на рабочем месте с таким расчетом, чтобы механизмы, не используемые в данной операции, не мешали ее выполнению.

В установке требуется предусмотреть оснащение рабочих мест основным и вспомогательным оборудованием, приспособлениями, механизмами, планировку рабочего места; необходимые условия труда на рабочем месте, способы и средства связи между рабочими местами.

Общую компоновку оборудования буровой установки осуществляют после выбора схем расположения основных агрегатов в плане и вертикальной плоскости. На этой стадии окончательно уточняют расположение оборудования с учетом всех факторов, а не только выполняемых функций.

В ряде случаев, казалось бы, такие второстепенные факторы, как, например, климатические условия или характер местности, не могут играть решающую роль, однако на выбор схемы компоновки эти факторы иногда оказывают большое влияние. Для бурения в обычных условиях на суше скважин глубиной до 2500 м мачта и подъемное оборудование монтируют на основании, прочно зафиксированном на точке бурения. Трансмиссии, коробка передач и приводные электродвигатели расположены по одной линии за лебедкой на уровне пола буровой. Высота основания привода большая (около 3 м), что несколько усложняет монтаж, демонтаж и конструкцию оснований, однако для бурения подобных скважин это может быть приемлемо, масса отдельных блоков не превышает 30 т и монтажно-демонтажные работы можно вести при помощи нефтепромысловых грузоподъемных средств. Насосный комплекс, приемные мостки и оборудование системы очистки и приготовления бурового раствора расположены компактно — так, чтобы площадь, занимаемая установкой, была минимальной (это очень важно при бурении скважин в районах использования земель в сельскохозяйственных целях). В то же время для бурения, например, в районах Восточной Сибири, в заболоченных местностях, где залежи нефти и газа находятся в малонаселенных районах, такое решение компоновки оказывается малоэффективным. Практика показала, что в таких условиях более производительное кустовое бурение, для которого необходима другая модификация установки.

В буровой установке того же класса в исполнении для кустового бурения скважин в районах нефтепромыслов Тюмени в условиях болот и тайги основание вышечного блока монтируют на платформе, оборудованной тележками; на тележках установка перемещается от одной точки бурения к другой по рельсам на расстоянии 5–8 м. Такой установкой разбуривают куст наклонных скважин (8–16 скважин), после чего установку разбирают и перевозят для бурения следующего куста скважин. Силовой привод лебедки расположен не на уровне пола буровой, а внизу на подвижной платформе. На полу буровой установлена вспомогательная лебедка. Насосный комплекс находится на расстоянии 50 м от устья наиболее удаленной от него скважины. Напорная и сливная линии должны быть выполнены разборными и смонтированы на мостках, чтобы была возможность перемещать блок (вышка с основанием) от одной скважины к другой, не передвигая насосный комплекс во время бурения всех скважин куста. Для защиты персонала от непогоды и холода рядом с буровой должны быть расположены жилые помещения, связанные с буровой переходными мостиками.

Такое конструктивное решение весьма эффективно для районов с заболоченной местностью. Конструкция не только упрощает монтаж-демонтаж и перевозку буровой установки, но и сокращает объем строительства дорог. Годовой объем бурения кустовой установкой может быть в 2–4 раза больше объема бурения обычной установкой в этих условиях.

#### **14.6. ТРЕБОВАНИЯ К КИНЕМАТИЧЕСКОЙ СХЕМЕ БУРОВОЙ УСТАНОВКИ**

Кинематическая схема должна наиболее полно удовлетворять всем требованиям бурения. В каждой буровой установке требуется предусмотреть основные кинематические цепи: подъемного механизма, привода



ротора и насосов для прокачки бурового раствора и вспомогательные цепи. В совокупности эти цепи образуют кинематическую схему всей установки.

Для облегчения физического труда рабочих и сокращения времени проводки скважин необходимо рассматривать техническую и экономическую целесообразность степени механизации.

Надежность работы отдельных агрегатов и элементов буровой установки следует оценивать с точки зрения не только возможности отказов, но и наличия дублирующих цепей, обеспечивающих бесперебойную работу.

Кинематические цепи привода подъемного механизма, ротора и буровых насосов должны иметь высокий КПД, так как на их привод тратятся значительные мощности.

Кинематическая схема должна обеспечивать возможность наиболее простого и многократного монтажа и демонтажа механизмов буровой установки на отдельные транспортабельные блоки и затраты минимального времени на эти операции без нарушения кинематических связей.

Рассмотрим основные факторы, определяющие кинематическую схему буровой установки. Сравнивая кинематические схемы различных буровых установок, даже близких по размерам, можно заметить, что их кинематические цепи, абсолютно одинаковые по назначению, часто существенно отличаются по структуре, так как задача преобразования движения может быть решена, как правило, различными способами. При этом число возможных решений тем меньше, чем большему числу условий должна удовлетворять кинематическая цепь, преобразующая движение.

Для правильного выбора структуры кинематической цепи и составляющих ее звеньев необходимо прежде всего иметь полное и точное представление о назначении этой цепи, а также движениях, которые должно совершать ее конечное ведомое звено во время работы. Требуется знать границы возможного и целесообразного использования различных механизмов, применяемых в современном машиностроении: верхний и нижний пределы передаточного отношения, закономерность его изменений, возможности реверсирования, потери энергии, сопутствующие преобразованию движения.

Иначе говоря, чтобы построить кинематическую схему буровой установки, нужно располагать, с одной стороны, характеристиками движений начального (ведущего) и конечного (ведомого) звеньев каждой цепи, а с другой — кинематическими и эксплуатационными характеристиками различного рода механизмов, используемых в современных машинах.

## **14.7. БУРОВЫЕ УСТАНОВКИ ПРОИЗВОДСТВА**

### **ОАО «УРАЛМАШЗАВОД»**

ОАО «Уралмашзавод» выпускает комплектные буровые установки (БУ) и наборы бурового оборудования (НБО) для бурения нефтяных и газовых скважин глубиной 2500–8000 м с дизельным (Д) и дизель-гидравлическим (ДГ) приводами, электрическим приводом переменного тока (Э) и регулируемым (тиристорным) электроприводом постоянного тока (ЭР) с питанием от промышленных сетей, а также от автономных дизель-электрических станций (ДЕ).

К преимуществам установок относятся:

высокая приводная мощность исполнительных механизмов;

Таблица 14.2

## Технические характеристики буровых установок Уралмашзавода

| Показатели  | Тип буровой установки  |                                     |                   |  |                                      |              |                |     |                 |             |              |                |                              |        |       |       |          |
|---|--|-------------------------------------|-------------------|--|--------------------------------------|--------------|----------------|-----|-----------------|-------------|--------------|----------------|------------------------------|--------|-------|-------|----------|
|   | БУ3200/200ЭУК-2М2,<br>БУ3200/200ЭУК2М2У,<br>БУ3200/200ЭУК-2М2Я | БУ3200/200ЭУ-1М,<br>БУ3200/200ЭУ-1У | БУ3200/200ЭУК-3МА | БУ3200/200АГУ-1М,<br>БУ3200/200АГУ-1У,<br>БУ3200/200АГУ-1Т | БУ5000/320АГУ-1,<br>БУ5000/320АГУ-1Т | БУ5000/320ЭР | БУ5000/320ЭР-0 |     | БУ5000/320ЭУК-Я | БУUNOC320ДЕ | БУ6500/400ЭР | БУ5000/450ЭР-Т | БУ8000/500ЭР,<br>БУUNOC500ДЕ | НБО-1К | НБО-А | НБО-Э | БОЗД86-1 |
| Допускаемая нагрузка на крюке, кН   | 2000   |                                     | 2000              | 2000   | 3200                                 | 3200         |                |     | 4000            | 4500        | 5000         | 2000           | 2250                         | 2250   | 3200  | 3260  |          |
| Условная глубина бурения, м   | 3200   |                                     | 3200              | 3200   | 5000                                 | 5000         |                |     | 6500            | 5000        | 8000         | 3200           | 3600                         | 3600   | 5000  | 5000  |          |
| Скорость подъема крюка при расхаживании колонны, м/с                        | 0,2±0,05   |                                     | 0,1 – 0,2         | 0,2  | 0,2                                  | 0,1 – 0,2    |                |     | 0,1 – 0,2       | 0,2         | 0,2          | 0,2            | 0,19                         | 0,18   | 0,16  | 0,16  |          |
| Скорость подъема элеватора (без нагрузки), м/с, не менее                    | 1,5  |                                     | 1,5               | 1,5  | 1,82                                 | 1,6          |                |     | 1,6             | 1,5         | 1,6          | 1,5            | 1,58                         | 1,5    | 1,43  | 1,43  |          |
| Расчетная мощность на входном валу подъемного агрегата, кВт                 | 670  |                                     | 670               | 670  | 1100                                 | 1100         |                |     | 1475            | 1100        | 2200         | 670            | 710                          | 700    | 690   | 690   |          |
| Диаметр отверстия в столе ротора, мм  | 700  |                                     | 700               | 700  | 700                                  | 700          |                |     | 700             | 700         | 950          | 700            | 700                          | 700    | 700   | 700   |          |
| Расчетная мощность привода ротора, кВт, не более                            | 370  |                                     | 370               | 280  | 370                                  | 370          |                |     | 440             | 440         | 500          | 370            | 370                          | 370    | 218   | 218   |          |
| Мощность бурового насоса, кВт   | 950  |                                     | 950               | 950  | 950                                  | 950          |                |     | 1180            | 950         | 1180         | 1180           | 600                          | 600    | 600   | 600   | 600      |
| Вид привода   | Э  |                                     | ЭР                | ДГ   | ДГ                                   | ЭР           |                |     | ЭР              | ЭР          | ЭР           | ЭР ДЕ          | Э                            | Д      | Э     | Д     | Д        |
| Площадь подсвечников при размещении свечей диаметром 114 мм, м <sup>2</sup> | 4000   |                                     | 4000              | 4000   | 6000                                 | 6000         |                |     | 8000            | 5500        | 8200         | 4000           | —                            | —      | —     | 4000  | 4000     |
| Высота основания (отметка пола буровой), м                                  | 7,2  | 6,0                                 | 7,2               | 6,0  | 8,0                                  | 8,0          | 6,2            | 9,4 | 8,0             | 8           | 8            | 10             | 7,2                          | —      | —     | 6,5   | 6,5/8,0  |
| Просвет для установки стволовой части превенторов, м                        | 5,7  | 4,7                                 | 5,7               | 4,7  | 6,7                                  | 6,7          | 5,0            | 7,4 | 6,7             | 6,7         | 6,7          | 8,5            | 5,7                          | —      | —     | 5,2   | 5,2/6,7  |

Таблица 14.3

## Комплектность буровых установок и наборов бурового оборудования

| Механизмы и агрегаты       | БУ3200/200ЭУК-2М2,<br>БУ3200/200ЭУК-2М2У,<br>БУ3200/200ЭУК-2МЯ   | БУ3200/200ЭУК-3МА  | БУ3200/200ДГУ-1М,<br>БУ3200/200ДГУ-1У,<br>БУ3200/200ДГУ-1Т                        | БУ3200/200ЭУ-1М,<br>БУ3200/200ЭУ-1У  | НБО-1К   | БУ5000/3200ЭУК-Я   |
|----------------------------|--|--|---|--|--|--|
| Лебедка буровая            | ЛБУ22-720  | ЛБУ22-670  | ЛБУ22-720   | ЛБУ22-720  | ЛБУ22-720  | ЛБУ37-1100   |
| Насос буровой              | УНБТ-950А  | УНБТ-950А  | УНБТ-950А   | УНБТ-950А  | УНБТ-600А  | УНБТ-950А  |
| Ротор                      | Р-700  | Р-700  | Р-700   | Р-700  | Р-700  | Р-700  |
| Комплекс механизмов АСП    | —  | АСП-3М1  | АСП-3М1   | АСП-3М1  | —  | —  |
| Кронблок                   | УКБ-6-250  | УКБ-6-250  | УКБА-6-250  | УКБА-6-250   | УКБ-6-250  | УКБ-6-400  |
| Талевый блок               | —  | УТБА-5-200   | УТБА-5-200  | УТБА-5-200   | —  | —  |
| Крюкоблок                  | УТБК-5-225   | —  | —   | —  | УТБК-5-225   | УТБК-5-320   |
| Вертлюг                    | УВ-250МА   | УВ-250МА   | УВ-250МА  | УВ-250МА   | УВ-250МА   | УВ-320МА   |
| Вышка                      | ВМР-45×200У  | ВМА-45×200-1   | ВМА-45×200-1  | ВМА-45×200-1   | ВМР-45×200У  | ВМР-45×320   |
| Привод основных механизмов | Лебедки и ротора: электродвигатель АКБ-13-62-8-УХЛ2; буровых насосов: электродвигатель АКСБ-15-54-6-УХЛ2 | Лебедки, ротора и буровых насосов: электродвигатели 4ПС450-1000-УХЛ2 | Лебедки, ротора и буровых насосов: групповой от трех силовых агрегатов типа СА-10 | Лебедки и ротора: электродвигатель АКБ-13-62-8-УХЛ2; буровых насосов: электродвигатель АКСБ-15-54-6-УХЛ2 | Лебедки, ротора и насосов: индивидуальных от электродвигателя 4ПС450-1000-УХЛ2 | Лебедки, ротора и насосов: индивидуальных от электродвигателя 4ПС450-1000-УХЛ2 |
| Циркуляционная система     | ЦС3200ЭУК-2М-VI  | —  | ЦС3200-VI<br>ЦС3000ДГУ-1Т*  | ЦС3200-01-VI   | ЦС3200ЭУК-2М-VI  | —  |

\* Для БУ3200/200ДГУ-1Т.

Продолжение табл. 14.3

| Механизмы и агрегаты    | БУ5000/320ДГУ-1Т,<br>БУ5000/320ДГУ-1 | БУ5000/320ЭР-0 | БУ5000/320ЭР,<br>БУUNOC320ДЕ | БУ5000/450ЭР-Т | БУ6500/400ЭР | БУ8000/500ЭР           | БУUNOC500ДЕ |
|-------------------------|--------------------------------------|----------------|------------------------------|----------------|--------------|------------------------|-------------|
| Лебедка буровая         | ЛБУ37-1100Д                          | ЛБУ37-1100     | ЛБУ37-1100                   | ЛБУ42-1100Т    | ЛБУ2000ПМ    | ЛБУ3000М1              | ЛБУ3000М1   |
| Насос буровой           | УНБТ-950А                            | УНБТ-950А      | УНБТ-950А                    | УНБТ-1180А1    | УНБТ-950А    | УНБТ-1180А1            | УНБТ-1180А1 |
| Ротор                   | Р-700                                | Р-700          | Р-700                        | Р-700          | Р-700        | Р-950                  | Р-700       |
| Комплекс механизмов АСП | АСП-3М4                              | АСП-3М4        | АСП-3М4                      | —              | АСП-3М5      | АСП-3М6                | АСП-3М6     |
| Кронблок                | УКБА-6-400                           | УКБА-6-400     | УКБА-6-400                   | УКБА-7-500     | УКБА-7-500   | УКБА-7-600             | УКБА-7-600  |
| Талевый блок            | УТБА-5-320                           | УТБА-5-320     | УТБА-5-320                   | —              | УТБА-6-400   | УТБА-6-500             | УТБА-6-500  |
| Крюкоблок               | —                                    | —              | —                            | УТБК-6-450     | —            | —                      | —           |
| Вертлюг                 | УВ-320МА                             | УВ-320МА       | УВ-320МА                     | УВ-450МА       | УВ-450МА     | УВ-320МА               | УВ-450МА    |
| Вышка                   | ВМА-45×320                           | ВМА-45×320     | ВМА-45×320                   | ВУ-54×450      | ВУ-45×400    | УВ-450МА<br>ВУ-45×500А | ВУ-45×500А  |

Продолжение табл. 14.3

| Механизмы и агрегаты       | БУ5000/320ДГУ-1Т,<br>БУ5000/320ДГУ-1   | БУ5000/320ЭР-0   | БУ5000/320ЭР,<br>БУUNOC320ДЕ | БУ5000/450ЭР-Т  | БУ6500/400ЭР   | БУ8000/500ЭР   | БУUNOC500ДЕ                           |
|----------------------------|--|--|------------------------------|---|--|--|---------------------------------------|
| Привод основных механизмов | Лебедки, ротора и буровых насосов: групповой от четырех силовых агрегатов типа СА-10 | Буровой лебедки: электродвигатель 4ПС-450-1000-УХЛ2; буровых насосов: электродвигатель 4ПС-450-1000-УХЛ2 |                              | Лебедки, ротора и насосов: индивидуальных от электродвигателей 4ПС450-1000-УХЛ2 | Лебедки: электродвигатель ДПЗ 99/85-6КМ2; ротора и буровых насосов: электродвигатели 4ПС-450-1000-УХЛ2 | Лебедки: электродвигатели ДПЗ 99/85-6КМ2; ротора и буровых насосов: электродвигатели 4ПС-450-1000-УХЛ2 |                                       |
| Циркуляционная система     | ЦС5000ДГУ-1Т,<br>ЦС5000ДГУ-1   | ЦС5000ЭУ   | ЦС5000ЭР-VI                  | ЦС5000,<br>450ЭР-Т  | ЦС6500ЭР   | ЦС8000ЭР   | Комплекс оборудования зарубежных фирм |

Продолжение табл. 14.3

| Механизмы и агрегаты       | НБО-Э   | НБО-Д  | БОЗД86-1    | БОЗД86-2     |
|----------------------------|---|--|-------------|--------------|
| Лебедка буровая            | ЛБУ-1200  | ЛБУ-1200   | ЛБУ-1200Д-1 | ЛБУ-1200Д-П  |
| Насос буровой              | УНБ-600А  | УНБ-600А   | УНБ-600А    | УНБ-600А     |
| Ротор                      | Р-700   | Р-700  | Р-700       | Р-700        |
| Комплекс механизмов АСП    | —   | —  | —           | —            |
| Кронблок                   | УКБ-6-270   | УКБ-6-270  | УКБ-7-400   | УКБ-7-400    |
| Талевый блок               | УТБ-5-225   | УТБ-5-225  | УТБ-6-320   | УТБ-6-320    |
| Крюкблок                   | УТБК-5-225  | УТБК-5-225   | УТБК-6-320  | УТБК-6-320   |
| Вертлюг                    | УВ-250МА  | УВ-250МА   | УВ-320МА    | УВ-320МА     |
| Вышка                      | —   | —  | —           | ВМР-45×320-I |
| Привод основных механизмов | Лебедки и ротора: электродвигатель АКБ-13-62-8-УХЛ2; буровых насосов: электродвигатель СДБМ99/46-8-УХЛ2 | Лебедки, ротора и одного бурового насоса: групповой от 3 дизель В2500ТКС4<br>Второго бурового насоса: групповой от 2 дизелей В2500ТКС4 |             |              |
| Циркуляционная система     | —   | —  | —           | —            |

*Примечания.* 1. Циркуляционная система может поставляться в любой комплектации, включая оборудование зарубежных фирм. 2. Допускается любая комплектация оборудования по требованию заказчика.

широкая гамма приводных систем с различными характеристиками (регулируемыми и нерегулируемыми);

высокая долговечность оборудования, обусловленная оптимальными параметрами механизмов, применением высокопрочных сталей с большим запасом прочности, гарантированным качеством изготовления и контроля комплектующего оборудования;

наличие регуляторов, обеспечивающих автоматическую (заданную оператором) подачу и режимы нагружения инструмента на забой;

высокая степень механизации буровых работ, в том числе спускоподъемных операций (СПО) за счет использования механизмов АСП, обеспечивающих сокращение времени их выполнения на 40 % (по желанию заказчика возможна поставка установок с ручной расстановкой свечей);

возможность выбора оптимальных режимов бурения благодаря наличию приводных систем и регуляторов подачи долота;

легкость управления и удобство в эксплуатации;

комплектация укрытиями в холодном или утепленном исполнении с системами обогрева рабочих помещений;

возможность кустового бурения скважин в грунтах с низкой несущей способностью (специальное исполнение установок).

Высокие эксплуатационные качества буровых установок подтверждаются многолетней практикой их использования в различных природно-климатических условиях – от Крайнего Севера до тропиков.

Установки обладают универсальными монтажно-транспортными качествами и в зависимости от класса и назначения перевозятся крупными блоками на специальных транспортных средствах (тяжеловозах), секциями (модулями) на трейлерах и поагрегатно транспортом общего назначения. Для установок кустового исполнения (К), предназначенных для бурения скважин на грунтах с низкой несущей способностью, предусмотрена возможность перемещения оборудования в пределах куста блоками с помощью специальных устройств, входящих в комплект поставки.

В табл. 14.2 даны технические характеристики буровых установок и наборов бурового оборудования, в табл. 14.3 указаны основные комплектующие механизмы и агрегаты.

В буровых установках с дизель-электрическим приводом БУУНОС500ДЕ и БУУНОС320ДЕ в качестве источника энергии используются дизель-электрические станции фирмы «Caterpillar», а для очистки бурового раствора – оборудование зарубежных фирм.

#### **14.8. БУРОВЫЕ УСТАНОВКИ ПРОИЗВОДСТВА ОАО «ВОЛГОГРАДСКИЙ ЗАВОД БУРОВОЙ ТЕХНИКИ»**

Волгоградский завод буровой техники (ВЗБТ) производит комплектные буровые установки для бурения нефтяных и газовых скважин глубиной 1000–3500 м с дизельным (Д) и дизель-гидравлическим (ДГ) приводами, электрическим приводом переменного тока (Э) и регулируемым (тиристорным) электроприводом постоянного тока (ЭП) с питанием от промышленных сетей, а также от автономных дизель-электрических станций (ДЭП).

Отличительные особенности установок:

высокая приводная мощность исполнительных механизмов;

Таблица 14.4

## Технические характеристики буровых установок ВЗБТ

| Показатели  | БУ1600/<br>100ДГУ | БУ1600/<br>100ЭУ | БУ2500/<br>160ДГУМ1 | БУ2900/<br>175ЭП-М,<br>БУ2900/<br>175ДЭЛ-2,<br>БУ2900/<br>175ДЭП-3* | БУ2900/<br>175ЭПК | БУ2900/<br>175ЭПКМ1 | БУ2900/<br>200ЭПК | БУ200/<br>125ДММ |
|---|-------------------|------------------|---------------------|---|-------------------|---------------------|-------------------|------------------|
| Допускаемая нагрузка на крюке, кН   | 1000              | 1000             | 160                 | 1750  | 1750              | 1750                | 2000              | 1250             |
| Условная глубина бурения, м   | 1600              | 1600             | 2500                | 2900  | 2900              | 2900                | 2900              | 2000             |
| Скорость подъема крюка при расхаживании колонны, м/с                        | 0,1–0,2           | 0,22             | 0,1–0,2             | 0,1–0,2   | 0,1–0,2           | 0,1–0,2             | 0,1–0,2           | 0,1–0,2          |
| Скорость подъема элеватора (без нагрузки), м/с, не менее                    | 1,7               | 1,7              | 1,95                | 1,54  | 1,54              | 1,66                | 1,66              | 1,5              |
| Расчетная мощность на входном валу подъемного агрегата, кВт                 | 300               | 300              | 550                 | 550   | 550               | 550                 | 550               | 300              |
| Диаметр отверстия в столе ротора, мм  | 560               | 560              | 560                 | 560   | 560               | 560                 | 560               | 560              |
| Расчетная мощность привода ротора, кВт                                      | 180               | 180              | 180                 | 180   | 180               | 180                 | 180               | 180              |
| Мощность бурового насоса, кВт   | 475               | 475 (600)**      | 600                 | 600   | 600               | 600                 | 600               | 600              |
| Вид привода   | ДГ                | Э***             | ДГ                  | ЭП; ДЭП   | ЭП                | ЭП                  | ЭП                | Д                |
| Площадь подсвечников для размещения свечей диаметром 114 мм, м <sup>2</sup> | 2000              | 2000             | 3500                | 3500  | 3500              | 3500                | 3500              | 2000             |
| Высота основания (отметка пола буровой), м                                  | 5,0               | 5,0 (8)          | 5,5                 | 6,1   | 7,75              | 6                   | 8                 | 6,4              |
| Просвет для установки стволовой части превенторов, м                        | 3,86              | 3,86 (6,86)      | 4,1                 | 4,7   | 6,4               | 4,7                 | 6,64              | 5,05             |
| Масса установки, т  | 372               | 343 (375)        | 359                 | 308 (ЭП);<br>495 (ДЭП)  | 528               | 468                 | 706,5             | 330              |

\* БУ2900/175ДЭП-3 оснащена циркуляционной системой безамбарного бурения на базе импортного оборудования и центрифугой.  
\*\* По заказу потребителей.  
\*\*\* Синхронный или асинхронный (АВК) привод.

Таблица 14.5

## Механизмы и агрегаты буровых установок

| Механизмы и агрегаты       | БУ1600/<br>100ДГУ  | БУ1600/<br>100ЭУ  | БУ2500/<br>160ДГУМ1   | БУ2900/<br>175ЭП-М, БУ2900/<br>175ДЭЛ-2,<br>БУ2900/<br>175ЭПК  | БУ2900/<br>175ЭПБМ1  | БУ2900/<br>200ЭПК | БУ200/<br>125ДММ   |
|----------------------------|--|---|---|--|--|-------------------|--|
| Лебедка буровая            | Б7.02.00.000   | Б7.02.00.000  | Сб.02/ЛБ-750  | Б1.02.030.000  | Б12.02.02.000  | Б12.02.02.000-01  | М12.02.02.000  |
| Насос буровой              | НБТ-475  | НБТ-475(НБТ-600-1)  | НБТ-600-1   | НБТ-600-1  | НБТ-600-1  | НБТ-600-1         | НБТ-600-1  |
| Ротор                      | Б1.17.03.000   | Б1.17.03.000  | Б1.17.03.000  | Б1.17.03.000   | Б1.17.03.000   | Б1.17.03.000      | Б1.17.03.000   |
| Кронблок                   | Б4.10.00.000   | Б4.10.00.000  | Сб.10А/БУ2500ЭУ   | Б4.10.00.000   | Б4.10.00.000   | Б38.10.00.000     | М11.01.10.000  |
| Крюкоблок                  | —  | —   | Сб.11Б/БУ2500ЭУ   | Б31.11.00.000  | Б31.11.00.000  | Б38.10.00.000     | М11.14.10.000  |
| Крюк                       | Б4.34.00.000   | Б4.34.00.000  | —   | —  | —  | —                 | —  |
| Талевый блок               | Б4.15.00.000   | Б4.15.00.000  | —   | —  | —  | —                 | —  |
| Вертлюг                    | Б1.56.00.000   | Б1.56.00.000  | Б1.56.00.000  | Б1.56.00.000   | Б1.56.00.000   | Б1.56.00.000      | Б1.56.00.000   |
| Вышка буровая              | Б4.01.00.000   | Б4.01.00.000  | Сб.01/БУ2500ЭУ  | Б1.01.00.000(ЭП)<br>Б11.01.00.000(ДЭП)<br>Б11.01.00.000-01(ЭПК)  | Б12.01.00.000  | Б12.01.00.000-01  | М12.01.00.000  |
| Привод основных механизмов | Лебедки, ротора и насосов: дизель-гидравлические агрегаты Сб.325/САТ-450 | Лебедки и ротора: электродвигатель 4АОКБ-450Х-6УХЛ2<br>Привод насосов: электродвигатель АКСБ-15-44-6-6УХЛ2 (СДБО-99/49-8У2) | Лебедки, ротора и насосов: дизельгидравлические агрегаты Сб.325/САТ-450 | Лебедки: электродвигатель МПЭ500-500-УХЛ3<br>Насоса: электродвигатель П245048-УХЛ3<br>Ротора: электродвигатель Д-816 | Лебедки: электродвигатель МПЭ500-500-УХЛ3<br>Насоса: электродвигатель П245048-УХЛ3<br>Ротора: электродвигатель Д-816 |                   | Лебедки и ротора: двигатель ЯМЗ8401.10 (шасси)<br>Насосов: дизель 6V396ТС4 |

широкая гамма приводных систем с различными характеристиками; высокая долговечность оборудования, обусловленная оптимальными параметрами механизмов, применением высокопрочных сталей с большим запасом прочности, гарантированным качеством изготовления и контроля комплектующего оборудования;

возможность выбора оптимальных режимов бурения благодаря наличию приводных систем и регуляторов подачи долота;

легкость в управлении и удобство в эксплуатации;

комплектация укрытиями в холодном или утепленном исполнении с системами обогрева рабочих помещений;

возможность кустового бурения скважин в грунтах с низкой несущей способностью (установки кустового исполнения).

Указанные качества буровых установок подтверждаются многолетней практикой их эксплуатации в различных регионах — от Крайнего Севера до тропиков.

В зависимости от класса и назначения установки перевозятся крупными блоками на специальных транспортных средствах (тяжеловозах), секциями или модулями на трейлерах соответствующей грузоподъемности, поагрегатно транспортом общего назначения. Установки кустового исполнения (К) перемещаются в пределах куста блоками с помощью специальных устройств, входящих в комплект поставки. Буровая установка БУ2900/175ЭПБМ1 спроектирована в блочно-модульном варианте.

В табл. 14.4 приведены параметры буровых установок, а в табл. 14.5. — основные комплектующие механизмы и агрегаты (для базовых моделей). В зависимости от пожелания заказчика возможны варианты.

## 15

ГЛАВА

## СПУСКОПОДЪЕМНЫЙ КОМПЛЕКС

### 15.1. ПРОЦЕСС ПОДЪЕМА И СПУСКА КОЛОНН. ФУНКЦИИ КОМПЛЕКСА

Спускоподъемным комплексом буровой установки называется совокупность узлов, механизмов и приспособлений, служащих для спуска, подъема и удержания на весу бурильных и обсадных колонн и обеспечения технологических и аварийных операций.

В процессе проводки скважины спускоподъемный комплекс выполняет следующие функции: спуск и подъем (СПО) бурильных колонн для смены изношенного долота, когда нагрузка на систему не превышает веса колонны в воздухе; дополнительные технологические и аварийные работы, когда нагрузки на систему превышают вес бурильной колонны в воздухе. К дополнительным и аварийным работам относятся: приподъем и спуск бурильной колонны в процессе бурения при одновременном ее вращении и промывке скважины (расширение): спуск обсадных колонн; подъем обсадных колонн для освобождения элеватора или клиньев после наращивания очередной трубы или в связи с осложнениями; ликвидация прихватов и аварии бу-



рильных и обсадных колонн; спуск и подъем бурильных колонн в искривленных и наклонных скважинах.

Первая категория операций (СПО) является наиболее продолжительной, циклической с переменными динамическими нагрузками, определяющими долговечность элементов спускоподъемного комплекса.

Вторая категория операций вызывает более высокие, кратковременные нагрузки в элементах комплекса, носящие случайный характер. Так как закономерность действия этих нагрузок не установлена, то за максимальную нагрузку принимают усилие на крюке, которое не должно превосходить в процессе всего цикла бурения скважины разрывной прочности применяемых бурильных труб или 0,8 наибольшей страгивающей нагрузки спускаемых обсадных труб.

Оборудование подъемного комплекса работает в режиме повторно-кратковременных меняющихся по величине нагрузок. Процесс подъема из скважины колонны, скомпонованной из отдельных секций (свечи), состоит из циклов  $n_{п.}$ , содержащих повторяющиеся в строго определенной последовательности операции (рис. 15, а): захват колонны элеватором; подъем всей колонны на длину свечи при нагрузке на крюк, равной весу поднимаемой колонны в растворе и силам сопротивления при ее движении в скважине; установку колонны на стол ротора; освобождение от растягивающей нагрузки поднятой на поверхность свечи; раскрепление ключами, отвинчивание от колонны поднятой свечи и установку ее внутри буровой в специальном магазине или укладку на мостки около буровой; спуск ненагруженного крюка и элеватора для захвата колонны, подвешенной на роторе; захват и подъем колонны на длину следующей свечи и т.д. При спуске колонны (рис.15.1, б) эти операции выполняют в обратной последовательности, но с другими продолжительностью и нагрузками.

Продолжительность подъема и спуска каждой свечи складывается из машинного и машинно-ручного времени.

Машинное время подъема и спуска каждой свечи зависит от степени

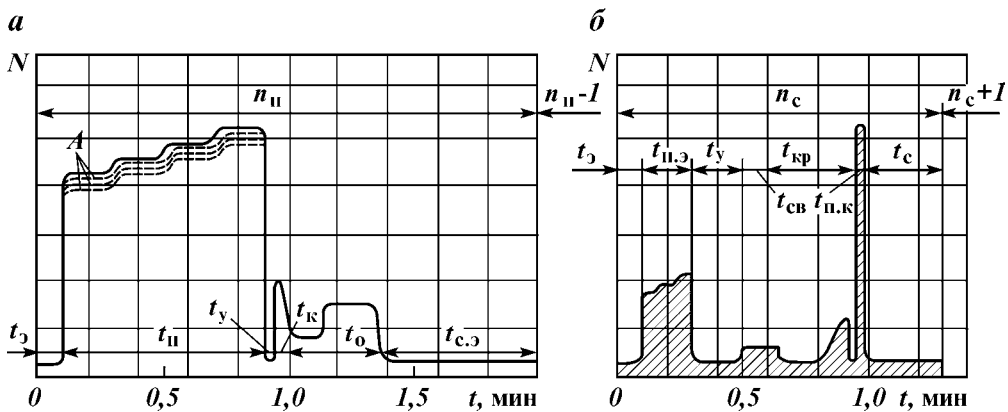
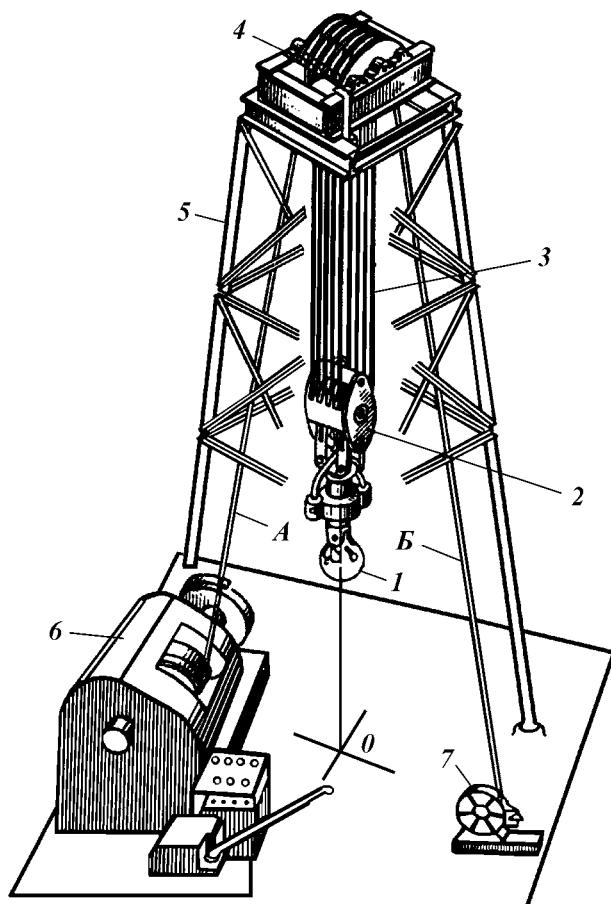


Рис. 15.1. Диаграмма цикла нагружения подъемной системы:

а, б – соответственно подъем и спуск колонны на длину одной свечи;  $N$  – мощность на барабане лебедки;  $t$  – время;  $t_3$  – установка или снятие с колонны элеватора;  $t_{п.э}$ ,  $t_{п.к}$  – подъем элеватора, колонны;  $t_y$  – захват и установка свечи;  $t_{св}$ ,  $t_{п.к}$  – раскрепление, отвинчивание, свинчивание и крепление свечи;  $t_{п.к}$  – приподъем колонны;  $t_{св}$ ,  $t_{с.э}$  – спуск колонны, элеватора; А – подъем последующих свечей



**Рис. 15.2. Конструктивная схема подъемного комплекса:**

1 – крюк; 2 – талевый блок; 3 – несущие ветви; 4 – кронблок; 5 – вышка; 6 – лебедка; 7 – приспособление для крепления неподвижного конца каната; А и Б – ведущая и неподвижная ветви каната; 0 – ось скважины

совершенства конструкции подъемного комплекса, его мощности, скоростей подъема и т.д.; время, затрачиваемое на машинно-ручные операции, зависит от размера и веса свечей, степени механизации этого процесса, квалификации бригады и т.д. Из диаграмм цикла подъема и спуска свечи (см. рис. 15.1) видно соотношение машинного и машинно-ручного времени при этих операциях.

Общее время, затрачиваемое на подъем и спуск бурильной колонны подразделяется на время, затрачиваемое на подъем колонны, спуск ненагруженного элеватора для захвата очередной свечи, спуск колонны и подъем ненагруженного элеватора для захвата очередной спускаемой свечи, находящейся в магазине (или время на подъем элеватора с одной трубой, захватываемой с мостков).

Число рейсов подъемного комплекса во время проводки скважины зависит от ее глубины, поскольку оно является функцией проходки на долото, зависящей от конструкции скважин и долот, буримости пород, способа и уровня техники бурения, качества долота и др.

Обычно для бурения глубоких скважин расходуют от нескольких долот в мягких породах до нескольких десятков, а иногда и сотен долот в твердых породах.

По мере углубления скважины в процессе бурения длину бурильной колонны периодически увеличивают, при этом возрастает и вес колонны, а следовательно, и нагрузка на подъемный комплекс. Нагрузка на подъемный комплекс при подъеме уменьшается по мере извлечения колонны из скважины, а при спуске, наоборот, увеличивается.

Число циклов изменения нагрузок на талевую систему для каждого рейса равно числу свечей в колонне.

Для выполнения перечисленных функций можно применять различные подъемные системы: механические полиспасты, рычажные или зубчатые, гидравлические и др. Однако до настоящего времени конструкторам не удалось создать подъемную систему для буровой установки, конкурентоспособную с полиспастной (рис. 15.2).

Для каждого назначения, нагрузки и условий бурения конструктор должен найти наиболее выгодное число ветвей в системе (в настоящее время применяют от 2 до 14 ветвей), а также наиболее целесообразную точку крепления неподвижного («мертвого») конца каната, так как от этого зависят передаточное отношение и нагрузка в подъемной системе.

## 15.2. КИНЕМАТИЧЕСКАЯ СХЕМА КОМПЛЕКСА ДЛЯ СПО

Кинематическая схема комплекса СПО приведена на рис. 15.3.

Во время подъема и спуска колонн скорость движения всех элементов подъемной установки непостоянна вследствие неравномерности вращения двигателя, изменения радиуса навивки каната на барабан, непостоянства КПД механизма и сопротивления движению колонны в скважине. Кинематические соотношения и параметры системы можно найти из следующих выражений.

Средняя частота вращения (об/мин) барабана лебедки при подъеме

$$n_{\delta i} = n_{\Delta} / u_{\Delta \delta},$$

где  $n_{\Delta}$  — номинальная частота вращения вала двигателя, об/мин;  $u_{\Delta \delta}$  — общее передаточное отношение от вала двигателя до барабана лебедки,

$$u_{\Delta \delta} = u_1 u_2 u_3 \dots u_n;$$

$u_1, u_2, \dots, u_n$  — передаточные отношения промежуточных передач от вала двигателя до барабана лебедки.

Скорость навивки (м/с) каната на каждом из рядов барабана  $u_{vi} = \pi D_i n_{\delta i} / 60$ , где  $D_i$  — диаметр навивки каната в каждом ряду, м.

Минимальный диаметр навивки каната  $D_0 = D_{\delta} + d$ , где  $D_{\delta}$  — диаметр бочки барабана;  $d$  — диаметр каната.

Наибольший диаметр навивки каната

$$D_e = D_{\delta} + \alpha(z - 1)d, \quad (15.1)$$

где  $z$  — число слоев навивки каната;  $\alpha$  — коэффициент уменьшения диаметра навивки за счет смятия и укладки каната,  $\alpha = 0,93 \div 0,95$ .

Канат на барабан можно навивать в несколько слоев или по винтовой линии с противоположным направлением спиралей в смежных рядах или с параллельной укладкой витков. Лучшей в отношении уменьшения износа каната является параллельная укладка, при этом коэффициент  $\alpha$  имеет наименьшее значение.

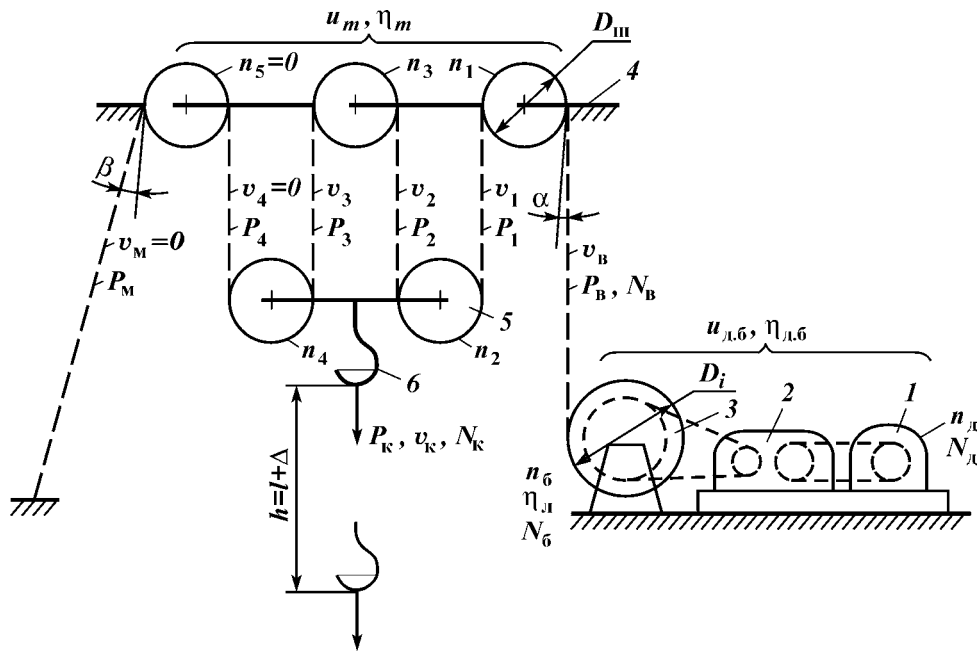


Рис. 15.3. Кинематическая схема подъемного комплекса:  
 1 – двигатель; 2 – трансмиссия с коробкой передач; 3 – лебедка; 4 – кронблок; 5 – талевый блок; 6 – крюк

Средний диаметр навивки каната

$$D_{\text{ср}} = (D_0 + D_e)/2. \quad (15.2)$$

Зная частоту вращения барабана лебедки и его размеры, определяют наибольшие [см. формулы (15.1), (15.2)], наименьшие и средние скорости талевого каната и крюка без учета разгона и торможения.

Средняя скорость (м/с) ведущей ветви талевого каната

$$v_{\text{в.ср}} = \pi D_{\text{ср}} n_{6i} / 60. \quad (15.3)$$

Средняя скорость крюка (м/с) без учета разгона и торможения

$$v_{\text{к.ср}} = v_{\text{в.ср}} / u_{\text{т}}, \quad (15.4)$$

где  $u_{\text{т}}$  – кратность полиспаста или число рабочих ветвей в талевой оснастке.

Скорости движения каната (см. рис. 15.3):  $v_1 = v_{\text{в}}$ ;  $v_2 = v_1 - 2v_{\text{к}} = v_3$ ;  $v_4 = v_3 - 2v_{\text{к}} = v_1 - 4v_{\text{к}} \dots$ , где  $v_1 > v_2 = v_3 > v_4 = \dots$ ; скорость неподвижной ветки каната  $v_{\text{м}} = 0$ .

Частоты вращения шкивов блоков (об/мин):

$$n_1 = \frac{60v_{\text{в}}}{\pi D_{\text{ш}}}; \quad n_2 = \frac{60(v_{\text{в}} - v_{\text{к}})}{\pi D_{\text{ш}}};$$

$$n_3 = \frac{60v_2}{\pi D_{\text{ш}}} = \frac{60(v_{\text{в}} - 2v_{\text{к}})}{\pi D_{\text{ш}}} \dots;$$

$$n_1 > n_2 > n_3 > n_4 > \dots > n_n = 0.$$

где  $D_{ш}$  — диаметр шкива блока, м;  $v_{в}, v_1, v_2, \dots, v_m$  — скорости движения каната, м/с;  $n_1, n_2, \dots, n$  — частоты вращения шкивов, об/мин.

Из этих соотношений видно, что наибольшая скорость движения каната в талевой системе всегда у ведущей ветви, а с наибольшей частотой вращается шкив, через который проходит эта ветвь. Наибольшая скорость движения каната должна быть  $v_{в} \leq 20$  м/с, так как при больших скоростях не происходит равномерной укладки каната на барабан лебедки.

Для определения максимальных нагрузок для расчетов элементов подъемного комплекса на прочность необходимо располагать данными о динамических нагрузках и времени их действия. Рассмотрим процесс движения талевой системы при СПО для определения действительной скорости крюка.

Подъем крюка при помощи лебедки под нагрузкой происходит при извлечении колонны из скважины, а без нагрузки — при ее опускании. Спуск крюка под нагрузкой производится при опускании колонны в скважину, а без нагрузки — при подъеме колонны.

Действительная средняя скорость (м/с) подъема или спуска крюка с учетом разгона и торможения

$$v_{к.ср.п} = \frac{h}{t_1 + t_2 + t_3}, \quad (15.5)$$

где  $h$  — длина хода крюка, м, при расчетах можно принимать  $h = \varepsilon l$ ;  $l$  — длина свечи;  $\varepsilon = 1,01 \div 1,02$  — коэффициент превышения хода крюка над длиной свечи.

Каждый цикл подъема или спуска свечи может состоять из двух или трех периодов: периода разгона  $t_1$ , в течение которого крюк увеличивает скорость движения; периода установившейся скорости движения  $t_2$ ; периода замедления движения  $t_3$  до полной остановки. В некоторых случаях период установившегося движения может отсутствовать.

Действительная средняя скорость крюка при подъеме зависит от длины каната, наматываемого на первый и последний ряды барабана, и от интенсивности разгона. Действительная средняя скорость может на 3–8 % отличаться от скорости, определенной по среднему ряду навивки каната; при практических расчетах этой ошибкой можно пренебречь.

Время разгона крюка при подъеме (с):

$$t_{1п} = I_6 \omega_6 \gamma_\lambda / M_6;$$

здесь  $I_6$  — момент инерции подъемного вала, приведенных к нему инерционных моментов всех вращающихся частей трансмиссии и движущейся буровой колонны, Н·м·с<sup>2</sup>;  $\omega_6$  — угловая скорость барабана, с<sup>-1</sup>;  $\gamma_\lambda$  — коэффициент, зависящий от соотношения частот вращения ведомых частей главного фрикциона лебедки в конце периодов разгона и установившегося движения (для буровых лебедок можно принимать  $\gamma_\lambda = 1,85$ );  $M_6$  — крутящий момент на барабанах от нагрузки на крюке, Н·м;

$$t_{2п} = t_{п} - t_{1п} - t_{3п},$$

$t_{п}$  — время подъема колонны на длину свечи.

Средняя скорость подъема меньше скорости, обеспечиваемой при полной (номинальной) частоте вращения двигателя, из-за невозможности мгновенного пуска и торможения лебедки.

Среднее машинное время подъема колонны на длину свечи

$$V_{п.ср} = \frac{h}{V_{к.ср.п}} = \lambda_{п} \frac{h}{V_{к \max п}}, \quad (15.6)$$

где  $V_{к.ср.п}$  и  $V_{к \max п}$  — скорости крюка средняя и максимальная при подъеме колонны, м/с;  $\lambda_{п}$  — коэффициент заполнения тахограммы при подъеме.

Коэффициент заполнения тахограммы при подъеме можно определить по формуле

$$\lambda_{п} = 1 + c \frac{V_{к.ср.п}^2}{h}, \quad (15.7)$$

где  $c$  — коэффициент, зависящий от типа привода лебедки,  $c^2/м$  (для электрического, дизель-электрического, газотурбозлектрического привода  $c = 2,4$ ; для дизельного с гидротрансформатором и газотурбинного приводов  $c = 3,6$ ; для дизель-механического и дизельного привода с гидромурфтой  $c = 4,8$ ).

### 15.3. ТАЛЕВАЯ СИСТЕМА

Талевая система буровых установок служит для преобразования вращательного движения барабана лебедки в поступательное перемещение крюка, для уменьшения силы натяжения конца каната, навиваемого на барабан лебедки.

Талевая система состоит из неподвижного кронблока, подвижного талевого блока, гибкой связи (талевая каната, соединяющего неподвижный и подвижный блоки), бурового крюка и штропов, на которые подвешивают колонну бурильных или обсадных труб, устройства для крепления неподвижного конца талевого каната, допускающего перепуск каната.

К талевым системам буровых установок предъявляют следующие общие требования: эксплуатационная надежность, так как выход из строя элементов талевой системы ведет к серьезным авариям; удобство и безопасность обслуживания — все движущиеся элементы должны быть защищены кожухами и иметь обтекаемые формы, исключающие возможность задевания за вышку; долговечность; возможность осуществления быстрого монтажа и демонтажа, смены каната при переоснастках; взаимозаменяемость однотипных механизмов и элементов между собой; удобство для погрузки всех механизмов талевой системы на транспортные средства и возможность многократных перемещений их волоком на небольшие расстояния в пределах промыслов.

В буровых установках для бурения скважин глубиной 1200—3000 м следует применять талевые системы с числом шкивов в талевом блоке и кронблоке 2×3 и 3×4; в установках для глубин 3000—7000 м число шкивов следует выбирать от 3×4 до 6×7.

Неподвижный конец каната укрепляют к основанию буровой через специальные устройства.

Число и размеры блоков, а также число ветвей каната в талевой системе определяются допустимой нагрузкой на крюке, тяговым усилием лебедки, размерами, прочностью и типом талевого каната. Эти показатели должны быть увязаны между собой.

В одном случае при бурении скважин одинаковой глубины в различных условиях на крюк действуют одинаковые нагрузки, но число СПО в этих условиях бурения может отличаться от числа СПО при бурении в других условиях в несколько раз. Если число СПО небольшое, то решающим фактором является прочность талевой системы, а при большом числе СПО — абразивный и усталостный износ каната и других элементов. В одном случае можно выбрать систему с большим числом шкивов и ветвей каната, но с небольшим его диаметром, в другом — канатов большого диаметра с высоким сопротивлением абразивному и усталостному износу, но при меньшем числе шкивов в системе. Чтобы правильно решить эту задачу, прежде всего надо знать условия применения системы и свойства канатов и элементов системы; это необходимо для выбора наиболее эффективного решения из всего многообразия возможных. В талевых системах буровых установок следует применять стальные канаты диаметром от 20 до 42 мм. Талевые системы характеризуются максимальной допустимой нагрузкой, числом рабочих ветвей и диаметром каната.

Практикой эксплуатации установлено, что целесообразнее уменьшать число шкивов, увеличивать их диаметр, применять более прочные канаты большего диаметра.

Число шкивов кронблока всегда должно быть на единицу больше, чем в талевом блоке, а число ветвей в оснастке — четное:  $z_{кб} = z_{тб} + 1$ ,  $u_T = 2 z_{тб}$ , здесь  $z_{тб}$  и  $z_{кб}$  — число шкивов талевого блока и кронблока.

Скорость ведущей ветки каната  $v_B$  по условиям намотки на барабан лебедки не должна превышать 20 м/с, т.е.  $v_B = v_k u_T \leq 20$  м/с, где  $v_k$  — скорость крюка, м/с.

В то же время натяжение ведущей ветви должно быть

$$P_B = \frac{P_{T \max}}{u_T} \leq \frac{R_A}{S_B},$$

где  $P_{T \max}$  — максимальная нагрузка на крюк, Н;  $R_A$  — действительная разрывная прочность каната, Н;  $u_T$  — число ветвей в оснастке или передаточное отношение талевой системы;  $S_B$  — коэффициент запаса прочности каната (для буровых установок должен быть не менее 2 по отношению к максимальной нагрузке и не менее 3 по отношению к весу бурильной колонны номинальной длины).

Число слоев навивки каната на барабане лебедки следует выбирать наименьшим, равным 2–3.

Практика последних лет свидетельствует о целесообразности применения больших соотношений между диаметром шкива и каната ( $D_{ш}/d$  до 48) и применение при этом более жестких, но износостойких канатов типа ТЛК-О с линейным контактом проволок в пряди и металлическим сердечником, предохраняющим канат от раздавливания и потери формы поперечного сечения.

Талевая система работает в условиях переменных циклических нагрузок, особенно во время СПО, и в условиях вибрационных нагрузок в процессе бурения. Вибрации колонны передаются талевой системе и вызывают не только ее колебания, но часто и вышки. В процессе бурения наблюдались случаи, когда вибрационные нагрузки приводили к обрывам талевых канатов вследствие усталостных разрушений в местах перегиба неподвижного конца на первом шкиве кронблока, т.е. в месте, практически не подверженном истиранию.

## 15.4. ВЫБОР СТАЛЬНЫХ КАНАТОВ ДЛЯ ТАЛЕВЫХ СИСТЕМ

### КОНСТРУКЦИИ КАНАТОВ

В талевых системах буровых установок применяют стальные канаты только круглого сечения. Срок службы канатов в одних условиях исчисляется всего несколькими днями, а в других — неделями или месяцами, поэтому вопросы выбора и расчета канатов для обеспечения необходимой их долговечности при различных условиях имеют первостепенное значение.

В буровых установках можно применять весьма ограниченное число типов только круглых шестипрядных канатов тросовой конструкции, т.е. двойной свивки с сердечником. Однако такие канаты изготовляют самых различных конструкций, поэтому выбор их также довольно сложен. Эти канаты по конструкции разделяют на три группы: одинарной, двойной и тройной свивки. Канат одинарной свивки является элементом каната двойной свивки и в этом случае называется прядью, а канат двойной свивки является элементом каната тройной свивки и называется стренгой. Тросовой конструкцией называется канат, состоящий из одного слоя прядей; эти канаты преимущественно и применяют в талевых системах.

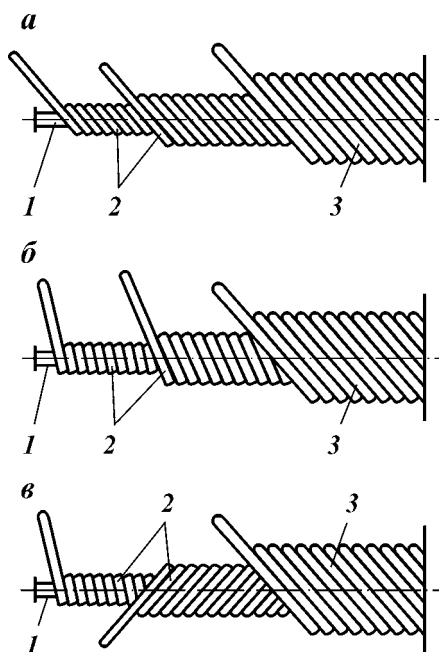


Рис. 15.4. Многослойные пряди стального каната:  
1 — сердечник; 2 — внутренние слои пряди; 3 — внешний слой

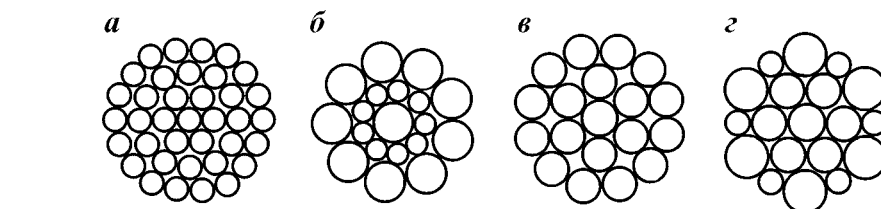


Рис. 15.5. Конструкции прядей канатов



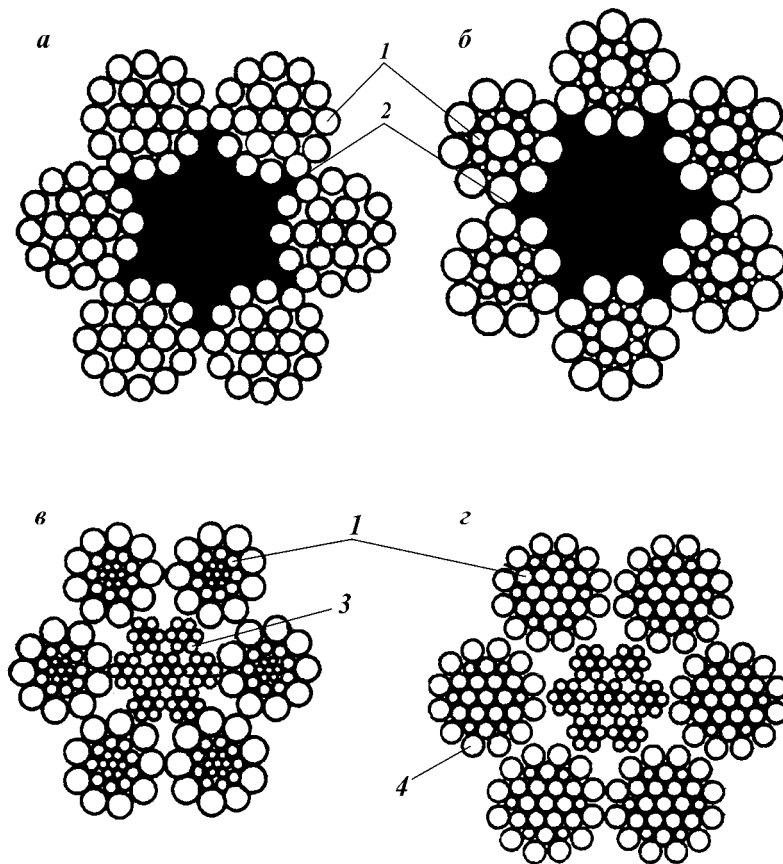


Рис. 15.6. Конструкции талевых канатов

В прядях группа проволок располагается по спирали вокруг сердечника в несколько концентрических слоев. Пряди каната изготавливают трех типов: с односторонним направлением, одинаковым углом свивки и линейным касанием проволок в слоях — тип ЛК (рис. 15.4, а); с одинаковым шагом свивки во всех слоях (рис. 15.4, б); комбинированные с разным направлением свивки по слоям (рис. 15.4, в). Во втором и третьем случаях проволоки в слоях перекрещиваются и происходит их точечное касание (тип ТК).

Пряди изготавливают из разного числа ( $1 + 6 + 12 + 18 = 37$ ) проволок одной толщины  $\delta$ , в слоях, свитых вокруг одной центральной проволоки сердечника — тип ТК (рис. 15.5, а); с одинаковым числом ( $1 + 9 + 9 = 19$ ) проволок разной толщины  $\delta_1$  и  $\delta_2$  в каждом слое — тип ЛК (рис. 15.5, б); с промежуточным слоем для лучшего заполнения сечения, состоящим из проволок двух толщин  $1 + (6 + 6) + 12 = 25$  (рис. 15.5, в); с внешним слоем из проволок различной толщины  $1 + (6 + 6) + 12 = 25$  (рис. 15.5, г).

В стальных канатах двойной свивки группа прядей располагается по спирали вокруг органического или металлического сердечника. Для тяжело нагруженных талевых систем лучше выбирать канаты с металлическим

сердечником, состоящим из семи прядей по семь проволок в каждой. Талевые канаты этого типа обеспечивают необходимую гибкость и имеют высокую поперечную жесткость.

Для талевых систем, предназначенных для бурения неглубоких скважин с небольшим числом СПО, следует выбирать канаты более простых конструкций, простой свивки с органическим сердечником. Для талевых систем для бурения глубоких скважин с большим числом СПО нужно выбирать канаты с высокой разрывной прочностью, хорошей гибкостью и сопротивлением истиранию внешних проволок, хорошо сохраняющих форму поперечного сечения, благодаря чему обрывы проволок в этих канатах менее вероятны. Этим условиям отвечают канаты с металлическим сердечником, у которых наружный слой прядей свит из проволок большой толщины, а внутренние слои – из тонких проволок.

На рис. 15.6 показаны канаты, применяемые в талевых системах: с простой конструкцией прядей 1, с точечным касанием проволок и органическим сердечником 2 (тип ТК-О  $6 \times 1 + 18 = 114$ , рис. 15.6, а); с линейным касанием проволок в прядях 1 и органическим сердечником 2 (тип ЛК-О  $6 \times 1 + 9 + 9 = 114$ , рис. 15.6, б); то же, но с металлическим сердечником 3 (тип  $7 \times 7 = 49$ ) и свивкой прядей 1 из проволок различной толщины (тип ЛК  $6 \times 26 = 156 + 1$  м.с., рис. 15.6, в); с прядями 1 из проволок разной толщины в промежуточном слое (тип ЛК-РО  $6 \times 1 + 6 + (6 + 6) + 12 = 186$ , рис. 15.6, г) с металлическим сердечником 4, более жестких конструкций и большей прочности применяют для спуска тяжелых обсадных колонн, когда требуется высокая прочность каната, а гибкость и износ не играют большой роли.

В табл. 15.1 приведены данные стальных канатов, применяемых в талевых системах.

Таблица 15.1

**Характеристики талевых стальных канатов**

| Диаметр каната, мм   | Площадь сечения, мм <sup>2</sup> | Удельная масса, кг/м | Разрывное усилие каната в целом, кН, при временном сопротивлении проволоки |       | Толщина проволоки внешнего слоя, мм |
|--|----------------------------------|----------------------|--|-------|-------------------------------------|
|  |                                  |                      | 18,0 МПа   |       |                                     |
| Канаты типа ЛК-О $6 \times 1 + 9 + 9 = 114$ ; $6 \times 1 + 6 + 9 = 96$ ;<br>ЛК-РО $6 \times 1 + 6 + 6 + 6 + 12 = 186$ |                                  |                      |  |       |                                     |
| 22,0   | 204                              | 1,9                  | 320  | 340   | 1,0                                 |
| 25,0   | 300                              | 2,66                 | 460*   | 517   | 1,6                                 |
| 28,0   | 376                              | 3,38                 | 576*   | 618   | 1,8                                 |
| 32,0   | 470                              | 4,15                 | 719*   | 742   | 2,0                                 |
| 35,0   | 564                              | 5,05                 | 863*   | 906   | 2,2                                 |
| 38,0   | 672                              | 5,98                 | 1029*  | 1100  | 2,4                                 |
| 41,3   | 712                              | 6,6                  | 1120   | 1200  | 2,6                                 |
| 44,5   | —                                | 8,2                  | 1200   | 1350  | 2,8                                 |
| Канаты типа ЛК-М $6 \times 1 + 9 + 9 = 114$ и $6 \times 1 + 6 + 9 + 9 = 150$   |                                  |                      |  |       |                                     |
| 22,0   | 219                              | 2,04                 | 330  | 360** | 1,0                                 |
| 25,5   | 304                              | 2,83                 | 470**  | 495   | 1,1                                 |
| 28,5   | 367                              | 3,40                 | 550  | 600** | 1,2                                 |
| 32,0   | 437                              | 4,05                 | 660  | 710** | 1,3                                 |
| 35,0   | 543                              | 5,05                 | 820  | 870   | 2,2                                 |
| 38,0   | 671                              | 6,25                 | 1010   | 1030  | 2,4                                 |
| 41,3   | 763                              | 7,1                  | 1150   | 1180  | 2,8                                 |
| 44,5   | —                                | 8,4                  | 1350   | 1380  | 2,8                                 |

\* Для каната по ГОСТ 16853–71 с металлическим сердечником.  
\*\* Данные, рекомендуемые ведущими зарубежными фирмами для тяжело нагруженных талевых систем.

### ПРОЧНОСТЬ КАНАТОВ

Условной прочностью  $R_c$  называется суммарное разрывное усилие всех проволок в канате. При расчетах, если суммарное разрывное усилие неизвестно, его определяют по номинальному временному сопротивлению проволоки по формуле

$$R_c = \sigma_b F,$$

где  $R_c$  — в Н;  $F$  — суммарная площадь сечения всех проволок,  $m^2$ ;  $\sigma_b$  — временное сопротивление проволоки, Па.

Разрывным усилием каната в целом  $R_d$  называется усилие, при котором происходит разрушение каната. Это действительная прочность каната в целом. Разрывное усилие каната в целом всегда меньше суммарной прочности составляющих его проволок.

### ДОЛГОВЕЧНОСТЬ КАНАТОВ

Под действием циклических нагрузок и перегибов на шкивах и барабане лебедки канат быстро разрушается и изнашивается.

Практикой установлено, что канаты считаются непригодными для дальнейшей эксплуатации при наличии определенного количества оборванных проволок на длине одного шага свивки. При дальнейшем использовании такого каната число обрывов быстро увеличивается, и через сравнительно небольшой срок канат полностью разрушается, что может привести к аварии.

Долговечность талевых канатов ограничивается числом разрушенных обрывов проволок или износом их по диаметру вследствие трения. Проволоки разрушаются в результате действия переменных напряжений растяжения, изгиба и кручения, возникающих от перегибов каната при наматывании и сматывании каната с барабана и движения его по блокам талевой системы; защемления каната между витками на барабане лебедки или в канавке шкива при ее несоответствии диаметру каната из-за износа канавки; повышения хрупкости проволок из-за перегрева от трения и последующего резкого охлаждения. Эти факторы оценивают по числу оборванных проволок на длине шага пряди каната.

Износ проволок каната происходит вследствие трения о канавки шкивов, барабана о витки каната (и наоборот) при движении или деформации растяжения каната, в этом случае изнашиваются проволоки наружного слоя; износа проволок внутри прядей вследствие трения прядей одна о другую и проволок между собой при изгибе. Этот износ можно оценить по уменьшению диаметра каната, который не должен превышать 10 %.

Срок службы проволочного каната определяется следующими факторами: качеством изготовления каната; соответствием конструкции и размеров каната заданным нагрузкам и условиям работы на буровой установке; диаметрами шкивов, барабана лебедки и размерами их канавок; числом слоев навивки на барабан; направлением перегибов при прохождении через шкивы; правильной оснасткой и эксплуатацией каната; качеством смазки каната. По ряду практических и экспериментальных данных уста-

новлена зависимость влияния различных конструктивных факторов на срок службы каната.

С увеличением отношения диаметра шкива к диаметру каната и уменьшением напряжения возрастает долговечность каната. Существует оптимальное соотношение между отношением  $D_{ш}/d$  и толщиной проволоки  $\sigma$ , при которой для заданных условий эксплуатации долговечность каната максимальна.

В канатах с линейным касанием проволок в прядях при соблюдении определенных соотношений напряжений и отношения  $D_{ш}/d$  более простые конструкции типа ЛК-РО 6×25 долговечнее более сложных по конструкции канатов типа ЛК-РО 6×37, имеющих большую гибкость. Это объясняется тем, что в последнем случае вследствие перекрещивания проволок в смежных слоях возникают дополнительные напряжения в точках их пересечения и происходит более быстрое истирание и обрыв тонких проволок.

Размеры профиля канавки, материал барабана и шкивов, удельное давление между канатом и канавкой оказывают большое влияние на работоспособность каната, поэтому профиль канавки должен точно соответствовать диаметру каната.

Талевые канаты не требуют дополнительной смазки при эксплуатации, так как закладываемой в канат смазки при его изготовлении достаточно на весь непродолжительный срок его службы. Применение специальных смазок с содержанием молибдена значительно увеличивает долговечность талевых канатов.

Согласно правилам Госгортехнадзора талевые канаты считают непригодными к дальнейшей эксплуатации в следующих случаях: при обрыве одной пряди каната; числе оборванных проволок более 10 % всего числа проволок в канате на шаге свивки каната диаметром свыше 20 мм; вдавливании одной из прядей вследствие разрыва сердечника каната; втягивании или сплющивании каната при его наименьшем диаметре менее 75 % первоначального; износе или коррозии 40 % и более (по отношению к первоначальному диаметру проволоки).

#### РАСЧЕТ КАНАТОВ ТАЛЕВЫХ СИСТЕМ

Канаты талевых систем рассчитывают на прочность по наибольшей действующей нагрузке и на долговечность по работе, выполненной канатом при СПО и бурении.

**Расчет на прочность.** Вследствие сложного напряженного состояния проволок в канате, расположенных под различными углами к оси, возникают силы давления, создающие трение между проволоками, и дополнительные касательные усилия, усложняющие напряженное состояние каната. Решить задачу по определению истинных напряжений, действующих в поперечном сечении каната, до настоящего времени не удавалось.

Правила Госгортехнадзора регламентируют расчет канатов по допускаемому усилию:

$$P_{доп} = R_A/S_B,$$

где  $R_A$  — разрывное усилие каната в целом, Н;  $S_B$  — коэффициент статического запаса прочности каната, зависящий от типа машины, характера ее

работы и диаметра шкивов (для талевых систем буровых установок принимают значения  $S_b = 2 \div 5$  при отношении  $D_{ш}/d > 30$ ; значения  $S_b < 2$  при статическом нагружении не допускаются; при динамических нагрузках при СПО  $S_b \geq 3$ ).

Исследования канатов показали, что при разрыве каната, движущегося на шкивах, фактическое или динамическое разрушающее усилие значительно ниже разрушающей нагрузки каната в целом при статическом нагружении. Возникающие радиальные сжимающие усилия и трение между проволоками и прядями при статическом нагружении приближают канат к монолитному телу, и он разрушается как одно целое. Несколько иначе происходит разрушение каната при прохождении по шкивам под нагрузкой.

Поперечное сечение каната деформируется, силы сцепления между отдельными проволоками уменьшаются, и каждая проволока и прядь начинает работать отдельно, что снижает прочность каната.

**Расчет работоспособности канатов.** Точных методов расчета срока службы канатов нет. В практике используют метод оценки срока их службы по количеству работы, совершенной канатом в процессе СПО и бурения. Этот метод следует использовать при выборе канатов талевых систем и для составления программы его эксплуатации. Метод позволяет производить сравнительную оценку работы каната или подсчитывать его работу в сходных условиях эксплуатации и корректировать составленную программу отработки в соответствии с фактическим износом каната.

Суммарную работу  $A_{\Sigma}$ , совершаемую канатом талевой системы за время бурения скважины, сравнивают с его работоспособностью  $A_k$ ; затем составляют программу перепуска и отрезания кусков каната талевой системы или находят его длину, необходимую для бурения скважины.

Общая работоспособность каната  $A_k$  — это сумма трех величин: запаса работоспособности — ресурса каната до первого отреза  $A_{k1}$ , запаса работоспособности каната при следующем его отрезании  $A_{k2}$  и запаса работоспособности каната, оставшегося на талевой системе после того, как резервная длина каната уже использована:

$$A_k = A_{k1} + A_{k2} + A_{k3}.$$

Работа каната до первого отрезания, Дж,

$$A_{k1} = A_0 l_0 k_c k_t k_{ш},$$

где  $A_0$  — базовый или номинальный ресурс работоспособности 1 м каната, Дж;  $l_0$  — длина отрезаемой части каната, м;  $k_c$ ,  $k_t$  и  $k_{ш}$  — коэффициенты.

Ниже приведены значения ресурсов работоспособности талевых канатов  $A_0$  при коэффициенте запаса прочности  $S_b = 5$  и отношении  $D_{ш}/\delta = 600$  (по данным зарубежных фирм) в зависимости от диаметра каната  $d$ .

|                    |         |         |     |     |      |
|--------------------|---------|---------|-----|-----|------|
| $d$ , мм.....      | 25,5    | 28,5    | 32  | 35  | 38   |
| $A_0$ , МДж/м..... | 620–650 | 750–770 | 960 | 150 | 1350 |

Значение  $l_0$  выбирают на основании опыта эксплуатации в зависимости от условий бурения, конструкции каната и талевой системы. Величину  $l_0$  можно также определить ориентировочно из соотношения  $l_0 = (0,6 \div 0,7)B$ , где  $B$  — расстояние от кронблока до пола буровой, т.е.  $l_0$  — длина, примерно равная длине одной ветви каната талевой системы. Длина отрезаемой

части каната не должна быть больше длины каната на первом слое барабана лебедки.

Корректирующий коэффициент  $k_c$  учитывает фактический статический коэффициент запаса прочности  $S_b$  в зависимости от веса бурильной колонны.

Коэффициент  $k_t$  учитывает число спуск-подъемов и зависит от буримости породы.

|                         |              |                   |               |                     |
|-------------------------|--------------|-------------------|---------------|---------------------|
| Порода.....             | Легкобуримая | Средней буримости | Труднобуримая | Очень труднобуримая |
| Коэффициент $k_t$ ..... | 1            | 0,9               | 0,8           | 0,7                 |

Коэффициент  $k_{ш}$  учитывает отношение диаметра шкива  $D_{ш}$  к толщине  $\delta$  проволоки наружного слоя каната.

|                      |     |     |     |
|----------------------|-----|-----|-----|
| $D_{ш}/\delta$ ..... | 500 | 600 | 700 |
| $k_{ш}$ .....        | 0,7 | 1,0 | 1,2 |

Работу, выполняемую талевой системой при операциях спуска и подъема бурильной колонны, принимают при расчетах в предположении, что нагрузка на крюк при спуске равна нагрузке при подъеме.

Работа при спуске и подъеме ненагруженного элеватора, Дж,

$$A_э = 2G_{т.с} h N_{к.х},$$

где  $G_{т.с}$  – вес подвижной части талевой системы, Н;  $h$  – длина хода крюка, м;  $N_{к.х} = N_{ут} + N_{б.к} = 2z_e/l$  – число циклов нагружений при подъеме ненагруженного элеватора;  $z_e$  – общая длина поднимаемых труб и УБТ.

Работу (Дж) при спуске УБТ при бурении на глубину, равную длине УБТ, приближенно определяют по формуле

$$A_{ут} = (G_{т.с} + S_{убт} G_{сy}) h N_{ут},$$

где  $S_{убт}$  – число спускаемых свечей УБТ;  $G_{сy}$  – вес свечи УБТ, Н;  $N_{ут}$  – число циклов спусков и подъемов тяжелого низа, равно  $S_{убт}$ .

При бурении в мягких породах величиной  $A_{ут}$  можно пренебречь ввиду ее малости.

Работа, выполняемая при спуске и подъеме бурильной колонны, Дж,

$$A_{бк} = [(G_{т.с} + G_{ут}) N_{бк} + G_{ст}(N_1 + 2N_2 + 3N_3 + \dots + N_i)]h,$$

где  $N_{бк}$  – число циклов при спуске и подъеме бурильной колонны;  $G_{ст}$  – вес свечи бурильных труб, Н;  $N_1, N_2, \dots, N_i$  – наработка на одной ступени, т.е. число циклов нагружений при колонне с одной, двумя, тремя свечами и т.д.

При известных общем весе бурильной колонны  $G_{бк}$   $G_{ут}$ , равном  $P_{кc}$ , и весе бурильных труб  $G_{бт}$  можно определить приближенно работу при СПО:

$$A_{бк} = (G_{т.с} + G_{ут} + G_{бт}/2) h N_{бк}.$$

## 15.5. КРОНБЛОКИ И ТАЛЕВЫЕ БЛОКИ

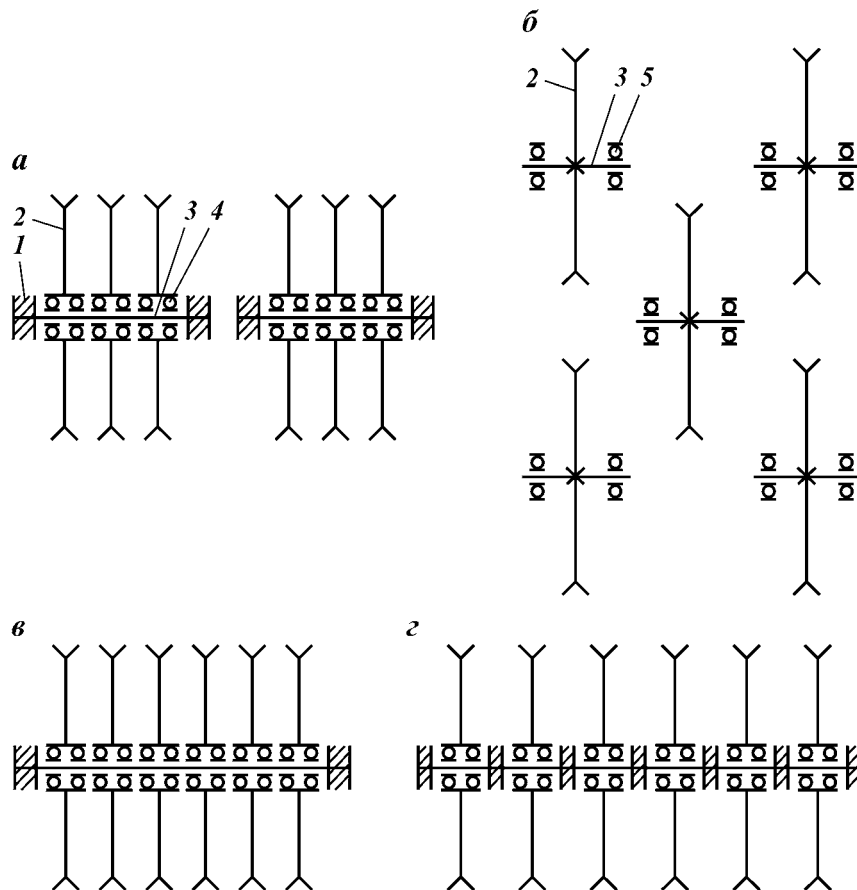
Кронблок и талевый блок служат для размещения неподвижной и подвижной групп свободно вращающихся шкивов, по которым проходит канат талевой системы, Кронблок и талевый блок представляют собой конструкцию, в которой группа свободно вращающихся шкивов смонтирована

на подшипниках на оси, укрепленной в корпусе. По числу осей и их креплению кронблочные и талевые блоки бывают двух видов — одноосные и многоосные. В одноосных конструкциях все блоки размещают на одной или нескольких подвижных соосных осях, а подшипники монтируют в ступицах шкивов; в многоосных конструкциях оси выполняют несоосными и вращающимися вместе со шкивами в подшипниках, укрепленных в корпусах на раме.

На рис. 15.7, а, в и г приведены схемы одноосных, а на рис. 15.7, б — многоосных кронблоков и талевых блоков. Предпочтительны одноосные конструкции, имеющие меньшие массу и габариты.

Одноосные кронблочные и талевые блоки по конструкции осей и опор выполняются трехопорными (см. рис. 15.7, а), двухопорными (см. рис. 15.7, в) и многоопорными (см. рис. 15.7, г).

Оси кронблока и талевого блока представляют собой нагруженную балку. Поэтому выбор того или иного конструктивного решения зависит от возможности обеспечить требуемую прочность оси и долговечность под-



**Рис. 15.7. Конструктивные схемы кронблоков:**  
 а — одноосная с промежуточной опорой оси; б — многоосная; в — одноосная с двумя внешними опорами; г — одноосная многоопорная; 1 — опора оси; 2 — шкив; 3 — ось; 4, 5 — подшипники шкива и оси

шипников. В двухопорных конструкциях диаметр оси должен быть значительно больше, чем в многоопорных. В многоопорных одноосных конструкциях диаметр оси может быть наименьшим, однако технологически сложно обеспечить равномерное распределение нагрузки по опорам при неразрезанной оси. Вариант трехопорной конструкции является промежуточным между рассмотренными двумя.

Меньшие размеры и массу имеют одноосные кронблочные без промежуточной опоры оси. Они монтируются на сварной стальной раме, на которой укреплена ось с пятью шкивами на роликоподшипниках. Кронблок рассчитан на максимальную нагрузку 1,4 МН, и такое конструктивное решение обеспечивает прочность, жесткость и удобство обслуживания.

Кронблок с одной осью и двумя опорами монтируют на раме сварной конструкции, изготовленной из двух продольных и двух поперечных (двутавровых) балок. Кронблок (рис. 15.8) опирается на подкронблочные балки вышки концами крайних продольных балок. К середине продольных балок приварены на прокладках разъемные корпуса опор, на которых укреплена секция со шкивами. Секция включает ось, на которой смонтированы шкивы, каждый на двух роликоподшипниках. Ось от проворачивания в опорах застопорена ригелями. К нижней полке одной из балок может быть прикреплен держателем вспомогательный блок на нагрузки до 0,03 МН для подъема различных деталей в буровой. Для защиты вращающихся шкивов и предохранения от соскакивания каната секция блоков закрыта кожухом, укрепленным на шарнирах.

Многоосные кронблочные выполняют одноярусными (оси находятся на одном уровне) и многоярусными (с разными уровнями расположения осей).

Талевый блок представляет собой стальной сборный корпус из литых или сварных стальных элементов, в котором на осях и подшипниках смонтированы шкивы. Талевый блок должен иметь минимальные габариты, особенно по ширине, так как он движется внутри вышки в пространстве между пальцами магазинов с бурильными свечами, чтобы обеспечить безопасное расстояние между блоком и элементами вышки.

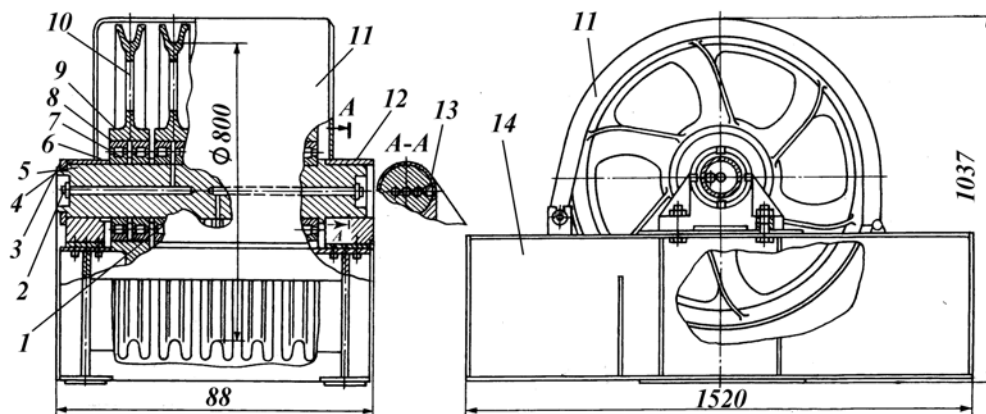


Рис. 15.8. Кронблок пятишкивный с одной осью:

1 — ось шкивов; 2 — пресс-масленка; 3 — гайка; 4, 12 — опоры; 5 — ось; 6, 7 — распорные кольца; 9 — пружинное кольцо; 10 — шкив; 11 — кожух; 13 — стопорный штифт; 14 — рама



Талевые блоки бывают двух видов: односекционные (все шкивы смонтированы на одной оси, укрепленной в боковых щеках) и двухсекционные (две секции шкивов смонтированы в корпусе отдельно, а между осями оставлено пространство для пропуска свечи). Двухсекционные талевые блоки применяют в системах автоматизированного спуска и подъема свечей.

На рис. 15.9 показан шестишкивный талевый блок для максимальной нагрузки 5,0 МН. Буровой крюк следует подвешивать к талевому блоку на его нижнюю серьгу или присоединять на стержнях к его корпусу. Верхняя траверса талевого блока должна иметь отверстия для подвески его при монтаже. Сверху и с боков талевый блок закрыт кожухами с пазами для прохода каната. Для придания жесткости кожуху на лепестках, образованных прорезями, приваривают ребра жесткости или штампуют выступы. Для обеспечения равномерной затяжки щек на оси и в торце верхней траверсы устанавливают регулировочные прокладки.

В системах для механизации спускоподъемных операций применяют двухсекционные талевые блоки, между секциями которых устанавливают трубы с направляющими раструбами для пропуска свечи.

Секции шкивов талевых блоков и кронблоков выполняют однотипной конструкции, представляющей собой ось, на которой на подшипниках качения смонтированы шкивы.

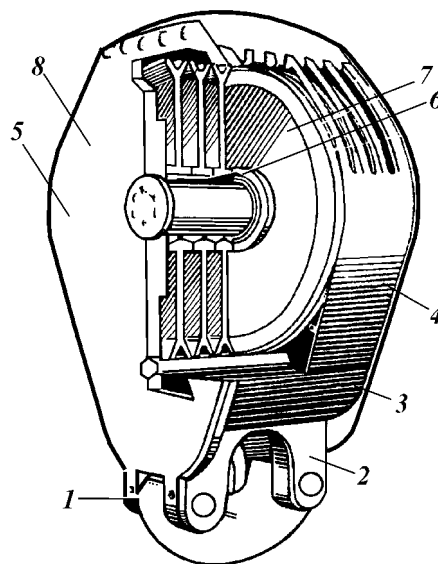
Секции шкивов кронблоков отличаются от секций талевых блоков только конструкцией концов оси и ее креплением, а также числом шкивов.

Для обеспечения взаимозаменяемости шкивы, подшипники, секции кронблоков и талевых блоков, выпускаемые одним заводом, выполняют одинаковыми.

Основными требованиями, которым должны удовлетворять эти механизмы, являются надежность и наименьшие размеры по длине оси для обеспечения необходимого минимального пространства в вышке для прохода талевого блока; кроме того, чем меньше длина оси, тем меньше напряжения изгиба в ней при прочих равных условиях.

Каждый шкив должен быть так смонтирован на подшипниках, чтобы он мог свободно вращаться независимо от частоты вращения соседних шкивов; в то же время он не должен смещаться по оси под действием осевых сил от трения каната о его реборду.

Талевые системы работают в довольно напряженных условиях, поэтому к точности изготовления и качеству материалов предъявляют повышенные требования. Боковое биение шкива допускается не более 1 мм, а радиальное — не более 0,5 мм на диаметре



**Рис. 15.9. Талевый блок шестишкивный:**  
1 — серьга; 2 — подвеска; 3 — корпус; 4 — кожух; 5 — ось шкивов; 6 — роликоподшипники; 7 — шкив; 8 — крышка

1000 мм. Отклонение оси профиля канавки допускается не более 1,5 мм, а разностенность реборд — не более 2 мм. Приемку следует осуществлять в соответствии с требованиями правил для грузоподъемных машин.

Корпус блока изготавливают сварным из углеродистой конструкционной стали, шкивы — литыми из легированных сталей типа 40ГЛ, 50ГЛ, 30ХНЛ или сварными из углеродистых и легированных сталей, с закалкой канавок до твердости HRC 30—40 и шероховатостью  $R_z = 25$  мкм.

Оси должны быть кованные, термические обработанные, из легированной стали марки 40ХН и др.

### 15.6. БУРОВЫЕ КРЮКИ И КРЮКОБЛОКИ

Буровой крюк предназначен для подвешивания бурильных колонн в процессе бурения, спуска и подъема бурильных труб и спуска обсадных колонн. В процессе этих технологических операций при проводке скважин он выполняет еще и другие функции:

удерживает подвешенный на штропе вертикально перемещающийся вертлюг с вращающейся бурильной колонной;

воспринимает крутящий момент, возникающий на опоре вертлюга, при вращении бурильной колонны ротором;

обеспечивает автоматический захват за штроп вертлюга с ведущей трубой, находящейся в шурфе при переходе от операций спуска к бурению, или, наоборот, освобождение штропа вертлюга с ведущей трубой, установленных в шурфе при переходе от операций бурения к подъему;

надежно удерживает в зеве крюка штроп вертлюга при внезапных остановах в скважине спускаемой колонны;

надежно удерживает на штропах элеватор с бурильной или обсадной колонной в процессе их спуска или подъема;

легкое поворачивание крюка и манипулирование им в процессе захватывания и освобождения свечей;

автоматически поднимает отвинченную от колонны свечу (при операциях ее подъема) на высоту, несколько большую длины замковой резьбы;

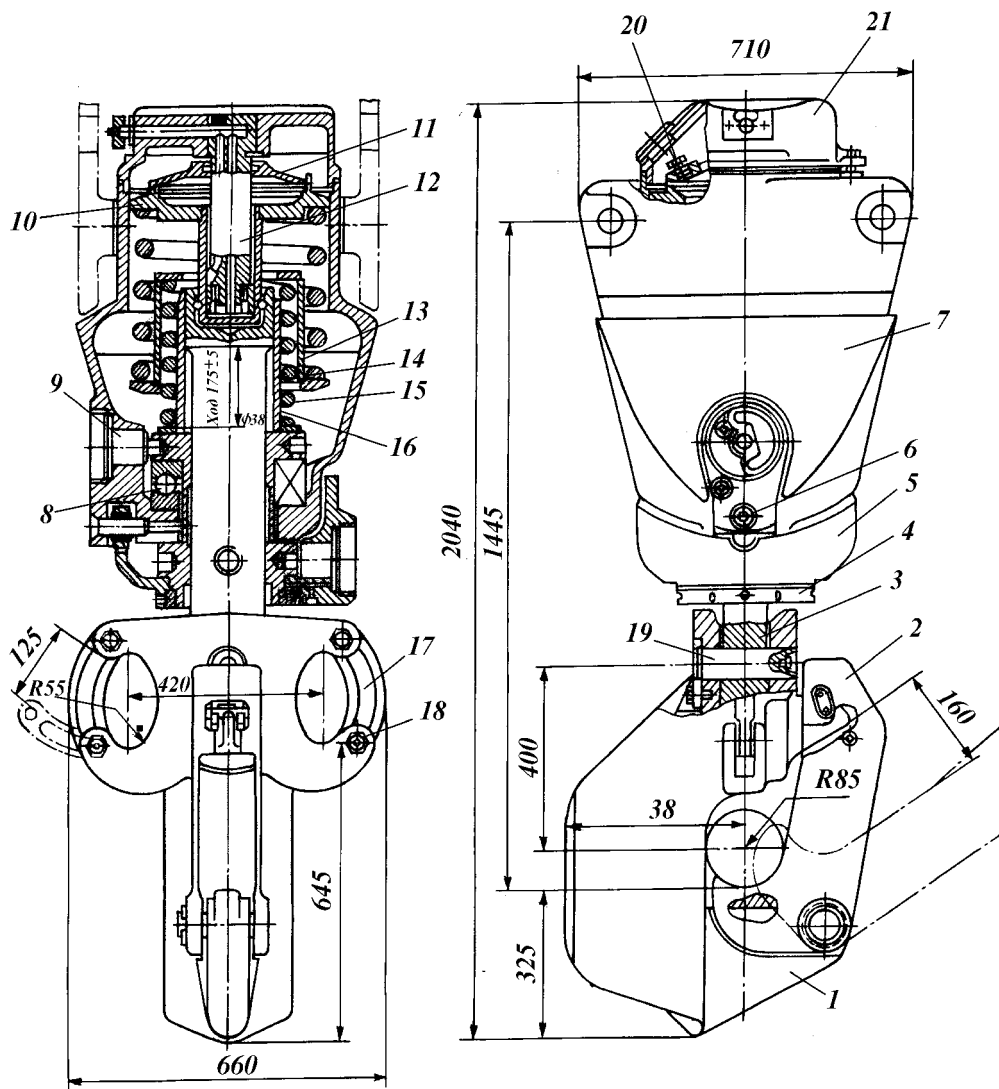
автоматически устанавливает ненагруженный элеватор в заданной позиции для захвата очередной свечи из-за пальца вышки.

Наиболее сложные функции крюк выполняет при работе с бурильными колоннами, и это определяет его конструкцию. Буровой крюк выполнен из двух частей: трех рогов, захватывающих штропы элеватора и вертлюга, и корпуса крюка, в котором размещены его механизмы. Центральный рог крюка служит для захвата штропа вертлюга, два боковых — для штропов элеватора. Это позволяет быстро снимать и надевать на крюк вертлюг при переходе от бурения к операциям по спуску и подъему, причем штропы элеватора остаются висеть на крюке, что облегчает работу обслуживающего персонала. В корпусе крюка размещаются упорный подшипник, ствол, пружина, амортизатор и другие устройства.

Подшипник служит для обеспечения поворота крюка при захвате свечей или элеватора во время СПО. Пружина необходима для автоматического извлечения ниппеля из муфты замка свечи при ее отвинчивании. Ход крюка  $s$  должен быть несколько больше длины резьбы замка (от 130 до 230 мм), а усилие пружины — больше веса свечи (в разжатом состоянии от 13 до 30 кН, а в сжатом — от 25 до 50 кН).

Гидравлический амортизатор необходим для того, чтобы исключить подскок свечи и порчу ее резьбы после развинчивания. Крюк также следует снабжать позиционером, устанавливающим ненагруженный захватывающий рог в положение, удобное для работы верхнего рабочего при захвате или освобождении элеватора от очередной свечи при СПО.

Буровые крюки классифицируют по максимально допустимой нагрузке и конструктивному исполнению — трех- и двурогие. Двурогие крюки при-



**Рис. 15.10. Литой крюк с гидроамортизатором и позиционером:**

1 — захват; 2 — защелка главного рога; 3 — ствол; 4 — гайка; 5 — позиционер; 6, 9 — стопоры; 7 — корпус; 8 — подшипник упорный; 10 — диск; 11 — крышка; 12 — поршень гидроамортизатора; 13, 16 — стаканы; 14, 15 — пружины; 17 — серьга; 18, 19 — оси; 20 — пробка; 21 — крышка

меняют только для спуска обсадных колонн; для бурильных колонн используют трехрогие крюки, которые должны быть надежны, легки и удобны в эксплуатации.

Буровые крюки по конструктивному оформлению выполняют двух видов: с захватывающей трехрогой частью, жестко соединенной со стволом, или с захватывающей частью, укрепленной к стволу шарнирно при помощи пальца (рис. 15.10). Каждая из этих конструкций имеет свои преимущества и недостатки, и выбор того или иного решения зависит от технологических возможностей завода-изготовителя.

Шарнирное укрепление захватывающей части позволяет сменять ее без демонтажа ствола и корпуса крюка, однако при высоком качестве изготовления это преимущество не играет большой роли. Крюки, у которых ствол и захватывающая часть составляют как бы одно целое, имеют значительно меньшую высоту, что позволяет применять их с вышками меньшей высоты.

Однорогие крюки используют в передвижных буровых установках небольшой мощности, когда масса крюка и штропов не имеет большого значения.

По способу изготовления крюки подразделяются на кованные, составные пластинчатые и литые из стали. Буровые крюки из стального литья применяют для максимальных нагрузок 1,2–1,4 МН; для больших нагрузок используют составные пластинчатые крюки.

На рис. 15.10, приведена удачная конструкция трехрогого литого крюка для максимальной нагрузки 1,4 МН с шарнирной подвеской грузозахва-

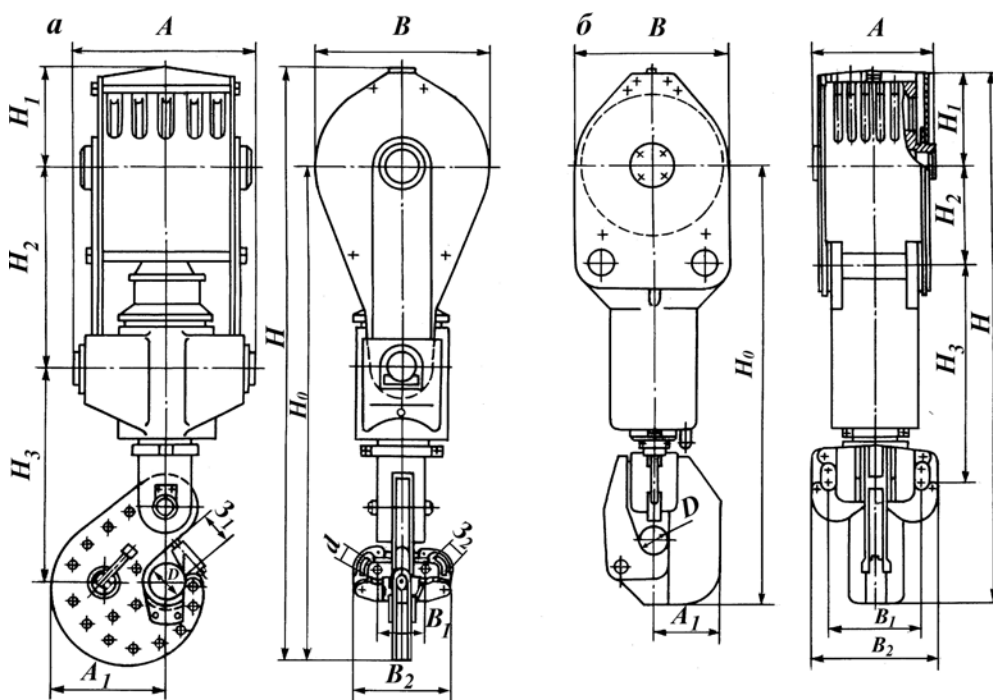


Рис. 15.11. Крюкблоки буровых установок с пластинчатым (а) и литым (б) крюками

тывающего рога. Крюк имеет защелку главного захвата большой длины с легкоуправляемым автоматически закрывающимся запорным устройством; защелка центрального рога может быть открыта только оператором.

Крюки можно соединять с талевым блоком шарнирно при помощи серьги, шарнирной промежуточной подвески или штропа.

В настоящее время буровые установки на максимальные нагрузки до 3,2 МН оборудуют крюкоблоками, а для больших нагрузок – крюками, шарнирно соединяемыми с талевым блоком.

Крюкоблоки выполняют двух видов: с шарнирным соединением крюка с талевым блоком и с жестким соединением крюка и его захватывающей части с талевым блоком (рис. 15.11). Последнее конструктивное решение позволяет получить крюкоблок меньшей общей высоты по сравнению с вариантом шарнирного крепления крюка с талевым блоком.

Требования к материалам деталей крюков, являющихся весьма ответственным элементом подъемного комплекса, очень высоки, так как их поломка почти всегда связана с тяжелыми авариями на буровой.

Тело крюка и другие грузонесущие детали изготавливают из среднеуглеродистых слаболегированных сталей, не обладающих хрупкостью и менее склонных к развитию усталостных трещин.

В табл. 15.2–15.4 приведены основные параметры элементов талевого механизма.

Трехрогие крюки выполняют литыми или составными, так как штамповка трехрогого крюка весьма сложная. Литые крюки изготавливают из легированного стального литья 30ХМЛ со следующими механическими свойствами: предел текучести  $\sigma_T = 550$  МПа, временное сопротивление  $\sigma_B = 700$  МПа, ударная вязкость  $a_n = 40$  Дж/см<sup>2</sup>.

Штропы изготавливают из стали 30ХГСА (ГОСТ 4543–74) или 35ХНМ (ГОСТ 1050–74), корпусы крюков – из литых сталей 30Л, 35Л (ГОСТ 97–75).

Таблица 15.2

Техническая характеристика кронблоков для установок ОАО «Уралмашзавод»

| Показатель                       | Буровые установки с ручной расстановкой свечей |  |  |                       |  |
|----------------------------------|--|--|--|-----------------------|--|
|                                  | УКБ-6-250                                      | УКБ-6-270                                  | УКБ-7-400<br>(ЗД86-1)                      | УКБ-7-400<br>(ЗД86-2) | УКБ-7-500                                  |
| Схема кронблока                  | Б  | Б  | Е  | Е                     | А  |
| Максимальная нагрузка, кН        | 2500   | 2700                                       | 4000                                       | 4000                  | 5000                                       |
| Число канатных шкивов            | 6  | 6  | 7  | 7                     | 7+2  |
| Диаметр каната, мм               | 28   | 32   | 32   | 32                    | 35   |
| Наружный диаметр шкива, мм       | 1000   | 1120                                       | 1120                                       | 1120                  | 1400                                       |
| Диаметр шкива по дну канавки, мм | 90   | 1000                                       | 1010                                       | 1010                  | 1285                                       |
| Диаметр оси, мм                  | 220  | 220  | 260  | 260                   | 280  |
| Подшипник шкива                  | 97744ЛМ, конический двухрядный 220×340×100     | 42244, роликовый цилиндрический 220×400×65 | 7097152М конический двухрядный 260×400×104 |                       | 7097556М конический двухрядный 280×420×110 |
| Габариты, мм:                    |  |  |  |                       |  |
| длина                            | 3180   | 2320                                       | 2220                                       | 3230                  | 6815                                       |
| ширина                           | 2606   | 1440                                       | 1460                                       | 3190                  | 2440                                       |
| высота                           | 1335   | 1322                                       | 1590                                       | 2440                  | 2200                                       |
| Масса, кг                        | 3885   | 3430                                       | 3560                                       | 6400                  | 9515                                       |

Продолжение табл. 15.2

| Показатель                       | Буровые установки с ручной расстановкой свечей |   |                                   |  |  |
|----------------------------------|--|---|-----------------------------------|--|--|
|                                  | УКБА-6-250                                     | УКБА-6-400                                  | УКБА-7-500                        | УКБА-7-600                                   | УКБА-7-(UNOC500)600                          |
| Схема кронблока                  | В  | В   | А                                 | Д  | А  |
| Максимальная нагрузка, кН        | 2500   | 4000  | 5000                              | 6000   | 6000   |
| Число канатных шкивов            | 6  | 6   | 7+2                               | 7  | 7+2  |
| Диаметр каната, мм               | 28   | 35  | 35                                | 38   | 38   |
| Наружный диаметр шкива, мм       | 1000   | 1400  | 1400                              | 1500   | 1500   |
| Диаметр шкива по дну канавки, мм | 900  | 1285  | 1285                              | 1365   | 1375   |
| Диаметр оси шкива, мм            | 220  | 280   | 280                               | 380  | 280  |
| Подшипник шкива                  | 97744ЛМ, конический двухрядный 220×340×100     | 7097156М, конический двухрядный 280×420×110 | конический двухрядный 280×420×110 | 1097976К, конический двухрядный, 380×520×150 | 7097156М, конический двухрядный, 280×420×110 |
| Габариты, мм:                    |  |   |                                   |  |  |
| длина                            | 4390   | 4390  | 6750                              | 5090   | 6920   |
| ширина                           | 2820   | 3190  | 3130                              | 2250   | 3250   |
| высота                           | 1810   | 2200  | 2192                              | 2240   | 2360   |
| Масса, кг                        | 5170   | 8040  | 9925                              | 11 683                                       | 11 855                                       |

Таблица 15.3

## Техническая характеристика крюкоблоков для установок ОАО «Уралмашзавод»

| Показатель                         | Крюкоблок                               |  |  |   |  |
|------------------------------------|---|--|--|---|--|
|                                    | УТБК-5-225 (НБО-Д, НБО-Э)               | УТБК-6-320 (ЗД86-1, ЗД86-2)                  | УТБК-6-450                                   | УТБК-5-225                                  | УТБК-5-320                                   |
| Максимальная нагрузка на крюке, кН | 2250                                    | 3200   | 4500   | 2250  | 3200   |
| Число канатных шкивов              | 5                                       | 6  | 6  | 5   | 5  |
| Диаметр каната, мм                 | 32                                      | 32   | 35   | 28  | 35   |
| Наружный диаметр шкива, мм         | 1120                                    | 1120   | 1400   | 1000  | 1400   |
| Диаметр шкива по дну канавки, мм   | 1000                                    | 1010   | 1285   | 900   | 1285   |
| Диаметр оси шкива, мм              | 220                                     | 260  | 280  | 220   | 280  |
| Исполнение крюка                   | Пластинчатый                            |  | Литой  | Пластинчатый                                | Литой  |
| Ход пружины крюка, мм              | 145                                     | 200  | 200  | 145   | 200  |
| Подшипник шкива                    | 42244, роликовый двухрядный, 220×440×65 | 7097152М, конический двухрядный, 260×400×104 | 7097156М, конический двухрядный, 280×420×110 | 97744ЛМ, конический двухрядный, 220×340×100 | 7097156М, конический двухрядный, 220×340×100 |
| Масса, кг                          | 6100                                    | 7520   | 8500   | 5320  | 7970   |
| Размеры (см. рис. 15.11), мм:      |   |  |  |   |  |
| H <sub>1</sub>                     | 670                                     | 710  | 843  | 610   | 850  |
| H <sub>2</sub>                     | 1320                                    | 1780   | 875  | 1260  | 875  |
| H <sub>3</sub>                     | 1430                                    | 1260   | 1612   | 1430  | 1612   |
| H <sub>0</sub>                     | 3280                                    | 3540   | 3507   | 3190  | 3507   |
| H                                  | 3950                                    | 4250   | 4350   | 3800  | 4090   |
| B                                  | 1170                                    | 1160   | 1450   | 1060  | 1450   |
| B <sub>1</sub>                     | 320                                     | 300  | 700  | 320   | 700  |
| B <sub>2</sub>                     | 630                                     | 630  | 960  | 630   | 960  |
| A                                  | 1125                                    | 1174   | 860  | 1010  | 860  |
| A <sub>1</sub>                     | 665                                     | 665  | 520  | 665   | 520  |

Продолжение табл. 15.3

| Показатель            | Крюкоблок                       |                                   |            |            |            |
|-----------------------|---------------------------------|-----------------------------------|------------|------------|------------|
|                       | УТБК-5-225<br>(НБО-Д,<br>НБО-Э) | УТБК-6-320<br>(ЗД86-1,<br>ЗД86-2) | УТБК-6-450 | УТБК-5-225 | УТБК-5-320 |
| <i>D</i>              | 220                             | 220                               | 200        | 220        | 200        |
| <i>Z</i> <sub>1</sub> | 210                             | 210                               | 210        | 210        | 210        |
| <i>Z</i> <sub>2</sub> | 150                             | 150                               | 150        | 150        | 150        |
| <i>d</i>              | 150                             | 120                               | 120        | 150        | 120        |

Таблица 15.4

**Техническая характеристика талевых блоков для работы с АСП**

| Показатель                         | Талевый блок             |                           |              |                           |                                  |
|------------------------------------|--------------------------|---------------------------|--------------|---------------------------|----------------------------------|
|                                    | УТБК-5-200               | УТБК-5-320                | УТБКА-6-400  | УТБКА-6-500               | УТБКА-6-500<br>(БУУНОС<br>500ДЕ) |
| Максимальная нагрузка на крюке, кН | 2000                     | 3200                      | 4000         | 5000                      | 5000                             |
| Число канатных шкивов              | 5                        | 5                         | 6            | 6                         | 6                                |
| Диаметр каната, мм                 | 28                       | 35                        | 35           | 38                        | 38                               |
| Число осей для установки шкивов    | 2                        | 2                         | 2            | 2                         | 2                                |
| Наружный диаметр шкива, мм         | 1000                     | 1400                      | 1400         | 1500                      | 1500                             |
| Диаметр шкива по дну канавки, мм   | 900                      | 1285                      | 1285         | 1365                      | 1375                             |
| Диаметр оси шкива, мм              | 220                      | 280                       | 280          | 380                       | 280                              |
| Подшипник шкива:<br>тип<br>размеры | КД97744ЛМ<br>220×340×100 | КД7097156М<br>280×420×110 |              | КД1097976К<br>380×520×150 | КД7097156М<br>280×420×110        |
| Габариты, мм:<br>высота<br>ширина  | 2215<br>1318             | 2705<br>1485              | 2735<br>1430 | 2845<br>1710              | 2845<br>1570                     |
| Масса, кг                          | 4250                     | 6850                      | 7720         | 10 580                    | 7420                             |

В пластинчатых крюках пластины среднего рога толщиной до 30 мм выполняют из легированной конструкционной крюковой стали со следующими механическими свойствами: предел текучести  $\sigma_t \geq 700$  МПа, временное сопротивление  $\sigma_b \geq 900$  МПа, ударная вязкость  $a_n \geq 60$  Дж/см<sup>2</sup>, твердость НВ 203 – 321. Пластины соединяют между собой заклепками. Подушку изготавливают из стального литья 35ХН (ГОСТ 4543 – 71) или др. Оси для подвешивания штропов элеватора выполняют из стали 38Х2Н2МА или 40ХН (ГОСТ 4543 – 71).

**15.7. ТАЛЕВЫЕ МЕХАНИЗМЫ  
БУРОВЫХ УСТАНОВОК ОАО «УРАЛМАШЗАВОД»**

Элементы талевого механизма (кронблоки, талевые блоки, крюки) имеют оптимальные соотношения диаметров канатного шкива и талевого каната. Канавки канатных шкивов обработаны ТВЧ. Оси шкивов и крюки выполнены из легированной стали высокой прочности. В качестве опор шкивов использованы подшипники с высокой долговечностью.

Крюки литой конструкции позволяют выполнить крюкоблоки мень-

ших габаритов по радиусу вращения и встроить удлиненную литую защелку для автоматического захвата штропов вертлюга. Небольшие габариты по радиусу вращения, наличие гидроамортизатора и ориентира обеспечивают удобство работы при расстановке свечей.

В зависимости от требований заказчика талевые механизмы поставляются в двух модификациях: для ручной расстановки свечей и для использования в комплекте с механизмами типа АСП, включая автоматический элеватор.

### 15.8. ТАЛЕВЫЕ МЕХАНИЗМЫ БУРОВЫХ УСТАНОВОК ВЗБТ

Элементы талевого механизма (кронблок, талевый блок, крюк) буровых установок ВЗБТ имеют следующие особенности:

приняты оптимальные соотношения диаметров канатного шкива и талевого каната, гарантирующие высокую долговечность талевого каната;

канавки канатных шкивов кронблока и талевого блока обработаны ТВЧ;

оси шкивов выполнены из легированной стали высокой прочности и износостойкости;

литая конструкция крюка, изготовленная из стали, высокой прочности, обеспечивает минимальную массу и удобство работы верхнего рабочего;

благодаря специальному механизму можно быстро провести перепуск талевого каната, что значительно увеличивает его долговечность.

В табл. 15.5, 15.6 приведены основные параметры элементов талевого механизма.

Таблица 15.5

Техническая характеристика кронблоков для установок ВЗБТ

| Показатель                       | Кронблок        |              |              |               |               |
|----------------------------------|-----------------|--------------|--------------|---------------|---------------|
|                                  | Сб.10А/БУ2500ЭУ | Б4.10.00.000 | Б1.10.00.000 | Б38.10.00.000 | М11.01.10.000 |
| Схема кронблока                  | <i>a</i>        | <i>b</i>     | <i>в</i>     | <i>г</i>      | <i>д</i>      |
| Допускаемая нагрузка, кН         | 1750            | 1000         | 1750         | 2000          | 1000          |
| Число канатных шкивов            | 5+1             | 5            | 5+1          | 5+1           | 5             |
| Диаметр каната, мм               | 28              | 25           | 28           | 32            | 25            |
| Наружный диаметр шкива, мм       | 1000            | 900          | 1000         | 1000          | 760           |
| Диаметр шкива по дну канавки, мм | 90              | 800          | 900          | 900           | 660           |
| Диаметр оси шкива, мм            | 170             | 170          | 170          | 170           | 170           |
| Габаритные размеры, мм:          |                 |              |              |               |               |
| длина                            | 2680            | 910          | 2120         | 816           | 1500          |
| ширина                           | 1046            | 950          | 910          | 1000          | 1000          |
| высота                           | 1400            | 950          | 1080         | 1080          | 1000          |
| Масса, кг                        | 2260            | 1100         | 1470         | 2263          | 1180          |

Примечание. Подшипники шкива — цилиндрический роликоподшипник 42234 (ГОСТ 8328—75), 170×310×52.



Таблица 15.6

## Техническая характеристика крюкоблоков для установок ВЗБТ

| Показатель                        | Крюкоблок  |               |
|-----------------------------------|--|---------------|
|                                   | Сб. 11Б/БУ2500ЭУ,<br>Б31.11.00.000<br>Б38.11.00.000) | М11.14.00.000 |
| Допускаемая нагрузка на крюке, кН | 1750(2000)   | 1000          |
| Число канатных шкивов             | 4  | 4             |
| Диаметр каната, мм                | 28(32)   | 32            |
| Число осей для установки шкивов   | 1  | 1             |
| Наружный диаметр шкива, мм        | 1000   | 760           |
| Диаметр шкива по дну канавки, мм  | 900  | 660           |
| Диаметр оси шкива, мм             | 170  | 170           |
| Исполнение крюка                  |  | Литой         |
| Ход пружины крюка, мм             | 140  | 140           |
| Габаритные размеры, мм:           |  |               |
| длина                             | 3264   | 2750          |
| ширина                            | 660  | 800           |
| высота                            | 1050   | 650           |
| Масса, кг                         | 3790   | 3000          |
| Размеры, мм:                      |  |               |
| $H_1$                             | 675  | 420           |
| $H_2 + H_3$                       | 2264   | 2013          |
| $H_0$                             | 2589   | 2328          |
| $H$                               | 3260   | 2750          |
| $V$                               | 1050   | 800           |
| $V_1$                             | 380  | 420           |
| $V_2$                             | 660  | 660           |
| $A$                               | 652  | 650           |
| $A_1$                             | 385  | 385           |
| $D$                               | 170  | 170           |
| $Z_1$                             | 210  | 210           |
| $Z_2$                             | 150  | 150           |
| $d$                               | 110  | 110           |

Примечание. Подшипники: шкивов – 42234 (ГОСТ 8328–75), 170×310×52; крюка – опорный 8308, 40×75×26 и опорный 889736, 180×300×95.

## Характеристика талевого блока и крюка для БУ1600/100ДГУ и БУ1600/100ЭУ

## Талевый блок Б4.15.00.000

|   |      |
|---|------|
| Допускаемая нагрузка на крюке, кН ..... | 1000 |
| Число канатных шкивов .....             | 4    |
| Диаметр шкива, мм:                      |      |
| наружный.....                           | 900  |
| по дну канавки.....                     | 800  |
| Диаметр каната, мм .....                | 25   |
| Число осей для установки шкивов .....   | 1    |
| Диаметр оси шкива, мм .....             | 170  |
| Габариты, мм:                           |      |
| длина .....                             | 940  |
| ширина .....                            | 746  |
| высота.....                             | 1583 |
| Масса, кг .....                         | 2412 |

## Крюк с подвеской Б4.34.00.000

|   |       |
|---|-------|
| Допускаемая нагрузка на крюке, кН .....       | 1000  |
| Исполнение крюка.....                         | Литой |
| Размер зева крюка под штроп вертлюга, мм..... | 170   |
| Размер зева боковых рогов, мм.....            | 85    |
| Усилие пружины крюка, кН:                     |       |
| в начале рабочего хода.....                   | 19,1  |
| при выбранном ходе .....                      | 43,0  |
| Ход пружины крюка, мм .....                   | 140   |
| Высота, мм .....                              | 2115  |
| Ширина по боковым рогам, мм.....              | 520   |
| Масса, кг .....                               | 790   |

## 15.9. БУРОВЫЕ ВЫШКИ

Буровая вышка представляет собой металлическое сооружение над устьем скважины, предназначенное для установки талевого механизма, устройств для механизации спускоподъемных операций и размещения бурильных свечей. От технического совершенства буровой вышки существенно зависят монтажеспособность и транспортабельность буровой установки, а также эффективность и безопасность бурения. Отказы буровой вышки могут вызвать тяжелые последствия, поэтому надежность и прочность – первостепенные требования, предъявляемые к буровым вышкам. Эти качества должны сочетаться с технологичностью и легкостью вышек, способствующих повышению экономичности и ускорению вышккомонтажных работ.

Согласно требованиям безопасности конструкция и крепление вышки к основанию или фундаменту должны обеспечить надежность и безопасность ее эксплуатации при отсутствии отяжек. В конструкции вышки должны быть предусмотрены кронблочная, верхняя рабочая и переходные площадки с маршевыми лестницами и стремянками от пола буровой до кронблока.

Верхняя площадка должна быть оборудована передвижной люлькой для рабочего, занятого установкой бурильных свечей при спускоподъемных операциях. Козлы для замены кронблока и монтажный ролик на верхнем основании вышки рассчитываются на подъем полуторакратной массы кронблока. Геометрические формы буровых вышек и отдельных ее элементов должны обладать минимальными аэродинамическими сопротивлениями с целью снижения ветровых нагрузок.

Буровые вышки подразделяются на башенные и мачтовые. В зависимости от способа спускоподъемных операций различают буровые вышки с устройствами для ручной и механизированной расстановки свечей.

Башенные вышки изготавливаются с гибкой (рис. 15.12, а) и жесткой (рис. 15.12, б) решетками. Известны конструкции башенных вышек, ноги которых изготовлены из сварных четырехгранных ферм (рис. 15.12, в) либо из труб большого диаметра (рис. 15.12, г). Вышки этих типов называют пилонными. Независимо от конструктивной схемы башенные вышки характеризуются высокой жесткостью и сопротивляемостью кручению под действием момента сил, создаваемого натяжением неподвижной и ходовой струн талевого каната. Однако вследствие большого числа болтовых соединений сборка башенных вышек сопряжена с большой трудоемкостью. Отсутствие связей между ногами пилонных вышек способствует повышению их монтажеспособности и улучшает обзор вышки со стороны мостков.

Мачтовые вышки (рис. 15.12, д) имеют А-образную форму и благодаря сварной конструкции секций ног обладают высокой монтажеспособностью. Ноги вышки имеют треугольное 1 и 2, четырехугольное 3 либо кольцевое 4 сечение. При одинаковых размере  $B$  и площади поперечных сечений наибольшим сопротивлением изгибу и кручению обладают вышки, имеющие четырехугольное сечение ног. Это обусловлено тем, что моменты инерции сечений 1, 2, 3 относительно оси изменяются пропорционально отношениям 1:1,35:1,50. Вышки с четырехугольным сечением ног наиболее материалоемки. Вышки с кольцевым сечением ног изготавливаются из труб большого диаметра, что приводит к их утяжелению. Жесткость и монтажеспособ-

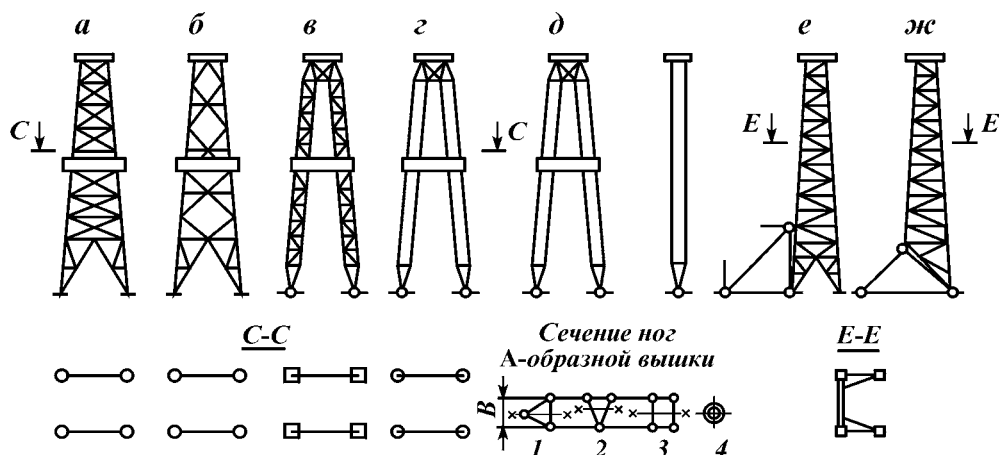


Рис. 15.12. Конструктивные схемы буровых вышек

ность хорошо сочетаются в буровых вышках с открытой передней гранью, имеющих четыре (рис. 15.12, е) либо две опоры (рис. 15.12, ж) и П-образную форму поперечного сечения.

Буровые вышки изготовляют из труб, уголков, швеллеров и круглого проката. Для несущих элементов предпочтительнее применять трубчатые профили, которые по сравнению с другими видами профилей обладают более высоким радиусом инерции и придают вышке благоприятные аэродинамические свойства, способствующие снижению ветровых нагрузок на вышку.

Башенная вышка (рис. 15.13) представляет собой четырехгранную усеченную пирамиду, состоящую из четырех наклонно расположенных ног 6, связанных между собой поясами 8 и гибкими диагональными тягами 7.

В рассматриваемой конструкции ноги и пояса вышки изготовлены из труб, а диагональные тяги — из круглого стального проката. На наголовнике вышки устанавливаются цельносварная подкронблочная рама, козлы 1 и подкронблочная площадка 2. Козлы снабжены блоком, используемым при монтаже вышки, замене кронблока и подъеме других тяжестей. Балконы 4 и 5 предназначены для работы второго помощника бурильщика (верхового) при ручной расстановке бурильных свечей длиной 36 и 27 м.

Каждый балкон состоит из четырех площадок 10, каркаса укрытий и оборудован пальцами 12 с шарнирной головкой для установки свечей и люлькой 11 для верхового, размещенной относительно оси скважины на расстоянии, достаточном для прохода талевого блока. На высоте около 15 м находится площадка для обслуживания стояка манифольда буровых насосов и бурового рукава.

Согласно требованиям безопасности, ширина площадок буровой вышки должна быть не менее 750 мм. Площадки имеют металлический настил из просечно-вытяжного листа (чтобы предотвратить скольжение), перила высотой не менее 1200 мм с продольными планками и прилегающий к настилу борт высотой 150 мм. Вышка снабжена маршевыми металлическими лестницами 3 шириной не менее 650 мм с переходными площадками и ограждениями в виде перил высотой не менее 1000 мм. На двух противо-

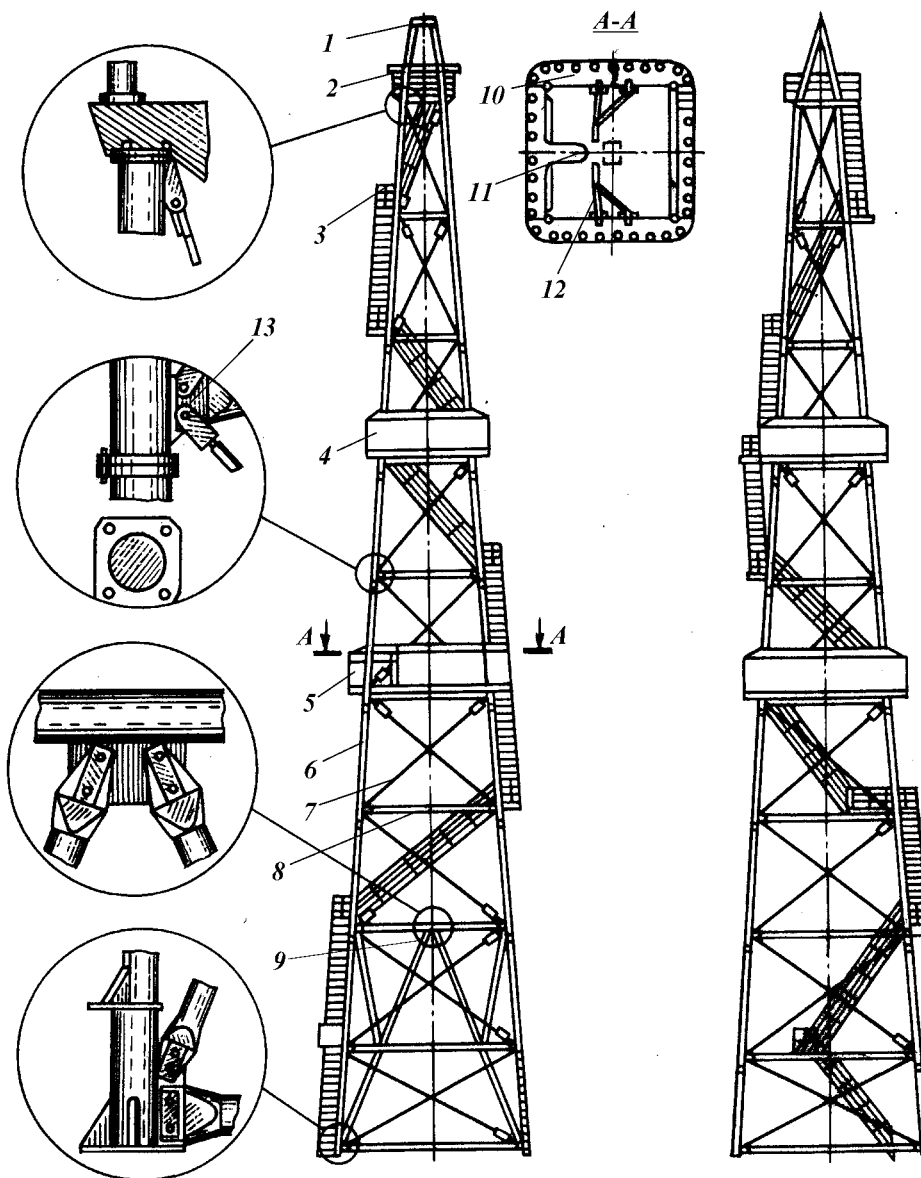


Рис. 15.13. Башенная вышка

положных гранях имеются ворота 9 для затаскивания необходимого оборудования.

Ноги вышки собираются из стоек, которые стыкуются болтовыми фланцами, приваренными к их торцам. Для удобства сборки и центрирования торцы стоек снабжены конусными направляющими. Нижние стойки ног имеют опорные плиты и кронштейны для домкратов, используемых при центрировании вышки. Известны другие способы соединения стоек ног вышки (фланцевое соединение на полухомутах и откидных болтах, соеди-

нения «торец в торец», стяжными болтами и др.). В соединениях без фланцев в результате деформации контактирующих поверхностей при перебазирующих и разборках вышки происходит ослабление посадок в стыках.

Пояса и диагональные тяги болтами соединяются с приваренными к ногам вышки косынками 13. Стойки ног и пояса вышки изготавливают из труб, диагональные тяги — из круглого проката. В другой модификации, отличающейся жесткой комбинированной крестовой решеткой, ноги вышки изготавливают из двух крестообразно расположенных угольников, а пояса и раскосы — из угольников меньшего размера.

В пилонной вышке аналогичной высоты и грузоподъемности стойки ног изготавливают из труб большого диаметра и соединяются посредством литых стальных фланцев, приваренных к торцам стоек. Верхние концы ног пилонной вышки шарнирно соединяются с подкронблочной рамой. Взаимное положение ног и жесткость вышки обеспечиваются диагональными винтовыми стяжками, соединяющими верхние стойки ног, и горизонтальными винтовыми тягами, расположенными в средней и нижней частях вышки. Опоры ног пилонной вышки выполнены в виде конуса с проушиной, закрепляемой в специальной стойке на фундаменте. Башенные вышки монтируются преимущественно сверху вниз посредством специальных вышечных подъемников.

Мачтовая А-образная вышка (рис. 15.14) состоит из двух ног, несущих основную нагрузку, и подкосов 5, удерживающих вышку в рабочем положении. В зависимости от высоты вышки каждая из труб 2 либо профильного проката, либо цилиндрическая. Секции стыкуются посредством фланцевых соединений. Для ускорения сборки вместо фланцевых соединений применяются полухомуты. Верхние секции имеют проушины для соединения с подкронблочной рамой, на которой установлены козлы и площадка 1 для обслуживания и ремонта кронблока.

В зависимости от схемы подъема и конструкции вышки подкосы 5 располагаются со стороны мостков либо на противоположной стороне и посредством проушин соединяются с ногами вышки. Ноги 4 вышки шарнирно соединяются с опорой, центрирующей вышку относительно оси ротора. Балкон 3 для второго помощника бурильщика и магазин для свечей крепятся к ногам вышки кронштейнами.

Стояк манифольда буровых насосов располагается внутри ноги вышки. Для обслуживания и смены бурового рукава внутри ноги вышки имеется небольшая площадка. Маршевые лестницы 6 монтируются на гранях одной из ног вышки и доходят до балкона. Внутри ноги вышки устанавливаются лестницы туннельного типа.

А-образную и другие мачтовые вышки собирают в горизонтальном положении на специально подготовленной площадке, достаточной для расположения собранной вышки и необходимого для ее монтажа оборудования. В вертикальное положение вышку поднимают при помощи стрелы и блоков, оснащенных канатом, ходовой конец которого крепится к барабану буровой лебедки, либо трактора-подъемника. В буровых установках универсальной монтажеспособности для подъема вышки используется специальный механизм подъема, представляющий собой достаточно жесткую П-образную раму с двумя подкосами и полиспастом. С помощью буровой лебедки, приводимой от регулятора подачи долота, и полиспаста механизма подъема вышка устанавливается в рабочее положение и крепится к подкосам, придающим вышке устойчивость при эксплуатации.

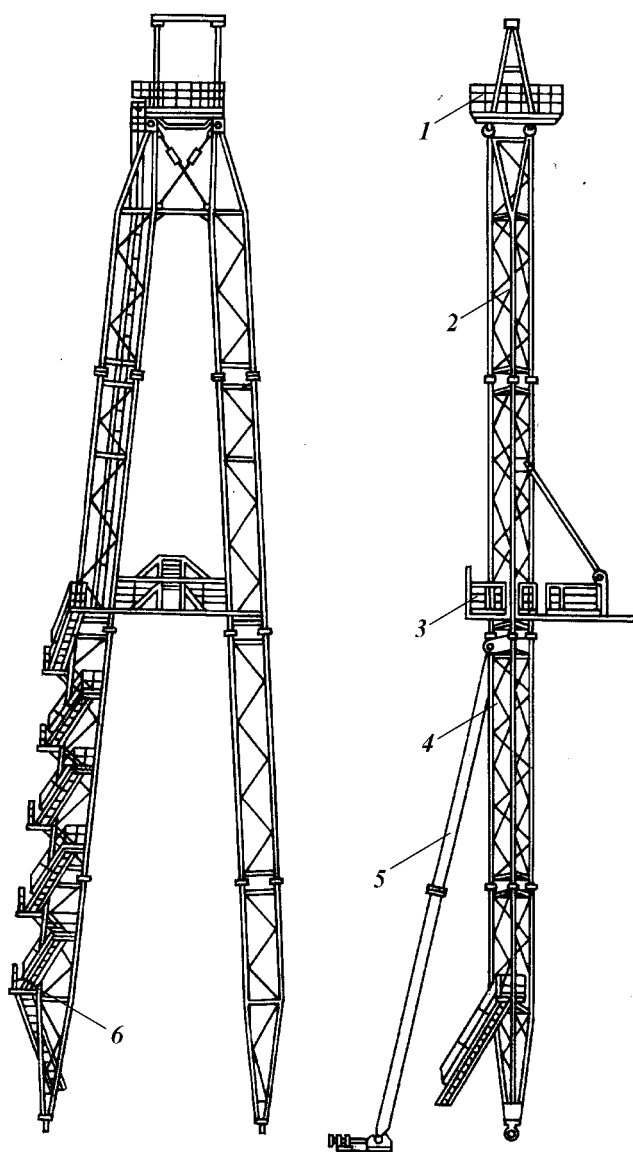


Рис. 15.14. Мачтовая А-образная вышка

При подъеме из скважины бурильные свечи нижним концом устанавливают на подсвечник. Верхний конец свечей заводят в так называемый магазин, и они упираются в палец. Между пальцем и люлькой имеется просвет для свободного прохода труб наибольшего диаметра. Пальцы изготавливают из толстостенных труб, они имеют шарнирную головку, которая поворачивается при случайных ударах талевого блока, благодаря чему предотвращается поломка пальца.

Мачтовые буровые вышки для буровых установок ОАО «Уралмашзавод» изготавливаются следующих типов: А-образные (ВМ), П-образные (ВМП) и четырехопорные (ВУ).

Таблица 15.7

## Техническая характеристика мачтовых вышек

| Показатель  | А-образные вышки                                       |             |                           | П-образные вышки |
|---|--|-------------|---------------------------|------------------|
|   | ВМА-45×200   | ВМР-45×200У | ВМР-45×320,<br>ВМА-45×320 | ВМП-45×320       |
| Допускаемая нагрузка на крюке, кН                               | 2000   | 2000        | 3200                      | 3200             |
| Рабочая высота (расстояние от ротора до подкронблочной рамы), м | 45   | 45          | 45                        | 45               |
| Нагрузка на крюке при испытании, кН                             | 2400   | 2400        | 3840                      | 3840             |
| Расстояние между ногами, м                                      | 10,3   | 10,3        | 10,3                      | —                |
| База нижняя (расстояние между осями опорных шарниров), м        | —  | —           | —                         | 2,6×10,3         |
| Длина свечи, м  | 25–27  | 25–27       | 25–27                     | 25–27            |
| Диаметр и толщина трубы, мм                                     | 140×8  | 140×8       | 140×14                    | —                |
| Профиль уголка  | —  | —           | —                         | 200×200×17       |
| Соединение секций между собой                                   | Пальцевое  |             | Фланцевое                 |                  |
| Длина секций, м   | 11 940   | 11 940      | 11 940                    | 11 900–12 750    |
| Габариты сечения ноги, м  | 1640×2440  | 1640×2440   | 1640×2440                 | 1800×3000        |
| Размеры, мм:  |  |             |                           |                  |
| <i>H</i>  | 44 800   | 44 800      | 44 800                    | 44 800           |
| <i>H</i> <sub>1</sub>   | 6200   | 7200        | 8200                      | 8200             |
| <i>H</i> <sub>2</sub>   | 3550   | 4750        | 5300                      | 2400             |
| <i>H</i> <sub>3</sub>   | 4600   | 4600        | 4600                      | 4100             |
| <i>H</i> <sub>4</sub>   | 16 750   | 17250       | 17 750                    | 17 350           |
| <i>A</i>  | 10 300   | 10 300      | 10 300                    | 10 300           |
| <i>A</i> <sub>1</sub>   | —  | —           | —                         | 2600             |
| <i>B</i>  | 620  | 650         | 630                       | 250              |
| <i>V</i> <sub>1</sub>   | 9 880  | 9 635       | 4 450                     | 5 250            |
| Масса, кг:  |  |             |                           |                  |
| секции (максимальная)   | 3795   | 3483        | 4475                      | 7010             |
| вышки   | 36 290   | 30 766      | 41 050                    | 69 450           |
| Система подъема вышки   | Буровой лебедкой с помощью специального приспособления |             |                           |                  |

Таблица 15.8

## Параметры четырехопорных мачтовых вышек

| Показатели  | ВУ-45×400А, ВУ-45×450 | ВУ-45×500  |
|---|-----------------------|------------|
| Допускаемая нагрузка на крюке, кН                               | 4000/4500             | 5000       |
| Рабочая высота (расстояние от ротора до подкронблочной рамы), м | 45                    | 45         |
| Нагрузка на крюке при испытании, кН                             | 4800/5400             | 6000       |
| Расстояние между ногами, м                                      | 11×8                  | 11×8       |
| Длина свечи, м  | 25–27                 | 25–27      |
| Применяемый профиль уголка:                                     |                       |            |
| верхней части   | 250×250×16            | 250×250×16 |
| нижней части  | 160×160×14            | 160×160×14 |
| Число секций  | 12                    | 12         |

| Показатели                    | ВУ-45×400А, ВУ-45×450                 | ВУ-45×500    |
|-------------------------------|---------------------------------------|--------------|
| Соединение секций между собой | Фланцевое на болтах                   |              |
| Длина секций, м               | 12 865–9 925                          | 12 865–9 925 |
| Размеры сечения ног вышки, мм | 1840×2340                             | 1840×2340    |
| Размеры, мм:                  |                                       |              |
| $H$                           | 44 800                                | 44 800       |
| $H_1$                         | 8 200                                 | 10 200       |
| $H_2$                         | 8 300                                 | 10 300       |
| $H_3$                         | 5 000                                 | 5 000        |
| $H_4$                         | 20 000                                | 20 000       |
| $H_5$                         | 1600                                  | 1900         |
| $H_6$                         | 4136                                  | 4950         |
| $A$                           | 8000                                  | 8000         |
| $B$                           | 11 000                                | 11 000       |
| Масса, кг:                    |                                       |              |
| секции (максимальная)         | 6400                                  | 6400         |
| вышки                         | 63 000                                | 63 000       |
| Система подъема вышки         | Буровой лебедкой с помощью полиспаста |              |

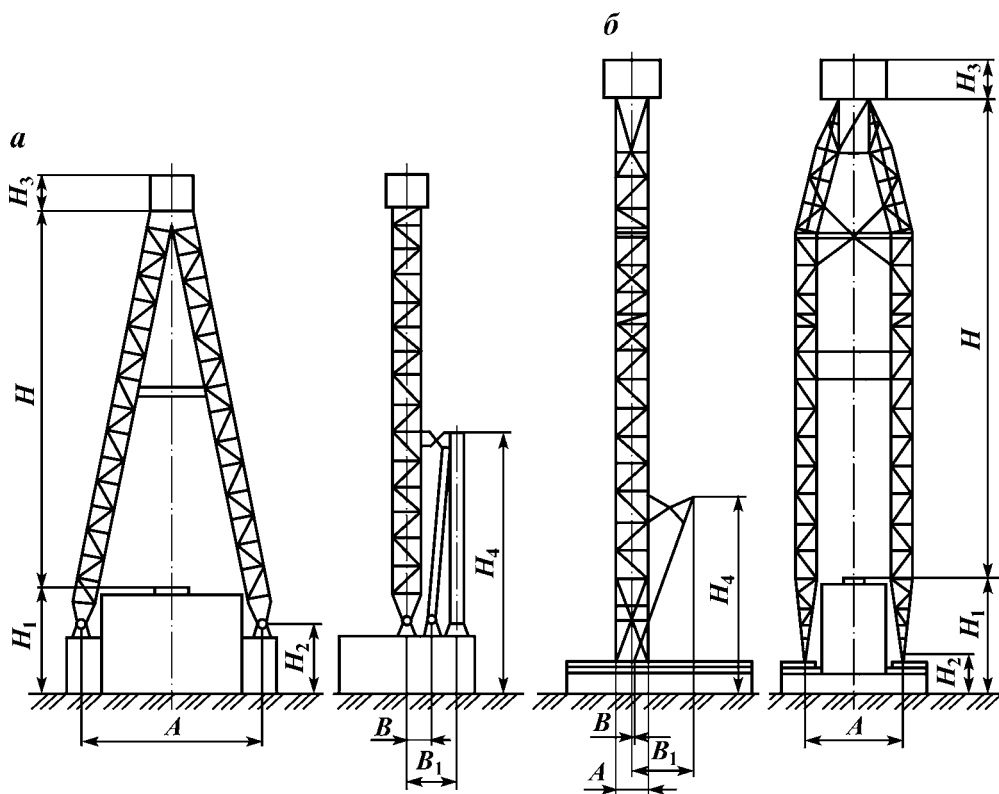


Рис. 15.15. Буровые вышки мачтового типа:  
 а – А-образные; б – П-образные



Таблица 15.9

## Техническая характеристика буровых вышек ВЗБТ

| Показатель  | Б4.01.00.000   | С6.01/БУ2500ЭУ  | Б1.01.00.000,<br>Б11.01.00.000,<br>Б11.01.00.000-01 | Б12.01.00.000           | Б12.01.00.000-01 |
|---|--|-----------------|---|-------------------------|------------------|
| Буровые установки, в которых использованы буровые вышки               | БУ1600/100ДГУ,<br>БУ1600/100ЭУ                           | БУ2900/175ДГУМ1 | БУ2900/175ЭП-М,<br>БУ2900/175ДЭП-1,<br>БУ2900/175ЭК | БУ2900/175ЭПБМ1         | БУ2900/200ЭПК    |
| Допускаемая нагрузка на крюке, кН                                     | 1000   | 1750            | 1750  | 1750                    | 2000             |
| Нагрузка на крюке при испытании, кН                                   | 1200   | 2100            | 2100  | 2100                    | 2400             |
| Рабочая высота (расстояние от стола ротора до подкронблочной рамы), м | 38,8   | 42,1            | 40,8  | 41,6                    | 41,6             |
| Длина свечи, м  | 25–27  | 25–27           | 25–27   | 25–27                   | 25–27            |
| Расстояние между ногами, м  | 7,5  | 9,0             | 7,5   | 6,5                     | 6,5              |
| Сечение ноги вышки  | Трехгранное  | Четырехгранное  | Трехгранное   | Четырехгранное          |                  |
| Число секций  | 8  | 8               |   |                         |                  |
| Диаметр и толщина трубы, мм   | 140×6  | 140×6           | 140×12  | 140×12                  | 140×12           |
| Соединение секций между собой   | Фланцево-хомутовое                                       |                 | Секций –  | фланцевое, наголовник – | на осях          |
| Габариты сечения ноги, мм   | 1640×1640×1620   | 1640×2140       | 1640×1640×1620                                      | 1682×2183               | 1682×2183        |
| Наличие маршевых лестниц  | –  | Имеются         | –   | Имеются                 |                  |
| Размеры, мм:  |  |                 |   |                         |                  |
| <i>H</i>  | 38 800   | 42 400          | 40 800  | 41 640                  | 41 640           |
| <i>H</i> <sub>1</sub>   | 5300(8300)   | 5800            | 5800  | 6000                    | 8000             |
| <i>H</i> <sub>2</sub>   | 3300(6300)   | 3300            | 3300  | 2800                    | 4800             |
| <i>H</i> <sub>3</sub>   | 3300   | 4100            | 3370  | 4823                    | 4823             |
| <i>H</i> <sub>4</sub>   | 12 800(15 800)   | 11 800          | 15 800  | 13 900                  | 15 900           |
| <i>H</i> <sub>5</sub>   | 3030(6030)   | 2600            | 3030  | 9055                    | 11 055           |
| <i>A</i>  | 7500   | 900             | 7500  | 6500                    | 6500             |
| <i>B</i>  | 5855   | 2865            | 5800  | 3300                    | 3300             |
| Масса, кг:  |  |                 |   |                         |                  |
| секции (наибольшая)   | 1544   | 2520            | 1980  | 4527                    | 4527             |
| вышки (без механизма подъема)   | 15 200   | 33 300          | 18 500–18 700                                       | 31 520                  | 31 520           |
| вышки (с механизмом подъема)  | 21 800   | 42 700          | 26 300–26 600                                       | 33 872                  | 33 881           |
| Полезная площадь магазинов, м <sup>2</sup>                            | 3,23   | 4,38            | 4,28  | 4,66                    | 4,66             |
| Система подъема вышки   | От буровой лебедки через систему специального полиспаста |                 |   |                         |                  |

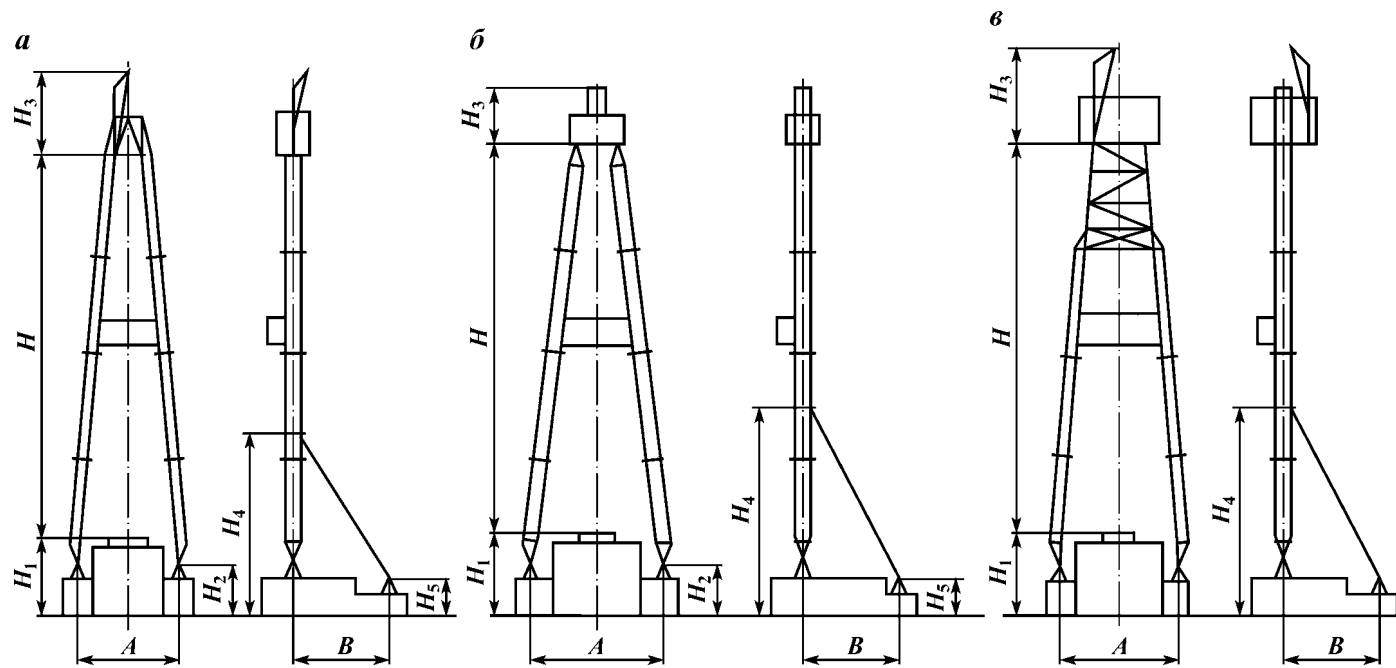


Рис. 15.17. Буровые вышки ВЗБТ:  
 а – Б4.01.00.000; б – С6.01/2500ЭУ; в – типа Б1, Б11, Б12

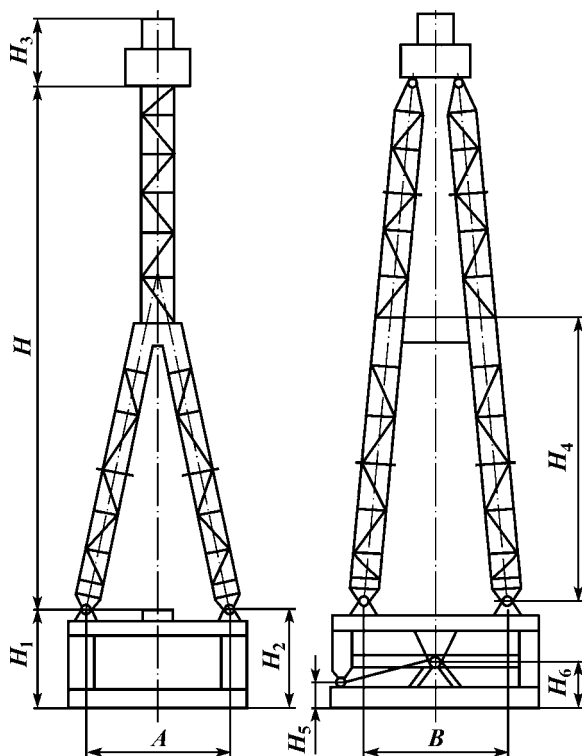


Рис. 15.16. Четырехопорная мачтовая вышка

А-образные вышки применяются в буровых установках классов 3200/200 и 5000/320, П-образные — в буровых установках класса 5000/320.

Четырехопорные мачтовые вышки используются в буровых установках классов 6500/400 и 8000/500. Обладая жесткостью башенных, вышки этого типа сохранили монтажные качества мачтовых вышек. Оригинальная схема подъема предусматривает использование в качестве устройства для подъема вышки буровой площадки. Вышки такого типа обеспечивают одновременное размещение двух комплектов свечей: для работы с механизированной их расстановкой с одной стороны и для работы с ручной расстановкой — с другой.

Подъем и опускание вышек осуществляются буровой лебедкой с помощью специальных устройств.

Внутри одной ноги вышки имеются лестницы тоннельного типа до подкранблочной площадки, внутри второй ноги — лестницы маршевого типа с переходными площадками (до платформы верхового рабочего).

В табл. 15.7 и 15.8 приведены основные параметры, на рис. 15.15 и 15.16 — конструкции вышек ОАО «Уралмаш», а в табл. 15.9 и на рис. 15.17 — вышек ВЗБТ.

## 15.10. БУРОВЫЕ ЛЕБЕДКИ

### ФУНКЦИОНАЛЬНЫЕ ТРЕБОВАНИЯ К БУРОВЫМ ЛЕБЕДКАМ

Буровые лебедки выполняют следующие функции: натяжение и наматывание на барабан ведущей ветви каната талевого системы при подъеме и торможении, а также сматывание каната при спуске и наращивании бурильных и обсадных колонн и ненагруженного крюка с элеватором. Лебедки также натягивают вспомогательные канаты при свинчивании и развинчивании колонн (при отсутствии специальных ключей), подъеме и спуске грунтоносок и подъеме различных грузов, оборудования и вышек в процессе монтажа и демонтажа установок.

Лебедки могут быть также предназначены для передачи вращения ротору и подачи бурильной колонны во время бурения.

Спуск и подъем бурильных колонн производят много раз, все операции повторяются систематически в строго определенной последовательности, а нагрузки на лебедку при этом носят циклический характер. При подъеме крюка мощность подводится к лебедке от двигателей, а при спуске, наоборот, тормозные устройства должны преобразовывать всю освободившуюся энергию в теплоту. Для лучшего использования мощности во время подъема крюка с переменной по величине нагрузкой приводные трансмиссии лебедки или ее привод должны быть многоскоростными.

Лебедка должна оперативно переключаться с больших скоростей подъема на малые скорости и обратно, обеспечивать плавное включение с минимальной затратой времени на эти операции. В случаях прихватов и затыжек колонн сила тяги при подъеме должна быть быстро увеличена. Переключение скоростей для подъема колонн различного веса осуществляется периодически.

Канат на барабан лебедки при спуске и подъеме в зависимости от нагрузки, скорости крюка и числа ветвей в талевого оснастке должен навиваться и свиваться с различными скоростями. Скорость наматывания каната на барабан при подъеме колонн наибольшего веса должны быть в пределах 3–5 м/с, а при подъеме ненагруженного элеватора – в пределах 12–20 м/с. Более высокие скорости ухудшают условия намотки каната на барабан и не дают существенного выигрыша во времени при подъеме. Наибольшая скорость разматывания каната при спуске бурильных колонн не должна превышать 30 м/с.

В процессе бурения с помощью лебедки осуществляют спуск (подача) бурильной колонны со скоростью, составляющей десятитысячные или сотые доли метра в секунду, и подъем для разгрузки долот со скоростью до 1 м/с.

В процессе подъема колонн канат навивается на барабан лебедки с натяжением от действия веса колонны, а свивается при спуске ненагруженного элеватора под небольшим натяжением. В процессе спуска колонн, наоборот, канат навивается при небольшом натяжении и большой скорости во время подъема ненагруженного элеватора, а свивается при натяжении от веса всей колонны.

В связи с этим необходимо обеспечить упорядоченную укладку каната на барабан при его намотке во избежание врезания ведущей ветви между рыхлоуложенными витками каната нижележащих слоев.

Для выполнения перечисленных функций буровая лебедка должна быть снабжена следующими органами и устройствами:

станиной-рамой, на которой монтируются все механизмы лебедки; барабаном для навивки талевого каната; механическим ленточным тормозом (основной — стопорный) для замедления движения и остановки крюка в любом месте по высоте вышки (при отсутствии в конструкции лебедки специальных устройств для регулирования скорости подачи колонны во время бурения эти функции должны осуществляться также ленточным тормозом); тормозом замедления (вспомогательным) для регулирования скорости спуска колонн и рассеивания части энергии, выделяющейся при этом; оперативными фрикционными муфтами включения высоких и низких частот вращения барабана лебедки (называемых «тихой» и «быстрой»); трансмиссией, осуществляющей передачу мощности и вращения барабану лебедки при подъеме; катушечным валом, оборудованным катушками для выполнения с их помощью вспомогательных работ (свинчивание и развинчивание труб, подъем грузов и т.д.); вспомогательным барабаном, который смонтирован на катушечном валу и служит для намотки каната при тартальных работах по извлечению грунтоносок и др.; пультом для управления лебедкой и всеми агрегатами буровой установки; щитом приборов для контроля работы лебедки и других органов установки; промежуточным валом для передачи вращения ротору при цепных трансмиссиях.

Лебедка представляет собой отдельный агрегат с жестким металлическим корпусом, смонтированным на раме-салазках для обеспечения быстрого монтажа, демонтажа и транспортировки.

Вал с главным барабаном, передачами и муфтами включения смонтирован в корпусе, обеспечивающем необходимую герметичность, прочность и жесткость конструкции и предохраняющем от попадания грязи в трансмиссии и подшипники.

Механический (главный) тормоз обеспечивает прогрессивно увеличивающееся и плавное торможение барабана. В соответствии с требованиями техники безопасности тормоз монтируется непосредственно на барабане; его ленты должны плотно охватывать тормозные шкивы при торможении и обеспечивать свободное вращение барабана при спуске и хороший отвод теплоты, выделяющейся при торможении. Лебедку снабжают вспомогательным тормозом для обеспечения регулирования момента торможения и поглощения части энергии, выделяющейся при спуске колонн. Вспомогательный тормоз должен осуществлять торможение барабана только при спуске колонн, а при подъеме, при вращении барабана в обратном направлении, торможение должно быть исключено.

Кинематическую связь между валами буровых лебедок лучше осуществлять цепными передачами и только в легких самоходных установках — зубчатыми передачами.

Пульт управления и щиты приборов следует располагать так, чтобы бурильщик мог удобно и просто управлять лебедкой и всем оборудованием буровой установки и, не меняя своей позиции, иметь хороший обзор рабочей площадки и оборудования в процессе работы.

Конструкция лебедки должна позволять выполнять непосредственно

на буровой с минимальными затратами времени мелкие ремонтные работы (смену тормозных колодок, смену талевого каната, цепей и др.). Лебедки должны обеспечивать надежную и бесперебойную работу на буровой в течение всего периода проводки скважины. До поступления в ремонт лебедка должна наработать не менее 3000 ч.

В зависимости от комплекса выполняемых работ лебедки могут быть универсальными, предназначенными для всех работ, связанных со спуском, подъемом и подачей колонн в процессе проводки скважины, и специализированными, выполняющими часть функций (только подъем и спуск колонн). В последнем случае свинчивание, развинчивание, подъем и спуск небольших грузов, грунтоносок и другие работы выполняют с помощью другой вспомогательной лебедки. Первый вид буровых лебедок применяют при их установке на уровне пола буровой, второй вид – при установке их ниже пола буровой. В последнем случае должно быть предусмотрено дистанционное механическое и пневматическое управление, причем лебедку не оборудуют катушечным валом для вспомогательных работ, так как эти работы должна выполнять вспомогательная лебедка, устанавливаемая на уровне пола буровой. Вспомогательную лебедку оборудуют катушками, барабаном для навивки вспомогательного или тартального каната и другими устройствами, а ротор приводится либо через вспомогательную лебедку, либо от индивидуальных двигателей.

Буровые лебедки классифицируют по величине тягового усилия на ведущей ветви каната, мощности, передаваемой на барабанный вал, мощности тормозов, числу барабанов и валов. Кинематические схемы и конструктивное оформление лебедок могут быть весьма разнообразными.

#### **КИНЕМАТИЧЕСКИЕ СХЕМЫ, УСТРОЙСТВО И ТЕХНИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ЛЕБЕДОК**

Кинематические схемы буровых лебедок с помощью условных обозначений демонстрируют совокупность, связи и соединения их кинематических элементов. На рис. 15.18 приведена кинематическая схема одно-вальной буровой лебедки III с коробкой перемены передач II, регулятором подачи долота I и трансмиссией IV ротора. Рассматриваемая схема используется в лебедке ЛБУ-1100М1 и является характерной для современных отечественных и зарубежных буровых лебедок. Подъемный вал 25 лебедки приводится цепными передачами 3 и 26 от приводного вала 4 и промежуточного вала 24 коробки перемены передач II, трансмиссионный вал 21 которой соединяется с приводом муфтой 22 и передает три прямые скорости (цепные передачи 12, 16, 17) и одну обратную (зубчатая передача 20, 23).

Цепная передача 3 (81/21) включается шинно-пневматическими муфтами 2 и 9 под давлением воздуха, поступающего через вертлюжки на торцах соединяемых валов. Посредством этой передачи подъемному валу лебедки сообщаются «тихие» скорости I, II, III в зависимости от частоты вращения вала 24 коробки перемены передачи, переключаемой кулачковыми муфтами 18, 19, 13, 14 и 15. Цепная передача 26 (40/39) включается шинно-пневматической муфтой 27 через вертлюжок на правом торце подъемного вала. При этом скорости вращения IV, V, VI («быстрые») вала 24 передаются подъемному валу.

Лебедка имеет две обратные скорости, передаваемые подъемному валу

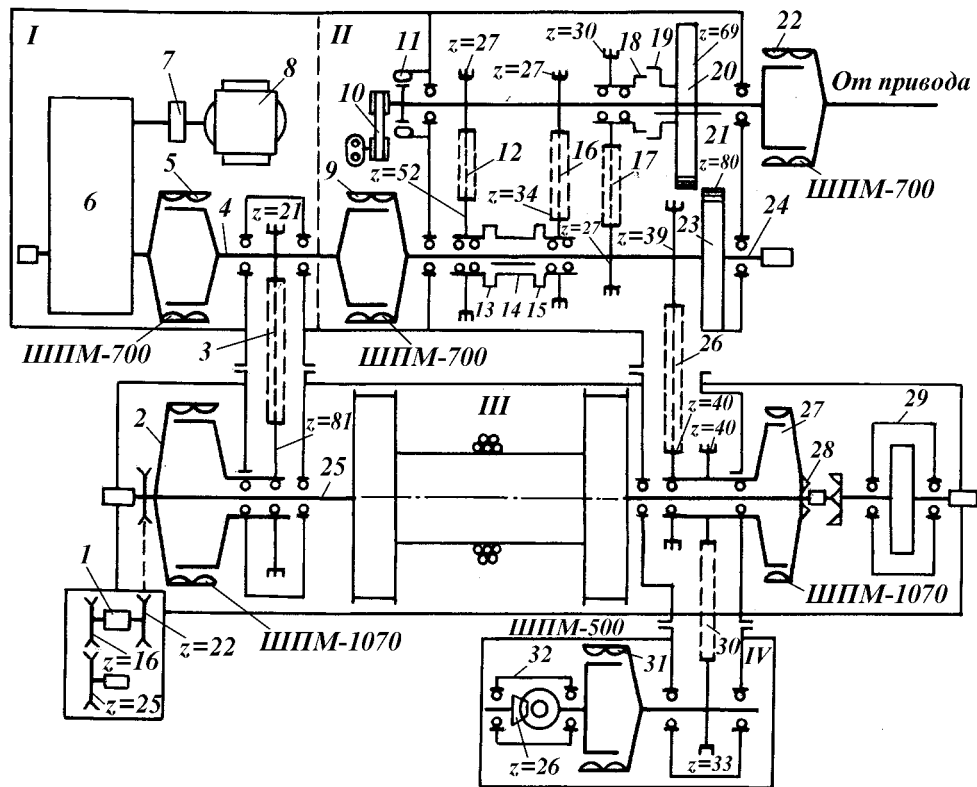


Рис. 15.18. Кинематическая схема одновальной буровой лебедки ЛБУ-1100М1

цепными передачами 3 и 26 зубчатым зацеплением 20, 23 коробки перемены передач. Торможение лебедки осуществляется электромагнитным тормозом 29, соединяющимся с подъемным валом кулачковой муфтой 28. Ротор 32 приводится от подъемного вала лебедки цепной передачей 30, включаемой шинно-пневматической муфтой 31. Частота вращения подъемного вала контролируется тахогенератором 1.

В рассматриваемой лебедке подача долота осуществляется автоматически посредством регулятора подачи долота 1, присоединяемого в процессе бурения скважины к подъемному валу лебедки шинно-пневматической муфтой 5 и цепной передачей 3. Регулятор подачи долота, состоящий из электродвигателя 8, муфты 7 и редуктора 6, используется также для подъема колонны труб в случае отказа основного привода. Клиноременная передача 10 служит для вращения масляного насоса. Пневматический тормоз 11 фиксирует положение вала, необходимое для включения кулачковых муфт и зубчатой передачи.

Кинематическая схема двухвальной буровой лебедки показана на рис. 15.19. Эта схема используется в лебедках, приводимых от коробки перемены передач, передающей вращение трансмиссионному валу 5 посредством одной цепной передачи 4 вместо двух передач, принятых в ранее рассмотренной схеме одновальной лебедки. От трансмиссионного вала цепными передачами 3 «тихой» скорости (69/29) и 8 «быстрой» скорости (36/37), ко-

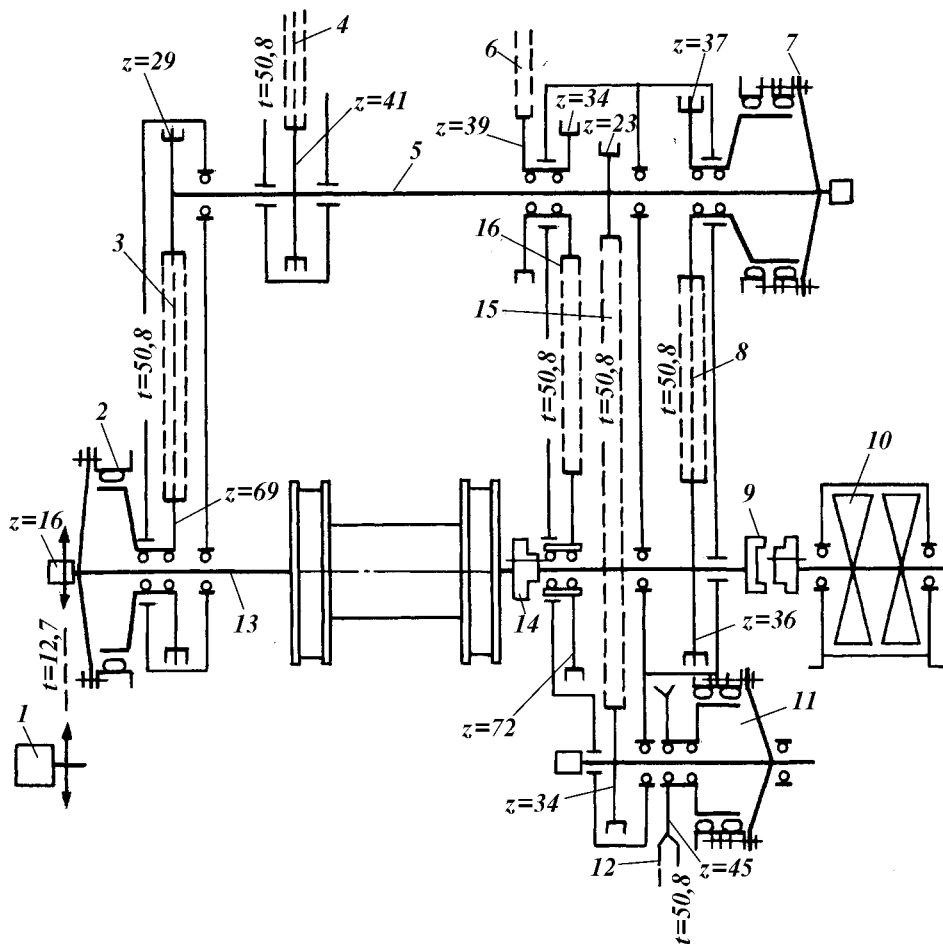


Рис. 15.19. Кинематическая схема двухвальной буровой лебедки

которые включаются шинно-пневматическими муфтами 2 и 7, вращение передается подъемному валу 13 лебедки.

Число скоростей трансмиссионного вала 5 равно числу скоростей коробки перемены передач. На подъемном валу число скоростей удваивается благодаря передачам 3 и 8. Скорость спуска ограничивается гидродинамическим тормозом 10, соединяющимся с подъемным валом кулачковой муфты 9. В отличие от схемы, представленной, на рис.15.18, ротор приводится не от подъемного вала, а от трансмиссионного. Для этого используются передачи 12 и 15, включаемые шинно-пневматической муфтой 11.

Число скоростей ротора в рассматриваемой схеме равно числу скоростей коробки перемены передач. Цепная передача 6 соединяет регулятор подачи долота с трансмиссионным валом 5, от которого вращение передается подъемному валу лебедки цепной передачей 16, включаемой кулачковой муфтой 14. Такую схему имеют шестискоростные лебедки, приводимые от дизелей и электродвигателей переменного тока через трехскоростную коробку перемены передач. Привод тахогенератора 1 – от цепи.



В случае привода от электродвигателей постоянного тока кинематическая схема буровой лебедки упрощается. В отличие от рассмотренной лебедки не имеет коробки перемены передач и подъемный вал посредством эластичных и шинно-пневматических муфт соединяется с двумя противоположно расположенными двигателями. Трансмиссионный вал лебедки служит для передачи вращения подъемному валу при выходе из строя одного из двигателей. Благодаря почти трехкратному снижению частоты вращения мощность одного двигателя оказывается достаточной для выполнения спускоподъемных операций. В процессе бурения трансмиссионный вал используется для передачи вращения от регулятора подачи долота барабану лебедки. Торможение лебедки при спуске колонны труб осуществляется электродвигателями, переходящими на работу в режиме генераторов, и обычным ленточным тормозом.

Трехвальная лебедка (рис. 15.20) состоит из валов: подъемного 15, трансмиссионного 5, катушечного 3 и дополнительного 9 для привода ротора. Лебедка приводится от зубчатой коробки перемены передач с выходными ведущими и ведомыми валами. Ведущий вал коробки перемены пе-

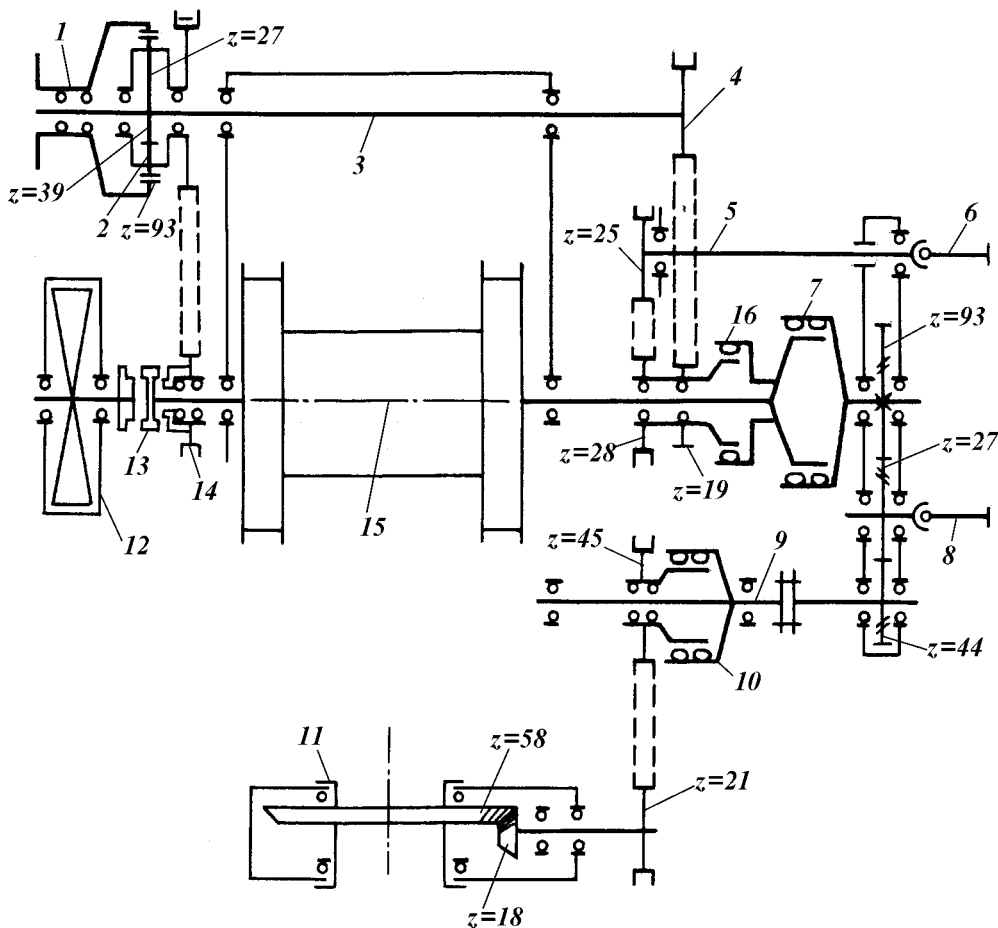


Рис. 15.20. Кинематическая схема трехвальной буровой лебедки У2-5-5

редач соединяется с карданным валом 6, с трансмиссионным валом 5 и посредством цепной передачи (28/25), включаемой шинно-пневматической муфтой 16, передает подъемному валу «быструю» скорость.

Ведомый вал коробки перемены передач имеет четыре скорости. Посредством карданного вала 8 ведомый вал коробки передач соединяется с зубчатым редуктором, у которого также два выходных вала. Один из них соединяется с подъемным валом лебедки шинно-пневматической муфтой 7, а второй — с валом 9 привода ротора 11. Таким образом, лебедка имеет пять скоростей (четыре «тихие» и одна независимая «быстрая»), а ротор — четыре частоты вращения.

Катушечный вал 3 приводится цепной передачей 4, ведущее колесо  $z = 19$  которой на подъемном валу 15 заблокировано со свободно посаженным цепным колесом  $z = 28$  «быстрой» скорости. Таким образом, катушечный вал 3 находится в постоянном зацеплении с быстроходным валом коробки передач. На консоли катушечного вала установлена фрикционная катушка 1 с планетарной зубчатой передачей 2, используемая для вспомогательных работ на буровой.

Привод ротора осуществляется цепной передачей (21/45), включаемой шинно-пневматической муфтой 10. Гидродинамический тормоз 12 и цепное колесо 14 регулятора подачи долота присоединяются к подъемному валу лебедки двусторонней кулачковой муфтой 13.

На рис. 15.21 показан вид сверху буровой лебедки ЛБУ-1100, основные конструктивные элементы которой повторяются в других моделях современных отечественных и зарубежных лебедок для эксплуатационного и глубокого разведочного бурения. Лебедка монтируется на сварной металлической раме 4, приспособленной для ее перевозки и перемещения подъемным краном при монтажно-демонтажных работах. К раме приварены корпус масляных вал 3 и 10 цепных передач, соединяющих лебедку с коробкой перемены передач. В отцентрированных отверстиях корпусов масляных ван установлен подъемный вал с барабаном 7 буровой лебедки.

В корпусе 10 размещается вторая цепная передача, используемая для привода вала 11 трансмиссии ротора. Вал трансмиссии ротора на сферических роликоподшипниках устанавливается в дополнительной расточке корпуса 10 и выносной опоре 12, закрепленной на раме лебедки. Масляные ванны, закрытые крышками и промежуточными кожухами 15 и 19, соединяются с коробкой перемены передач. Наружные фланцы масляных ванн закрываются кожухами 16 и 18. На раме со стороны пульта 2 бурильщика смонтированы стойка 8 балансира, тормозной вал 17 и вал 5 рукоятки управления ленточным тормозом. Электромагнитный тормоз 14 крепится к раме соосно с подъемным валом и соединяется с ним кулачковой муфтой 13. На раме установлены два тахогенератора 9 и 20.

Тахогенератор 9 предназначен для контроля частоты вращения стола ротора и соединяется цепной передачей с валом 11 трансмиссии ротора. Тахогенератор 20 соединяется с валом электромагнитного тормоза и предназначен для контроля скорости спуска колонн труб при автоматическом режиме работы электротормоза. На стойке 1 установлен командоаппарат комплекса АСП для блокировки перемещений механизма захвата свечи и талевого блока. Привод командоаппарата осуществляется от цепной звездочки на подъемном валу лебедки.

К раме крепится воздухопровод 6 системы пневматического управления лебедкой. Для безопасной работы и защиты от загрязнения подвижные

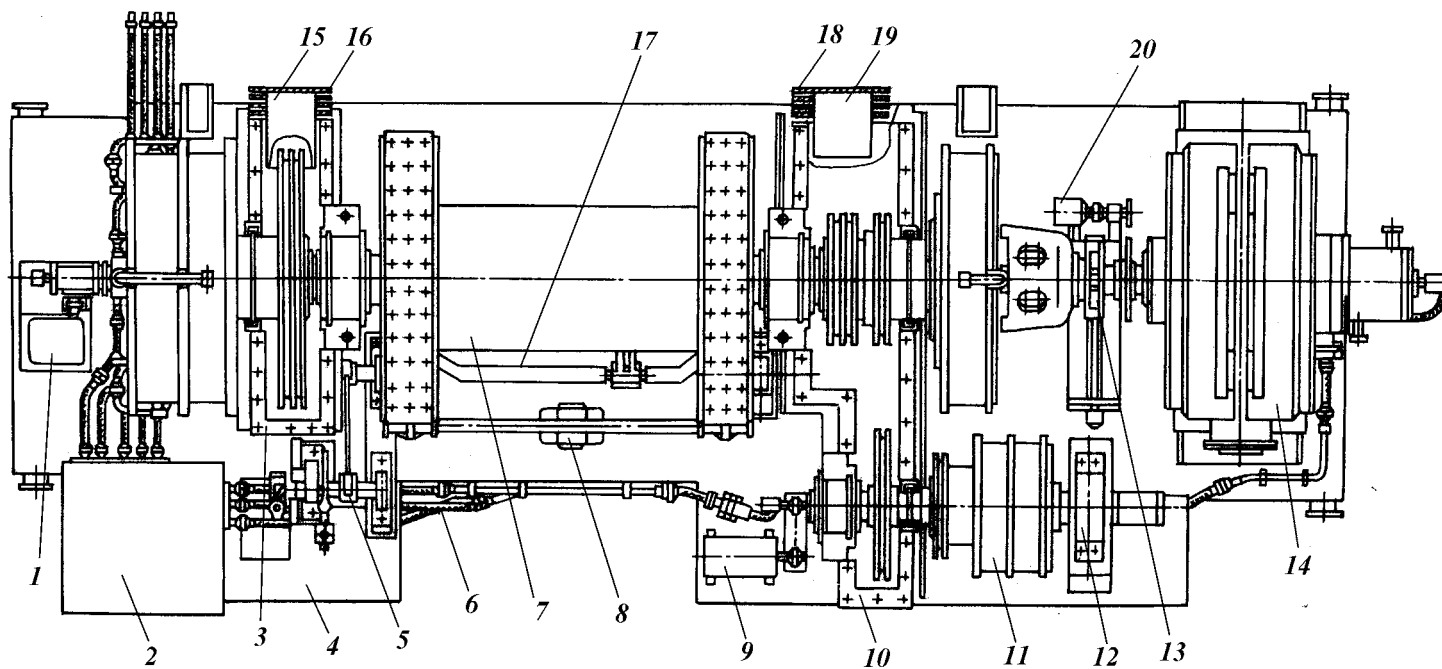


Рис. 15.21. Буровая лебедка ЛБУ-1100

части лебедки закрыты металлическими кожухами с дверцами для доступа к ее отдельным деталям и узлам.

Подъемный вал (рис. 15.22) — основа буровой лебедки. Между коренными подшипниками 15 подъемного вала 19 напрессованы ступицы дисков барабана 18. В правом более доступном для работы диске имеется внутренний прилив (сечения А—А и С—С) для крепления талевого каната планкой 32 и болтами 33. В буровых лебедках канат крепится с внутренней либо с наружной стороны диска. Узел крепления должен быть надежным и удобным в работе. Наружное расположение узла крепления более доступно и удобно для быстрого крепления и освобождения каната. Недостаток наружного крепления — повреждение витков каната в результате трения с верхней кромкой углубления для заделки каната.

Наиболее распространены простые в изготовлении барабаны с гладкой наружной поверхностью. Для улучшения намотки барабан лебедки снабжается съемными накладками, имеющими параллельные и переходные спиральные канавки для укладки витков каната. Симметричное расположение параллельных и спиральных участков канавки на длине отдельных витков способствует снижению инерционных нагрузок от дисбаланса, создаваемого в результате одностороннего увеличения радиуса навивки в местах перехода смежных слоев каната.

К дискам барабана крепятся тормозные шкивы 16 (см. рис. 15.26). В рассматриваемой конструкции тормозные шкивы снабжены кольцевой рубашкой для охлаждающей воды. Вода в тормозных шкивах циркулирует по замкнутому циклу. Для этого через устройство 8 на торце вала и трубку, установленную внутри вала, по трубкам 20 вода поступает в правый, а затем в левый шкив, из которого по кольцевому пространству между отверстием вала и подводящей трубкой отводится в приемный бак для последующего использования. Пробки 17 в тормозных шкивах служат для слива воды во избежание ее замерзания при длительных остановках лебедки.

Коренные роликовые радиально-сферические подшипники 15 подъемного вала, установленные в расточках корпуса масляной ванны, смазываются густой смазкой через тавотницы 34. Внутренние обоймы роликоподшипников фиксируются на валу распорными втулками, а наружные — торцовыми крышками корпуса подшипника. Для компенсации температурных удлинений вала между корпусом 35 и наружной обоймой 36 одного из подшипников имеется необходимый зазор (узел 1 на рис. 15.22). Радиальные и торцовые лабиринтные уплотнения в крышках служат для удержания смазки в подшипниках.

Цепное колесо 1 тихоходной передачи и шкив шинно-пневматической муфты 12, имеют общую станину 2, посаженную на вал на свободно вращающихся роликовых радиально-сферических подшипниках, подобных подшипнику 21. На валу внутренние обоймы подшипников фиксируются втулками. Наружная обойма правого подшипника в расточке ступицы фиксируется от осевых перемещений пружинным кольцом и крышкой. Левый подшипник в ступице устанавливается свободно. Обод 10 шинно-пневматической муфты 12 крепится планшайбой 5 к ступице 6, напрессованной на вал.

Воздух для включения шинно-пневматической муфты 12 поступает через вертлюжок 7, воздухопровод 4 и клапан-разрядник 11. При отказе муфты и в случае недостаточного давления воздуха для соединения муфты используются аварийные болты 9, которые ввинчиваются в приливы план-

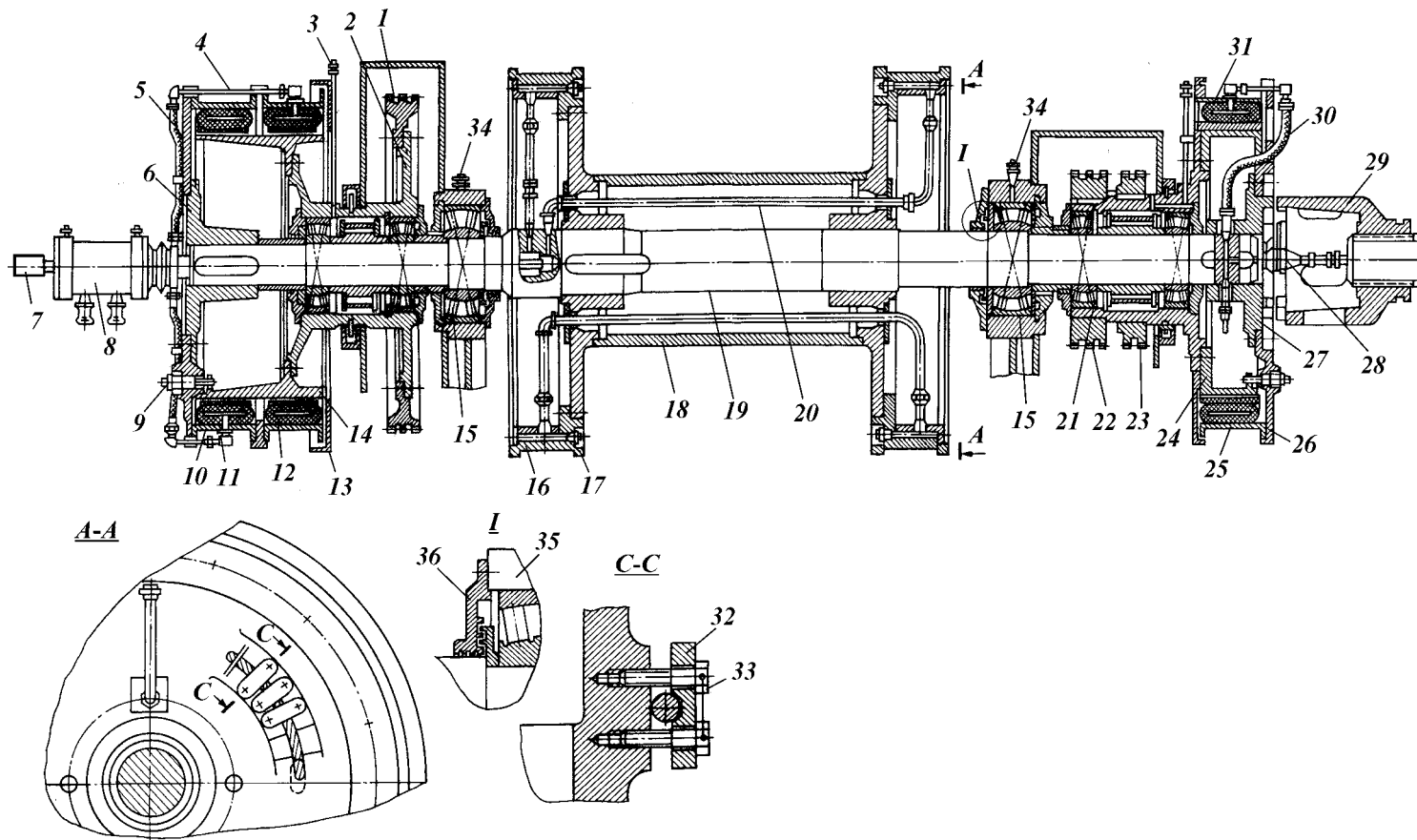


Рис. 15.22. Подъемный вал в сборе

шайбы и входят в пазы шкива. По правилам безопасности установка аварийных болтов 9 обязательна при использовании буровой лебедки для подъема вышки. Разъемное соединение цепного колеса 1, шкивов 14, 24 и планшайб 5, 26 со ступицами позволяет ремонтировать муфты и заменять цепное колесо без съема напрессованных на вал ступиц.

Кожух 13 предохраняет шкив 14 от попадания масла. Подшипники ступицы 2 смазываются с помощью масленки 3 с трубкой, ввинченной в ступицу. Аналогично на другом конце подъемного вала установлены шинно-пневматическая муфта 25 и цепные колеса 22 «быстрой» скорости лебедки и 23 трансмиссии ротора. Воздух к шинно-пневматической муфте 25 поступает через вал электромагнитного тормоза, вертлюжок 28, отверстие в вале 19, воздухопровод 30 и клапан-разрядник 31.

Кулачковые полумуфты 27 и 29 используются для соединения подъемного вала с валом электромагнитного тормоза. Для устранения биения при вращении крупные детали подъемного вала и вал в сборе подвергаются балансировке. Все болтовые соединения лебедки зафиксированы от самопроизвольного отвинчивания.

Вал 9 привода ротора устанавливается на двух роликовых радиально-сферических подшипниках (рис. 15.23). Левый подшипник устанавливается в корпусе масляной ванны. Корпус правого подшипника крепится к раме буровой лебедки. Подшипники закрыты фланцевыми крышками, снабженными лабиринтным уплотнением. Ведущее двухрядное цепное колесо 3 вращается от подъемного вала и установлено на ступице 11, закрепленной на валу шпонкой. Ведомое цепное колесо  $z = 27$  выполнено в виде шкива-звездочки 4, свободно вращающейся относительно вала на роликоподшипниках 10.

Планшайба 7 шинно-пневматической муфты 6 с помощью шпонки жестко закреплена на валу 9. Воздух в муфты подводится через вертлюжок 2 и отверстия в вале. В аварийных случаях для соединения муфты могут быть использованы болты 8. На вертлюжке 12 имеется цепная звездочка для привода тахогенератора, контролирующего частоту вращения стола ротора. Противоположная консоль вала 9 может быть использована для соединения с двигателем. Подшипники смазываются через тавотницы 2 и 5.

Буровые лебедки конструкции Уралмашзавода, имеющие различные приводные системы, характеризуются высокой приводной мощностью, оптимальными соотношениями диаметра бочки барабана и талевого каната, оборудованы надежными тормозными системами и регуляторами подачи долота на забой, а также механизмами для правильной укладки талевого каната на барабане.

Шифр лебедок следует читать так: ЛБУ22-720 – лебедка буровая Уралмашзавода, натяжение ходового конца талевого каната 22 тс (220 кН), расчетная мощность на входном валу лебедки 720 кВт. В некоторых шифрах указывается только расчетная мощность (например, ЛБУ3000).

Шифр вспомогательного тормоза: ТЭИ-710-45 – тормоз электрический индукционный, 710 – расстояние от основания лебедки до оси (мм), 45 – максимальный тормозной момент (кН·м); УТГ-1450 – уралмашевский тормоз гидродинамический, активный (максимальный) диаметр – 1450 мм.

В табл.15.10 приведены технические характеристики буровых лебедок Уралмашзавода, а в табл. 15.11 – лебедок ВЗБТ.

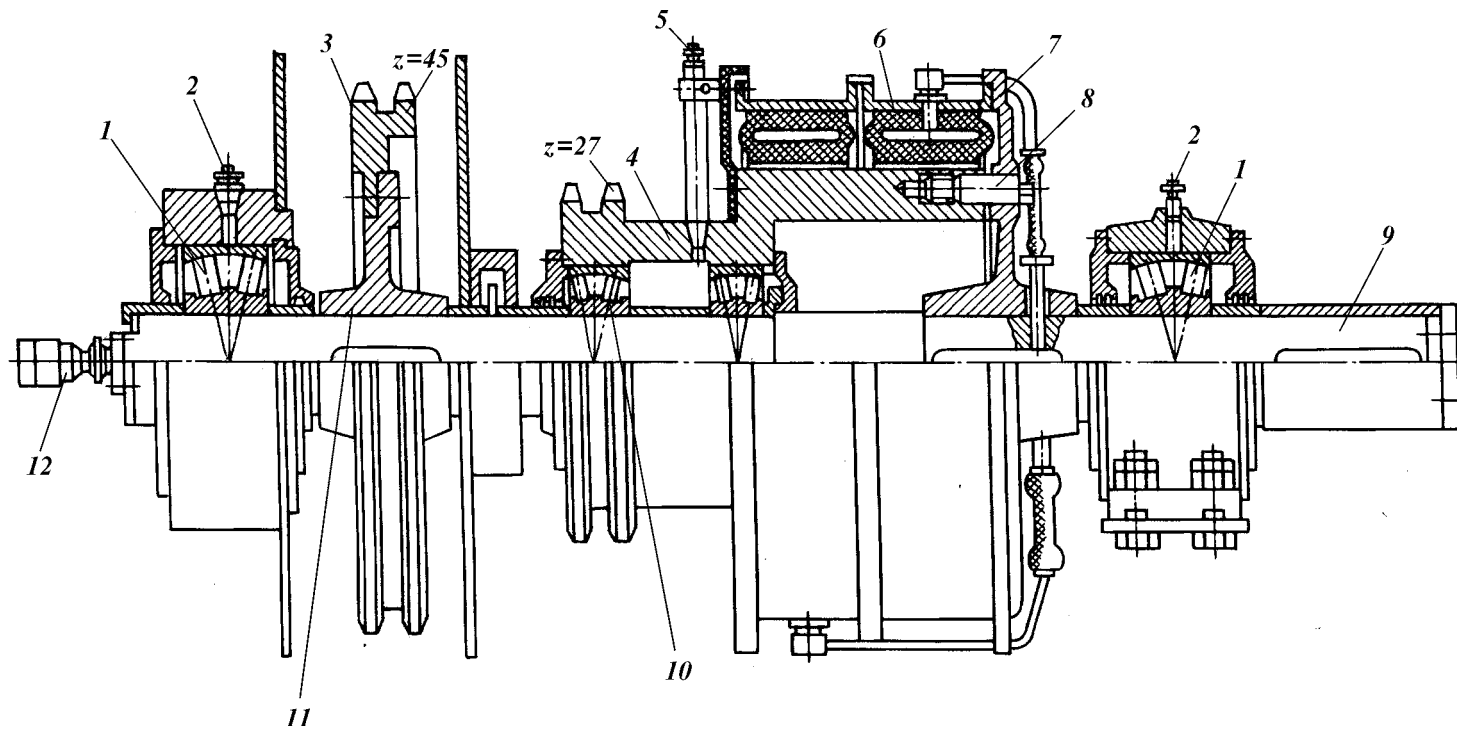


Рис. 15.23. Вал привода ротора в сборе

Таблица 15.10

## Техническая характеристика лебедок ОАО «Уралмашзавод»

| Показатель  | Буровые лебедки |           |            |                           |           |          |               |               |
|---|-----------------|-----------|------------|---------------------------|-----------|----------|---------------|---------------|
|   | ЛБУ22-720       | ЛБУ22-670 | ЛБУ37-1100 | ЛБУ2000ПС                 | ЛБУ3000М1 | ЛБУ-1200 | ЛБУ-1200(Д-1) | ЛБУ-1200(Д-2) |
| Максимальное усилие в канате, кН                              | 220             | 220       | 370        | 365                       | 460       | 273      | 289           | 289           |
| Расчетная мощность на входном валу, кВт                       | 720             | 670       | 1100       | 1475                      | 2200      | 710      | 690           | 690           |
| Диаметр талевого каната, мм                                   | 28              | 28        | 35         | 35                        | 38        | 32       | 32            | 32            |
| Диаметр бочки барабана, мм                                    | 650             | 500       | 685        | 835                       | 935       | 800      | 800           | 800           |
| Диаметр бочки барабана, мм                                    | 840             | 1180      | 1373       | 1445                      | 1540      | 1030     | 1030          | 1030          |
| Число скоростей лебедки (с учетом коробки скоростей)/на ротор | 4               | 2         | 4          | 2                         | 2         | 5/4      | 5/4           | 5/4           |
| Длина тормозных шайб, мм                                      | 1180            | 90        | 1270       | 1450                      | 1600      | 1450     | 1450          | 1450          |
| Ширина тормозной колодки, мм                                  | 230             | 230       | 230        | 230                       | 260       | 230      | 230           | 230           |
| Тип вспомогательного тормоза                                  | ТЭИ-710-45      |           | ТЭИ-800-60 | Основной электродвигатель |           |          | УТГ-1450      |               |
| Габариты, мм:   |                 |           |            |                           |           |          |               |               |
| длина   | 6854            | 7866      | 8333       | 8430*                     | 8725**    | 7250     | 7407          | 7430          |
| ширина  | 3208*           | 3100      | 3230*      | 3480**                    | 3464**    | 3545     | 2776          | 2903          |
| высота  | 2695            | 2207      | 2208       | 2540**                    | 2560**    | 2865     | 2420          | 2420          |
| Масса, кг   | 31 490          | 34 000    | 39 050     | 39 330**                  | 49 200**  | 26 320   | 23 875        | 24 450        |
| * Транспортный размер.  |                 |           |            |                           |           |          |               |               |
| ** Параметры приведены без основного электродвигателя.        |                 |           |            |                           |           |          |               |               |



Таблица 15.11

## Техническая характеристика буровых лебедок ОАО «Волгоградский завод буровой техники»

| Показатель  | Буровая лебедка               |                |  |                 |                  |                |
|---|-------------------------------|----------------|--|-----------------|------------------|----------------|
|   | Б7.02.00.000                  | С6.02/ЛБ-750   | Б1.02.30.000   | Б12.02.02.000   | Б12.02.02.000-01 | М12.02.02.000  |
| Буровые установки, в которых применены буровые лебедки      | БУ1600/100ДГУ<br>БУ1600/100ЭУ | БУ2900/17ДГУМ1 | БУ2900/175ЭП-М,<br>БУ2900/175ДЭП-2,<br>БУ2900/175ЭПК | БУ2900/175ЭПБМ1 | БУ2900/200ЭПК    | БУ1600/100ДММ  |
| Расчетная мощность на входном валу подъемного агрегата, кВт | 300                           | 550            | 550  | 550             | 550              | 300            |
| Максимальное усилие в канате, кН                            | 145                           | 225            | 225  | 225             | 250              | 145            |
| Диаметр каната, мм  | 25                            | 28             | 28   | 28              | 32               | 25             |
| Диаметр бочки барабана, мм                                  | 550                           | 700            | 550  | 560             | 560              | 550            |
| Длина бочки барабана, мм                                    | 800                           | 1200           | 1200   | 1071            | 1071             | 640            |
| Число скоростей (с учетом трансмиссии):                     |                               |                |  |                 |                  |                |
| прямых  | 4/2                           | 4              | 2  | 2               | 2                | 3              |
| обратных  | 4/—                           | —              | 2  | 2               | 2                | 1              |
| Число скоростей на ротор                                    | 4/2                           | 4              | —  | —               | —                | 3/1            |
| Диаметр тормозных шайб, мм                                  | 1180                          | 1180           | 1180   | 1180            | 1180             | 1180           |
| Ширина тормозной колодки, мм                                | 230                           | 230            | 230  | 230             | 230              | 230            |
| Тип вспомогательного тормоза                                | Гидромат Ф1000                |                |  | ТЭП-45 – У1     |                  | Гидромат Ф1000 |
| Мощность вспомогательного привода, кВт                      | 22                            |                |  | 37              |                  | 22             |
| Габариты, мм:   |                               |                |  |                 |                  |                |
| длина   | 4570                          | 4620           | 4980   | 12 000*         | 12 000*          | —              |
| ширина  | 3175                          | 2040           | 3190   | 3230            | 3230             | —              |
| высота  | 2187                          | 1895           | 2130   | 3150            | 3150             | —              |
| Масса, кг   | 12 000                        | 12 200         | 21 000   | 20 940          | 20 940           | —              |
| * С приводом.   |                               |                |  |                 |                  |                |

## ВЫБОР ОСНОВНЫХ ПАРАМЕТРОВ ЛЕБЕДКИ

Основными параметрами буровых лебедок считают мощность, скорости подъема, тяговое усилие, длину и диаметр барабана лебедки. От правильного выбора указанных параметров зависят производительность, экономичность, габариты и масса лебедки, которые существенно влияют на эффективность бурения, транспортабельность и монтажеспособность всей буровой установки.

Мощность лебедки определяется полезной мощностью на ее барабане, которая должна быть достаточной для выполнения спускоподъемных операций и аварийных работ при бурении и креплении скважин заданной конструкции. При недостаточной мощности возрастает продолжительность спускоподъемных операций, чрезмерная мощность недоиспользуется вследствие ограниченных скоростей подъема и приводит к неоправданному материальным и эксплуатационным расходам. В результате накопленного опыта установлено, что оптимальная мощность буровой лебедки определяется из условий подъема наиболее тяжелой бурильной колонны для заданной глубины бурения с расчетной скоростью 0,4–0,5 м/с:

$$N_{\text{б}} = (G_{\text{бк}} + G_{\text{т}})v_{\text{р}}\eta_{\text{т.с}} \quad (15.8)$$

где  $N_{\text{б}}$  – мощность на барабане лебедки, кВт;  $G_{\text{бк}}$  – вес бурильной колонны, кН;  $G_{\text{т}}$  – вес подвижных частей талевого механизма, кН;  $v_{\text{р}}$  – расчетная скорость подъема крюка, м/с;  $\eta_{\text{т.с}}$  – КПД талевого механизма.

Мощность лебедки уточняется после выбора двигателей и силовых передач ее привода:

$$N_{\text{б}} = N_{\text{дв}}\eta_{\text{тр}}$$

где  $N_{\text{дв}}$  – мощность, получаемая от вала двигателя, кВт;  $\eta_{\text{тр}}$  – КПД трансмиссии (от вала двигателя до барабана лебедки).

В практических расчетах удобно пользоваться удельной мощностью буровой лебедки, приходящейся на 1 кН поднимаемого груза либо на 1 м глубины бурения (табл. 15.12).

Продолжительность спускоподъемных операций в бурении и топливно-энергетические затраты, связанные с их выполнением, зависят от скорости и числа ступеней передач лебедки. Максимальная и минимальная скорости выбираются с учетом требований, обусловленных технологией бурения, работой каната и безопасностью подъема.

Максимальная скорость подъема ограничивается безопасностью управления процессом подъема и предельной скоростью ходовой струны, при которой обеспечивается нормальная навивка каната на барабан лебедки. Для предотвращения затаскивания талевого блока под кронблок из-за ограниченного тормозного пути скорость подъема крюка, согласно требованиям безопасности, не должна превышать 2 м/с. Нормальная навивка каната на барабан лебедки, как показывает опыт, обеспечивается при скорости ходовой струны каната не более 20 м/с. При дальнейшем повышении скорости для нормальной навивки каната необходимо увеличить диаметр барабана, что нежелательно, так как пропорционально возрастают крутящие и изгибающие моменты в деталях и узлах лебедки.

Таблица 15.12

Удельная мощность на приводном валу лебедки (с учетом потерь на трение в талевом механизме и собственно в лебедке)

| Класс буровой установки | Нагрузка на крюке $P_{\max}$ , кН | Глубина бурения $L_k$ , м | Мощность на приводном валу лебедки $N_b$ , кВт | Удельная мощность на приводном валу лебедки, кВт |                                  |
|-------------------------|-----------------------------------|---------------------------|--|--|----------------------------------|
|                         |                                   |                           |  | на 1 кН поднимаемого груза $N'_{yA}$             | на 1 м глубины скважины $N_{yA}$ |
| 1                       | 800                               | 1250                      | 240  | 0,30   | 0,19                             |
| 2                       | 1000                              | 1600                      | 300  | 0,30   | 0,19                             |
| 3                       | 1250                              | 2000                      | 440  | 0,35   | 0,22                             |
| 4                       | 1600                              | 2500                      | 550  | 0,34   | 0,22                             |
| 5                       | 2000                              | 3200                      | 610  | 0,34   | 0,21                             |
| 6                       | 2500                              | 4000                      | 900  | 0,36   | 0,22                             |
| 7                       | 3200                              | 5000                      | 1100   | 0,34   | 0,22                             |
| 8                       | 4000                              | 6500                      | 1475   | 0,37   | 0,23                             |
| 9                       | 5000                              | 8000                      | 2200   | 0,44   | 0,27                             |
| 10                      | 6300                              | 10 000                    | 2950   | 0,47   | 0,29                             |
| 11                      | 8000                              | 12 500                    | 2950   | 0,37   | 0,24                             |

Учитывая известную зависимость скорости ходовой струны от скорости подъема крюка

$$v_x = v_{кр} i_{т.с.}$$

согласно рассмотренным требованиям, максимальную скорость подъема выбирают из следующих условий:

$$\text{для талевых механизмов с кратностью оснастки } i_{т.с.} \leq 10 \quad (v_{кр})_{\max} = 2 \text{ м/с};$$

$$\text{для талевых механизмов с кратностью оснастки } i_{т.с.} > 10 \quad (v_{кр})_{\max} = 20/i_{т.с.} \text{ м/с.}$$

Минимальная скорость подъема — резервная и используется для технологических целей: при расхаживании колонн бурильных и обсадных труб; при ликвидации осложнений и аварий, связанных с затяжкой и прихватом бурильных труб; при подъеме колонны труб через закрытые превенторы; при подъеме колонны труб в случае отказа одного из двигателей привода лебедки. Величина минимальной скорости подъема принимается в установленных практикой бурения пределах:

$$(v_{кр})_{\min} = 0,1 \div 0,2 \text{ м/с.}$$

Отношение предельных скоростей определяет диапазон регулирования скоростей подъема лебедки

$$R_v = (v_{кр})_{\max} / (v_{кр})_{\min}.$$

Число ступеней передач (скоростей) зависит от типа привода буровой лебедки. При использовании электродвигателей постоянного тока — бесступенчатое изменение скоростей подъема в заданном диапазоне регулирования. В зависимости от нагрузки  $G_i$  по условию полного использования выходной мощности  $N_{дв}$  двигателя промежуточные скорости подъема

$$v_i = N_{дв} \eta / (G_i + G_T),$$

где  $\eta$  — КПД подъемного механизма от двигателя до крюка;  $G_T$  — вес талевого механизма.

В настоящее время в приводе буровых лебедок преимущественно используются дизели и электродвигатели переменного тока, обладающие жесткой характеристикой. В этих случаях число ступеней механических передач буровой лебедки назначается из условия достаточно полного использования мощности двигателей. Степень использования мощности характеризуется отношением мощности, необходимой для подъема груза, к установленной мощности двигателей. В связи со ступенчатым изменением веса поднимаемой колонны труб степень использования мощности зависит от числа ступеней передач лебедки.

### 15.11. ТОРМОЗНЫЕ СИСТЕМЫ БУРОВЫХ ЛЕБЕДОК

Тормозные системы буровых лебедок предназначены для следующего: удерживания в подвешенном состоянии буровой колонны; поглощения мощности при спуске колонны на длину одной свечи с наибольшей допустимой скоростью и полного торможения в конце спуска; плавной подачи буровой колонны по мере углубления скважины при бурении.

При спуске буровой колонны развивается большая мощность и поглощение ее механическими тормозами ограничивается предельно допустимыми температурами, возникающими на поверхностях трения, и возможностью отвода выделяемой теплоты этими тормозами. Предельная температура фрикционных поверхностей обычно ограничивается 500 °С. При более высоких температурах резко ухудшаются фрикционные качества тормозных колодок. Спуск тяжелых колонн с большой скоростью и резким торможением приводит к тому, что мгновенная температура на поверхностях трения достигает 1000 °С.

В буровых лебедках предусмотрено два вида тормозов: главный тормоз (останова), вспомогательный тормоз, регулирующий скорость спуска и поглощающий часть выделяющейся при этом энергии, и специальный механизм для регулирования скорости подачи долота при бурении.

Главные тормоза останова — ленточного типа; тормозные шкивы расположены непосредственно на барабанах лебедки на двух его концах, что обусловлено требованиями техники безопасности работы при бурении. В буровых лебедках вспомогательные тормоза, замедляющие скорость спуска, могут быть как гидравлические, так и электродинамические.

Главные тормоза в ряде случаев выполняют функции устройства для подачи долота. Эти устройства могут иметь разнообразные конструкции, как воздействующие на основную тормозную систему, так и представляющие собой отдельные механизмы. Следует, однако, учитывать, что главные тормоза рассчитывают на торможение крюка, двигающегося со скоростью 1–3 м/с и развивающего при спуске мощность до 10 000 кВт, в то время как при подаче буровой колонны скорости спуска ничтожны (до 0,03 м/с), а мощность составляет 5–30 кВт. Естественно, что один и тот же механизм тормоза не может полностью удовлетворить всем требованиям в столь широком диапазоне мощностей, так как коэффициенты трения при низких скоростях нестабильны; поэтому для бурения в тяжелых условиях целесообразно использовать лебедки с устройствами, способными осуществлять тонкое регулирование скорости спуска и подачи при проходке.

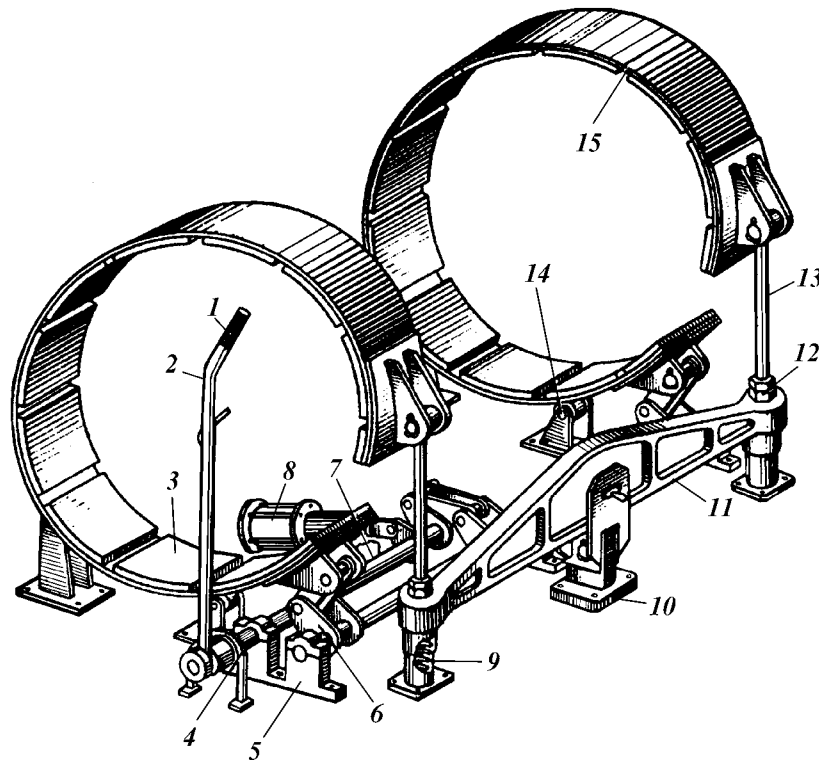
В качестве главных тормозов буровых лебедок используют ленточные тормоза.

Тормоза буровых лебедок развивают большую мгновенную мощность, в результате чего выделяется большое количество теплоты и быстро нагреваются поверхности трения. В связи с этим хороший отвод выделяющейся теплоты при торможении — одно из важнейших качеств тормоза лебедки. Поэтому системы охлаждения должны быть спроектированы с учетом условий бурения и нагруженности тормозов с охлаждением водой или воздухом.

#### ЛЕНТОЧНЫЕ ТОРМОЗА

На рис. 15.24 приведена схема типового ленточного тормоза из двух тормозных лент, охватывающих тормозные шкивы барабана лебедки. Шкивы расположены с двух сторон барабана, тормозные ленты соединены одним концом с балансиром, который служит для равномерного распределения тормозного усилия между обеими лентами; другой конец лент соединен с коленчатым валом. На коленчатом валу слева находится рукоятка управления, а справа — рычаг, соединенный с пневматическим цилиндром, который увеличивает тормозное усилие.

Неподвижные концы лент закреплены на балансирах, а подвижные,



**Рис. 15.24. Типовой ленточный тормоз буровой лебедки:**

1 — рукоятка тормоза; 2 — рычаг; 3 — тормозная колодка; 4 — фиксатор рычага; 5 — опора кривошипного вала тормоза; 6 — рычаги; 7 — кривошипный вал; 8 — пневмоцилиндр; 9 — пружинный шарнир крепления ленты; 10 — опора балансира; 11 — балансир; 12 — контргайка; 13 — тяга; 14 — поддерживающий ролик; 15 — тормозная лента

прикрепленные к шейкам коленчатого вала, при повороте его перемещаются, охватывают шкивы и прижимают колодки, осуществляя тем самым торможение. Управление тормозом осуществляют тормозной рукояткой, связанной с подвижными концами лент системой рычагов и кривошипным валом.

Кривошипный вал поворачивают либо рычагом управления, либо поршнем пневматического цилиндра. Для управления пневматическим торможением поворачивают рукоятку, которая должна находиться на тормозном рычаге.

Тормозной рычаг должен иметь угол поворота не более  $90^\circ$ , так как при длине рычага 1,0–1,2 м рабочий не может перемещать его на большой угол. Преимущество ленточных тормозов – простота их конструкции и прогрессивное увеличение тормозного момента по мере поворота рычага. На рис. 15.25 приведена зависимость мощности торможения от угла поворота  $\varphi$  рычага и перемещения  $\Delta s$  подвижных концов ленты. Конец тормозного рычага, согласно правилам Госгортехнадзора, при полном торможении должен находиться на расстоянии не менее 0,8–0,9 м от пола буровой, уменьшение хода рычага достигается регулировкой зазора между тормозными колодками лент и поверхностью шкивов. Рычаг должен перемещаться только в вертикальной плоскости.

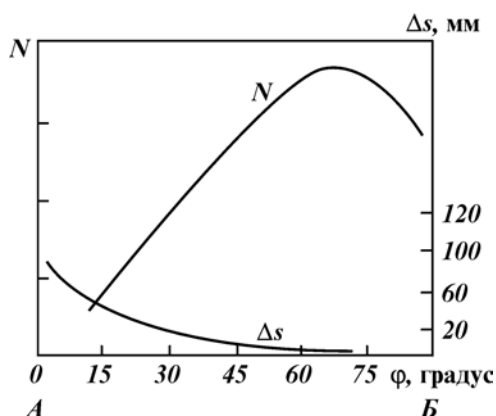
Тормозные рычаги снабжены запирающимися устройствами (защелками), позволяющими оставлять тормоз надежно заторможенным, исключая проскальзывание барабана и самопроизвольное опускание буровой колонны.

Тормозной шкив представляет собой стальной литой цилиндрический обод шириной  $b = 0,15 \pm 0,3$  м и диаметром  $D_t$  до 1,6 м с ребордой, при помощи которой он крепится к барабану лебедки. Эта же реборда служит для увеличения жесткости шкива. Сам шкив изнашивается быстрее, чем барабан, и должен быть сменным.

По конструктивному оформлению шкивы тормозов могут иметь весьма разнообразные исполнения. В большинстве случаев они литые. Конструкции с ребрами для воздушного охлаждения, отлитыми за одно целое со шкивом, можно использовать в условиях эксплуатации на севере. Шкивы с вставным литым алюминиевым ребристым барабаном для охлаждения широкого распространения не получили из-за сложности изготовления. Конструкции с камерами охлаждения можно успешно использовать в лебедках,

применяемых в районах с умеренным и жарким климатом при бурении с небольшим числом СПО.

Толщину шкивов  $\delta$  рассчитывают с учетом износа  $\Delta$ , допускаемого в пределах 0,4–0,5 его толщины. Ширина  $b$  должна быть на 5–10 мм больше ширины тормозных колодок.



**Рис. 15.25.** Зависимость мощности  $N$  торможения ленточного тормоза и перемещения  $\Delta s$  подвижного конца ленты от углового перемещения  $\varphi$  рычага:

А, Б – точки соответственно вертикального и горизонтального положения рычага

Ленту тормоза выполняют из стальной полосы шириной 0,15–0,3 м, толщиной 3–6 мм, облицованной с внутренней части тормозными колодками из фрикционного материала; колодки крепят к ленте болтами с потайными головками или стальными лепестками арматуры колодки. К обоим концам полосы приклепывают проушины для валиков, соединяющих ленту с балансиром и коленчатым валом.

Тормозные колодки изготавливают стандартных размеров из различных фрикционных материалов: тканые, из прессованного асбестового волокна с металлической сеткой или специальных пластмасс и других фрикционных материалов. Материал для изготовления тормозных колодок должен обладать высоким коэффициентом трения (0,4–0,5), большой прочностью, теплостойкостью, обеспечивать небольшой износ колодок и тормозного шкива и хороший отвод теплоты.

Тормозные колодки могут быть следующих типов: твердые прессованные и мягкие тканевые. Имеется также много различных промежуточных типов прессованно-тканевых колодок. Чем больше твердость колодок, тем меньше их износ, но тем быстрее изнашиваются тормозные шкивы. Мягкие тканевые колодки изнашиваются быстрее, но при этом износ тормозных шкивов меньше. Коэффициент трения мягких колодок обычно выше, чем твердых. Для лебедок глубокого бурения лучшими являются прессованные колодки средней твердости.

Для колодок применяют асбестокаучуковые материалы 6КХ-1 и ретинакс ФК-24А, в котором связкой служат фенолоформальдегидные смолы. Колодки из ретинакса можно применять при удельном давлении 5–6 МПа и скорости торможения 50–60 м/с. Теплостойкость поверхности этого материала до 1000 °С, по объему 400–600 °С. Твердость ретинакса НВ составляет 33, плотность  $\rho = 2 \cdot 10^3 \text{ кг/м}^3$ .

Балансиры служат для создания равномерного распределения тормозного усилия между двумя лентами и обеспечения одновременности их работы. Без балансирующих устройств тормоза приходилось бы часто регулировать, однако и это не обеспечивало бы их равномерную нагрузку и происходил бы повышенный износ тормозных колодок. В буровых лебедках балансиры обязательны.

Балансир представляет собой простую конструкцию в виде стальной литой или сварной балки, прикрепленной к раме осью; на концах балансира смонтированы регулировочные болты, к которым крепятся тормозные ленты. Литые балансиры следует изготавливать из углеродистой стали.

Механизмы управления тормозами различных конструкций: с непосредственным или дистанционным управлением, с жесткими механическими связями. Наиболее просты и надежны рычажные механизмы: с рычагом, воздействующим непосредственно на коленчатый вал, с которым соединены тормозные ленты; с рычагом, воздействующим на систему промежуточных рычагов; с рычагом, воздействующим на системы с зубчатыми секторами с переменным передаточным отношением; с рычагом, воздействующим на эксцентрик, который приводит в движение систему рычагов, связанных с тормозными лентами, и др.

Во всех этих системах различными конструктивными средствами обеспечивают в начале торможения при небольшом повороте тормозного рычага большее перемещение тормозных лент и меньший выигрыш в силе торможения, а в конце торможения, наоборот, больший выигрыш в силе при меньшем перемещении лент.

**Расчет главного тормоза.** Рассмотрим усилия, действующие при торможении. В скважину спускают колонны разного веса с различными скоростями. Скорости спуска ограничиваются вспомогательным и главным тормозами. Торможение при остановке осуществляет только главный тормоз, который поглощает в этот момент всю энергию движущейся колонны и связанных с ней частей.

Усилие на крюке и в ведущей ветви каната при остановке зависит от времени и пути торможения, а также от возникающих при этом динамических сил. Так как время торможения ничем не ограничивается и зависит только от оператора, то во избежание возникновения чрезмерных динамических нагрузок, которые могут привести к обрыву каната, тормозное усилие  $F$  на ободе тормозов должно всегда создавать усилие на барабане меньше разрывного усилия каната в целом  $R_A$ , т.е. должно соблюдаться условие

$$R_A > \frac{zFD_T}{D_i} = z(F_{ст} + F_A) \frac{D_T}{D_i} = k_T z F_{ст} \frac{D_T}{D_i},$$

где  $R_A$  — в Н;  $z = 2$  число тормозных лент;  $D_T$  — диаметр тормозного шкива, м;  $D_i$  — эффективный диаметр барабана, м;  $F_{ст}$  — сила трения на ободе тормозного шкива при неподвижной колонне, Н;  $F_A$  — динамическая сила, Н;  $k_T$  — коэффициент запаса торможения (правилами Госгортехнадзора установлен в пределах 1,5–2 при наибольшей нагрузке на крюке);

$$F_{ст} = \frac{P_T D_i \eta_{т.с.}}{u_T D_T};$$

$P_T$  — суммарная статическая нагрузка на ветви талевого каната;  $\eta_{т.с.}$  — КПД талевой системы и барабана при спуске;  $u_T$  — число рабочих ветвей полиспаста.

Динамическая сила  $F_A$ , которая поглощает освобождающуюся во время торможения кинетическую энергию спускаемой колонны со скоростью  $v_{к.с.}$ , рассчитывается по формуле

$$F_A = \frac{P_T u_T v_{к.с.}^2 \eta_{т.с.}}{2\varphi_0 g} + \sum I \frac{\omega^2 \eta_{т.с.}}{2\varphi_0},$$

где  $g$  — ускорение силы тяжести, м/с<sup>2</sup>;  $\sum I \frac{\omega^2 \eta_{т.с.}}{2\varphi_0}$  — сумма инерционных сил барабана лебедки и связанных с ним движущихся элементов, Н;  $\omega$  — угловая скорость барабана, с<sup>-1</sup>;  $I$  — момент инерции вращающихся частей, Н·м·с<sup>2</sup>;  $\varphi_0 = h_k u_T D_T/D_i$  — путь торможения на ободе тормозного шкива, м;  $h_k = v_{к.с.} t_T/2 = v_{к.с.}^2/3$  — путь крюка при торможении, м.

Для приближенных расчетов может быть принят прямолинейный закон изменения скорости при торможении; тогда время торможения, с,

$$t_T = 2I_0 \omega / M_{изб},$$

где  $I_0$  — приведенный к валу барабана момент инерции вращающихся частей и движущейся колонны, Н·м·с<sup>2</sup>,  $I_0 = \sum I + m_k v_{к.с.}^2/\omega^2$ ;  $M_{изб}$  — избыточный момент тормоза, Н·м;  $m_k$  — масса колонны и движущихся в ней частей, кг.



В буровых лебедках, рассчитанных на канаты определенного диаметра, нельзя произвольно применять канат меньшего или большего диаметра. В первом случае канат может быть оборван при резком торможении даже при правильном выборе диаметра по статической нагрузке. Во втором случае увеличится путь торможения из-за недостаточного тормозного момента, хотя прочность каната также соответствует расчетной нагрузке.

Значения коэффициента трения  $f$  тормозных накладок и шкива для различных пар трения приведены ниже.

|  |                    |
|--|--------------------|
| Сталь – чугун всухую.....                            | 0,25–0,45 (до 0,5) |
| Сталь или чугун – феррадо или райбест всухую.....    | 0,35–0,45          |
| Чугун – феррадо при обильной смазке.....             | 0,08–0,1           |
| Сталь – ретинакс ФК-24А всухую.....                  | 0,35–0,65          |
| Сталь – ретинакс ФК-24А при обильной смазке.....     | 0,09–0,1           |
| Чугун – порошковые металлические колодки всухую..... | 0,35–0,55          |

Тормоза буровых лебедок следует рассчитывать так, чтобы путь, проходимый крюком при торможении во время спуска, не превышал значения  $h_k$ , определяемого по зависимости  $h_k = v_{k.c}/3$ , где  $v_{k.c}$  – скорость спуска крюка, м/с.

**Силы, действующие в рычажном механизме тормоза.** В ленточных тормозах буровых лебедок набегающие концы ленты необходимо укреплять неподвижно к балансиру лебедки, а подвижные – к кривошипу, на который действует только меньшая сила натяжения ленты, создающая момент на тормозной рукоятке  $M_p$  и момент на рычаге пневмоцилиндра  $M_{ц}$  (Н·м);  $M_p + M_{ц} = 2 S_{сб} r \cos \gamma$ , где  $r \approx 0,04 \div 0,06$  м – радиус кривошипа от неподвижного шарнира до точки крепления к подвижному концу ленты, м;  $\gamma$  – угол поворота рычага;  $S_{сб}$  – натяжение сбегающей ветви талевого каната.

Подвижный конец ленты в момент полного торможения должен быть расположен под углом к оси кривошипа, близким к  $90^\circ$ . Этот тормозной момент уравновешивается моментами  $M_p$  и  $M_{ц}$ , создаваемыми соответственно тормозной рукояткой и пневмоцилиндром;  $M_{ст} \leq M_p + M_{ц}$ .

Усилие на тормозной рукоятке при  $M_{ц} = 0$

$$P_p = \frac{2r S_{сб} \sin \psi}{\eta l \cos \beta},$$

где  $l$  – длина тормозного рычага, м (для ручного тормоза обычно  $l = 1,2 \div 1,6$  м);  $\eta = 0,9 \div 0,95$  – КПД рычажной системы;  $\beta$  – угол между сбегающим концом ленты и осью кривошипа;  $\psi$  – угол между осью рычага и лентой (меняется от  $80^\circ$  перед началом торможения до  $10-15^\circ$  в конце торможения).

При ручном торможении длительное усилие рабочего на тормозной рукоятке должно быть до 250 Н. Максимальный момент, который должна развивать пневматическая система торможения,  $M_{ц} \geq 0,8 M_{ст}$ .

При спуске бурильной колонны в процессе проводки скважин выделяется значительное количество энергии, которая должна поглощаться тормозной системой буровой лебедки. При торможении эта энергия превращается в теплоту, которая вызывает сильный нагрев и приводит к быстрому изнашиванию тормозных колодок и шкивов. Одновременно с повышением температуры тормозных шкивов и колодок уменьшается коэффициент трения, что заставляет бурильщика увеличивать усилие на тормозной рукоятке и тем самым увеличивать давление на колодки, что ускоряет их износ.

При эксплуатации буровых лебедок без регулирующего тормоза тормозные колодки иногда срабатываются в течение одного-двух спусков буровой колонны.

В процессе спуска происходит постоянное чередование периодов торможения и спусков колонны, периодов подъема ненагруженного элеватора и периодов пауз, причем вес спускаемой колонны за цикл увеличивается на вес одной свечи.

Главные тормоза рассчитывают по количеству выделяемой теплоты, за которое принимают количество теплоты, выделяемой в конце спуска на длину свечи колонны наибольшего веса. Меньший вес буровой колонны в предыдущие моменты спуска в расчете не учитываются.

В буровых лебедках, рассчитанных на большие нагрузки и предназначенных для бурения глубоких скважин, целесообразно применять охлаждение тормозных шкивов.

#### ГИДРОДИНАМИЧЕСКИЕ ТОРМОЗА

Гидродинамические тормоза буровых лебедок, используемые для ограничения скорости спуска буровых и обсадных труб в скважину, представляют собой лопаточное гидравлическое устройство, состоящее из вращающегося ротора и неподвижного статора, рабочая полость которых заполнена жидкостью. При вращении радиальные лопатки ротора отбрасывают жидкость от центра к периферии и направляют ее на лопатки статора. Пройдя по межлопаточным каналам статора, жидкость вновь попадает на лопатки ротора и таким образом устанавливается замкнутая циркуляция жидкости между ротором и статором.

Силы гидравлических сопротивлений, обусловленные трением жидкости в межлопаточных каналах и потерей напора на удары в вихревых зонах между лопатками ротора и статора, создают тормозной момент, противодействующий вращению ротора, значение которого зависит от диаметра и частоты вращения ротора и регулируется уровнем наполнения гидродинамического тормоза рабочей жидкостью. Механические потери, вызываемые трением в опорах и уплотнениях вала ротора, не оказывают существенного влияния на величину тормозного момента. Механическая энергия, поглощаемая в процессе торможения, превращается в теплоту и вызывает нагрев рабочей жидкости и деталей гидродинамического тормоза.

Допустимая температура нагрева зависит от физических свойств рабочей жидкости. При использовании воды температура нагрева не должна превышать 90 °С.

Ротор гидродинамического тормоза (рис. 15.26) состоит из вала 8 и отлитого из чугуна двухлопастного насосного колеса 5 с радиальными плоскими лопатками, наклоненными под углом 45° в сторону их рабочего вращения, совпадающего с направлением вращения барабана лебедки при спуске. Толщина лопаток определяется из требований литейного производства и в зависимости от диаметра ротора составляет 12–25 мм. Число лопаток принимается равным 20–28. Дальнейшее увеличение числа лопаток существенно не влияет на значение тормозного момента и приводит к неоправданному увеличению массы гидродинамического тормоза.

Для предохранения от проворачивания под действием крутящих моментов, передаваемых ротором, насосное колесо соединяется с валом ротора прессовой посадкой и шпонкой.

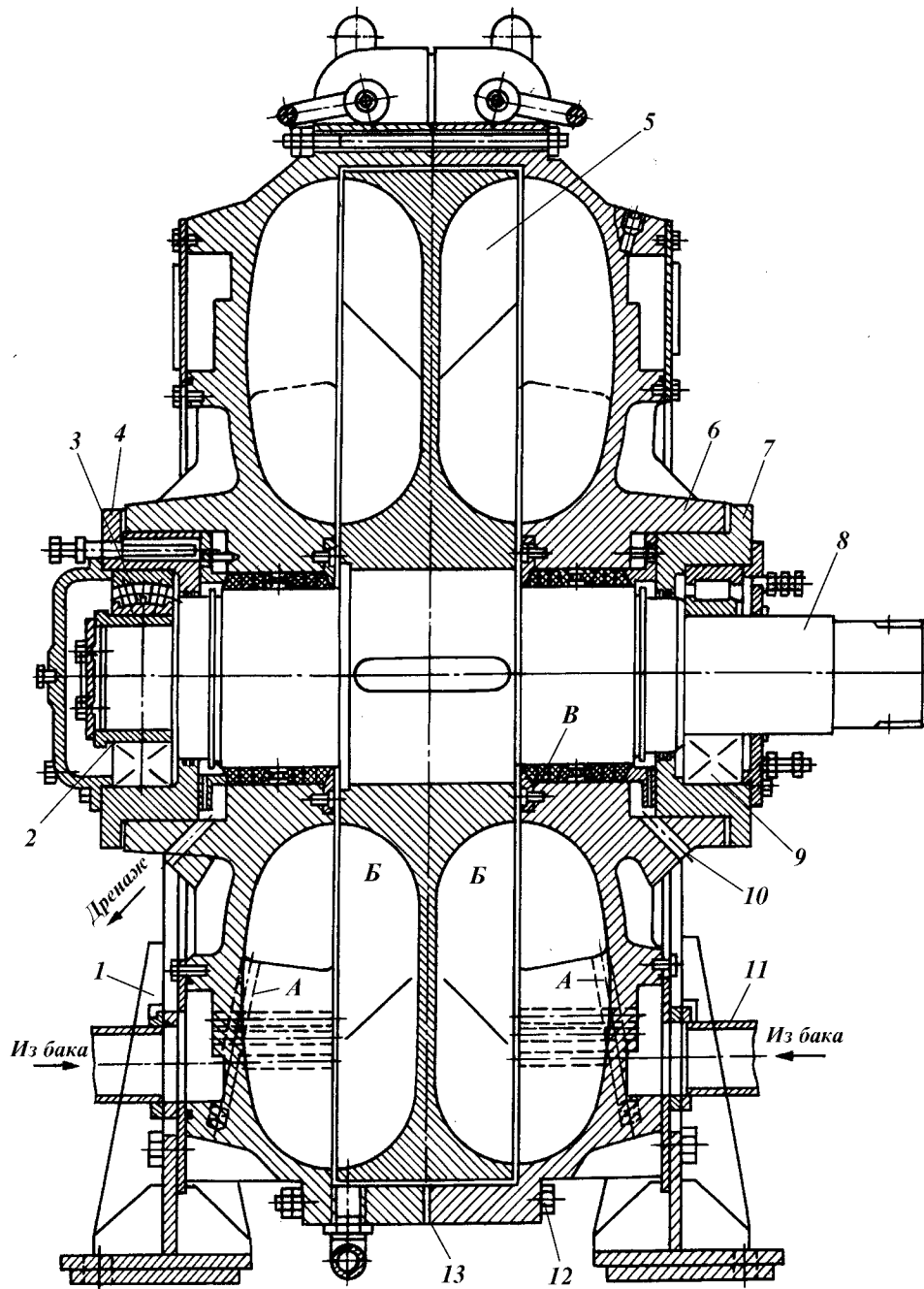


Рис. 15.26. Гидродинамический однороторный тормоз буровой лебедки

Статор 6 состоит из двух симметричных частей, образующих корпус гидродинамического тормоза со стойками 1 для крепления к раме буровой лебедки. Обе части статора отливают из чугуна. Они имеют радиальные лопатки, наклоненные в сторону, противоположную наклону лопаток насосного колеса. Вал 8 на роликоподшипниках 3, 9 и фланцевых стаканах 4 и 7 устанавливается в сквозных расточках статоров. Соосность отверстий обеспечивается центрирующим буртиком в соединении статоров. Стыкуемые плоскости статоров уплотняются паронитовой либо картонной прокладкой 13, затягиваемой крепежными болтами 12.

В рассматриваемой конструкции вал ротора устанавливается на роликовом радиальном и радиально-сферическом двухрядном подшипниках в отличие от более распространенных конструкций, в которых оба подшипника роликовые радиальные. Осевое положение вала фиксируется радиально-сферическим подшипником, наружное кольцо которого затягивается торцевой крышкой с регулировочной прокладкой, а внутреннее — закрепительной втулкой 2. Свобода противоположного конца вала обеспечивается перемещением роликов по беговой дорожке внутренней обоймы подшипника.

Осевые зазоры между ротором и статором составляют 4–4,5 мм и регулируются набором металлических прокладок, установленных между фланцевыми стаканами и наружными торцами отверстий статоров. Подшипники вала смазываются консистентной смазкой, набиваемой ручным шприцем через масленки. Для предупреждения утечек масла фланцевые стаканы и крышка снабжены щелевыми (жировыми) канавками. Выводной конец вала используется для сцепной муфты, соединяющей гидродинамический тормоз с подъемным валом буровой лебедки. Для уплотнения вращающегося вала применяются сальниковые и торцовые уплотнения.

Сальниковые уплотнения благодаря простоте и дешевизне более широко распространены и состоят из плетеной асбестопроволочной набивки В, промежуточной распорной втулки, грундбуксы и нажимных болтов с контргайками. Износ сальникового уплотнения контролируется по утечке рабочей жидкости через каналы 10. При чрезмерной утечке сальники равномерно подтягиваются нажимными болтами. Нельзя допускать перетяжки сальника, так как это приводит к перегреву и преждевременному выводу сальника из строя.

Для повышения долговечности сальники вала ротора регулярно смазываются графитовой смазкой, подаваемой через масленки. Смазка снижает коэффициент трения, и в результате этого уменьшаются нагрев и износ сальника. Сальниковую набивку осматривают и заменяют после снятия фланцевых стаканов. Для ускорения этих операций используются два болта, вставляемые в резьбовые отверстия фланца стакана. При ввинчивании болтов фланцевый стакан вместе с подшипником и крышкой снимают с вала ротора. Известны конструкции гидродинамических тормозов, в которых подшипники вала установлены на выносных опорах. В результате этого улучшается доступ для осмотра и замены сальниковых набивок, а подшипники вала полностью изолируются от рабочей жидкости. Недостаток этих конструкций — увеличение длины вала, вследствие чего для установки тормоза требуется соответствующее удлинение рамы лебедки.

В качестве рабочей жидкости обычно используют воду, поступающую из холодильника через патрубки 11 в кольцевые камеры статора. По радиальным и тангенциальным каналам А в теле и лопатках статоров вода на-

правляется в межлопаточные полости *Б* тормоза. Тангенциально направленный поток способствует самовсасыванию, и поэтому поступающая из холодильника вода интенсивно перемешивается с горячей водой в полости тормоза, нагреваемой в результате торможения. Для увеличения проточных сечений тормоза часть лопаток ротора укорочена.

Из гидротормоза вода отводится в холодильник через верхний патрубок. Необходимый для этого напор создается углублениями на наружной цилиндрической поверхности ротора либо сужением радиального зазора между ротором и статором у верхнего патрубка, что достигается смещением фланцевых стаканов подшипников ротора относительно оси статора. После охлаждения жидкость самотеком переливается из холодильника в гидротормоз. Создаваемый тормозной момент зависит от уровня воды в холодильнике, устанавливаемого с помощью ступенчатых и бесступенчатых регуляторов.

Гидродинамический тормоз используется при спуске бурильных труб, когда вес колонны превышает 100–200 кН. При подъеме труб и спуске незагруженного элеватора гидродинамический тормоз необходимо отключать, так как его действие в этом процессе отрицательное. При подъемных операциях работа гидродинамического тормоза вызывает излишние затраты мощности и износ уплотнений и подшипников вала ротора, что сокращает срок службы тормоза. При спуске незагруженного элеватора скорость спуска уменьшается и в результате этого возрастает общая продолжительность спускоподъемных операций.

Для сокращения времени, затрачиваемого на частые включения и отключения, подъемный вал лебедки соединяется с валом гидродинамического тормоза посредством сцепных муфт. Наиболее эффективна фрикционная муфта, позволяющая оперативно соединять тормоз с лебедкой при спусках бурильных свечей.

Рассмотрим основы расчета и внешние характеристики гидродинамических тормозов (табл. 15.13).

Таблица 15.13

**Техническая характеристика гидродинамических тормозов**

| Показатель  | УТГ-1000    | УТГ-1450 | ТГ-1-1200      | ШТГ-1-1200 |
|---|-------------|----------|----------------|------------|
| Активный диаметр ротора, м                            | 1000        | 1450     | 1200           | 1200       |
| Число роторов   | 2           | 1        | 1              | 1          |
| Максимальная частота вращения ротора, об/мин          | 500         | 400      | 400            | 400        |
| Тормозной момент, кН·м:                               |             |          |                |            |
| при 250 об/мин  | 20          | 110      | 45             | 45         |
| максимально допустимый                                | 50          | 170      | 50             | 50         |
| Масса тормоза, кг                                     | 3306        | 5200     | 3600           | 2730       |
| Габариты тормоза, мм:                                 |             |          |                |            |
| высота  | 1590        | 1870     | 1750           | 1810       |
| ширина  | —           | 1680     | 1610           | 1575       |
| длина   | 1435        | 1533     | 1090           | 1138       |
| Регулирование наполнением                             | Ступенчатое |          | Бесступенчатое |            |
| Полезный объем регулятора уровня воды, м <sup>3</sup> | 0,4         | 0,8      | 0,52           | 0,5        |
| Масса регулятора, кг                                  | 245         | 426      | 328            | 215        |
| Габариты регулятора, мм:                              |             |          |                |            |
| высота  | 1950        | 2466     | 1925           | 1750       |
| ширина  | 478         | 1094     | 950            | 910        |
| длина   | —           | 1062     | 1400           | 1075       |

Примечание. Обозначения: УТГ — гидродинамический тормоз Уралмашзавода; ТГ — гидродинамический тормоз ВЗБТ; ШТГ — гидродинамический тормоз завода им. лейт. Шмидта.

Гидродинамические тормоза характеризуются внутренним и внешними показателями. К внутренним показателям относятся расход и напор рабочей жидкости, циркулирующей в межлопаточной полости гидродинамического тормоза. Гидравлическая мощность, тормозной момент и угловая скорость – внешние показатели гидродинамического тормоза.

Гидравлическая мощность тормоза (в Вт)

$$N = \rho g Q H,$$

где  $\rho$  – плотность рабочей жидкости, кг/м<sup>3</sup>;  $g$  – ускорение силы тяжести, м/с<sup>2</sup>;  $Q$  – расход рабочей жидкости, равный объему рабочей жидкости, протекающему через лопастную систему в единицу времени, м<sup>3</sup>/с;  $H$  – напор рабочей жидкости, м.

Тормозной момент, создаваемый гидродинамическим тормозом (в Н·м)

$$M_T = \rho g H / \omega,$$

где  $\omega$  – угловая скорость, с<sup>-1</sup>.

Для практических расчетов и изучения внешней характеристики гидродинамических тормозов пользуются формулами тормозного момента, известными из теории лопастных гидромашин:

$$M_T = \lambda'_m \rho (D^5 - d^5) \omega^2;$$

$$M_T = \lambda_m \rho (D^5 - d^5) \omega^2,$$

где  $\lambda_m \approx 100 \lambda'_m$  – коэффициент гидравлического момента;  $D$  – наружный диаметр образующегося при вращении ротора кольца жидкости, принимаемый равным диаметру ротора, м;  $d$  – внутренний диаметр кольца жидкости, зависящий от уровня наполнения тормоза, м;  $n$  – частота вращения ротора, об/мин.

Коэффициент гидравлического момента  $\lambda$  определяется экспериментально и является безразмерной величиной, зависящей от формы рабочей полости, геометрических параметров и числа лопаток гидродинамического тормоза. С увеличением  $\lambda$  возрастает тормозной момент гидродинамического тормоза при одинаковых диаметре и частоте вращения его ротора.

Коэффициенты гидравлического момента рассматриваемых тормозов при полном наполнении приведены ниже.

|                 |      |
|-----------------|------|
| УТГ-1000.....   | 0,32 |
| УТГ-1450.....   | 0,27 |
| ТГ-1200.....    | 0,29 |
| ШТГ-1-1200..... | 0,29 |

Как видим, тормозной момент изменяется в зависимости от внутреннего диаметра водяного кольца и частоты вращения ротора. При полном наполнении величина  $\alpha$  снижается до минимума и тормозной момент достигает наибольших значений. По мере опорожнения гидродинамического тормоза внутренний диаметр водяного кольца увеличивается, что приводит к снижению тормозного момента. Общий недостаток гидродинамических тормозов – уменьшение тормозного момента с понижением частоты вращения ротора. При неподвижном роторе ( $n = 0$ ) тормозной момент равен нулю. Из этого следует, что гидродинамический тормоз не способен затормозить лебедку до полной ее остановки.

Внешней характеристикой гидродинамического тормоза называют зависимость тормозного момента от частоты вращения ротора при постоян-

ном уровне наполнения. Внешняя характеристика тормоза графически изображается квадратичной параболой, проходящей через начало координат.

Гидродинамические тормоза рассчитываются по различным методикам. Наиболее простой и доступный расчет — методом подобия, обеспечивающим достаточно точное совпадение расчетных и фактических характеристик. При расчетах по методу подобия ориентируются на испытанные конструкции гидродинамических тормозов с известными значениями коэффициента  $\lambda$ . В качестве характерного размера гидродинамического тормоза выбирают диаметр ротора. При полном наполнении тормозной момент с достаточной точностью определяется формулой

$$M_T = \lambda_m \rho D^5 n^2.$$

В случае изменения диаметра ротора тормозной момент подобного тормоза

$$M' = M(D'/D)^5,$$

где  $M'$  и  $D'$  — тормозной момент и диаметр нового тормоза;  $M$  и  $D$  — тормозной момент и диаметр прототипа.

При изменении плотности рабочей жидкости тормозной момент можно рассчитывать, пользуясь уравнением подобия

$$M' = M \rho' / \rho,$$

где  $\rho'$  — измененная плотность рабочей жидкости.

При использовании гидродинамического тормоза со ступенчатым регулятором уровня скорость спуска по мере увеличения веса колонны труб снижается по непрерывно-ступенчатой кривой. Для более полного использования ленточных тормозов необходимо увеличить число переливных клапанов на холодильнике. Бесступенчатые холодильники обеспечивают плавное изменение скорости спуска, и благодаря этому при заданном запасе торможения продолжительность пуска колонны труб сокращается до минимума.

#### ЭЛЕКТРОМАГНИТНЫЕ ТОРМОЗА

Электромагнитные тормоза, применяемые в буровых лебедках, делятся на индукционные и порошковые.

Электромагнитный тормоз с водяным охлаждением модели ЭМТ-4500-У1 (в дальнейшем именуемый тормоз) предназначен для интенсивного торможения при спуске бурильного инструмента и колонны обсадных труб. Тормоз установлен на раме буровой лебедки и рассчитан для работы в районах умеренного климата при температуре воздуха от +40 до -40 °С и относительной влажности 80 % при 20 °С, во взрывобезопасной среде, не содержащей агрессивных газов и паров, разрушающих металл и изоляцию.

##### Техническая характеристика

|   |           |
|---|-----------|
| Номинальный тормозной момент (при $n = 225-500$ об/мин), кН·м .....               | 45,0      |
| Максимальный кратковременный (до 10 с) тормозной момент, кН·м.....                | 57,0—60,0 |
| Номинальный ток возбуждения, А .....  | 135       |
| Максимальный кратковременный (не более 10 с) за один цикл ток возбуждения, А..... | 180       |

|  |                  |
|--|------------------|
| Номинальное напряжение возбуждения, В.....             | 120              |
| Частота вращения, об/мин.....                          | 500              |
| Направление вращения.....                              | Произвольное     |
| Маховой момент якоря без воды, кН·м <sup>2</sup> ..... | 14,4             |
| Масса тормоза, кг.....                                 | 6300             |
| Исполнение.....  | Брызгозащищенное |

Тормоз (рис. 15.27) состоит из следующих основных узлов: статора 1, якоря 2, подшипниковых щитов 3, 4, водораспределительной коробки 5. Статор выполнен из пяти колец, каждое из которых имеет по 30 когтеобразных полюсов. Кольца изготовлены двух видов: с Т-образным (три кольца) и Г-образным (два кольца) полюсами и скреплены так, что полюсы одного кольца входят в паз другого. Между кольцами в специальных пазах размещены катушки возбуждения 6, выводные концы которых подсоединены к клеммной колодке. Для стока конденсата в нижней части статора под катушками возбуждения предусмотрены дренажные отверстия 8 с пробкой 7. В полости цилиндра выполнены два отверстия — входное 10 и выходное 11.

Якорь представляет собой сварную конструкцию, в которой два цилиндра концентрично сварены между собой и с помощью щитов приварены к ступице, размещенной на валу. Полость между цилиндрами по окружности разделена на четыре отсека. В каждом отсеке на внутреннем ци-

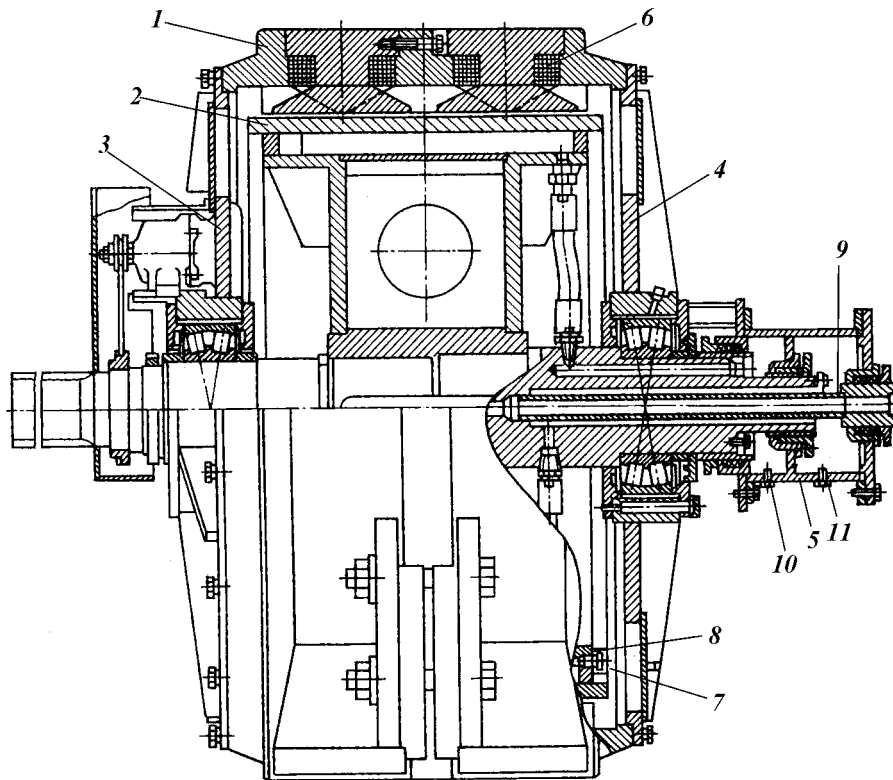


Рис. 15.27. Электромагнитный тормоз ЭМТ-4500-У1



линдре имеется по два отверстия — входное и выходное. Со стороны водораспределительной коробки вал имеет концентрично расположенные входные, центральный сквозной — выходной каналы. В центральный канал встроена труба 9, через которую подается воздух в шинно-пневматическую муфту. Полость, образованная трубой и каналом вала, служит для прохождения охлаждающей воды. Каналы вала соединены с отверстием якоря шланговыми соединениями. На вал якоря насажены два роликподшипника, с помощью которых якорь опирается на подшипниковые щиты. Подшипниковые щиты сварные. На щите 3 имеется плата для установки тахогенератора.

Водораспределительная коробка представляет собой цилиндрическую камеру, разделенную внутри на два отсека — входной и выходной. Принцип тормоза основан на том, что при подаче постоянного напряжения на катушки возбуждения появляется магнитный поток статора. Последний благодаря многополюсному исполнению статора индуцирует в массиве вращающегося якоря вихревые токи.

Взаимодействие вихревых токов якоря с магнитным потоком создает тормозной момент. Путем регулирования тока возбуждения можно плавно изменять величину тормозного момента, при этом вся энергия торможения превращается в тепло, которое уносится охлаждающей водой.

Порошковые тормоза отличаются от индукционных тем, что воздушный зазор между статором и якорем заполнен ферромагнитным порошком, повышающим магнитную проницаемость зазора и в результате этого величину создаваемого тормозного момента. Кроме того, посредством порошка образуется механическая связь между статором и якорем тормоза и благодаря этому частота вращения не влияет на величину тормозного момента.

Механические характеристики электромагнитных тормозов выражают зависимость тормозного момента от частоты вращения при заданном токе возбуждения.

При  $n = 0$  тормозные моменты индукционного и гидродинамического тормозов равны нулю. Поэтому в отличие от порошкового тормоза они не могут быть использованы для полной остановки и удержания груза на весу.

С увеличением частоты вращения тормозной момент индукционного тормоза возрастает быстрее, чем гидродинамического.

Таблица 15.14

**Техническая характеристика индукционных и порошковых тормозов**

| Показатель                            | ЭМТ-4500 | ЭМТ-7500 | ЭМТ-10 000 | ТЭП-4500 | ТЭП-4500 |
|---------------------------------------|----------|----------|------------|----------|----------|
| Тормозной момент, кН·м:               |          |          |            |          |          |
| номинальный                           | 45       | 75       | 100        | 45       | 75       |
| пусковой                              | 60       | 95       | 120        | 60       | 80       |
| остаточный                            | —        | —        | —          | 0,45     | —        |
| Номинальная частота вращения, об/мин  | 500      | 500      | 200        | 500      | 500      |
| Напряжение возбуждения, В             | 120      | 120      | 127        | 127      | 127      |
| Мощность возбуждения, кВт             | 10,2     | 17,0     | 29,0       | 3,0      | 3,5      |
| Сопротивление обмотки возбуждения, Ом | 0,695    | 3,05     | —          | 18,2     | 9,0      |
| Ток возбуждения номинальный, А        | 135      | 72       | —          | 10       | 12,0     |
| Масса, кг                             | 5300     | 9100     | 8600       | 4200     | 6500     |

У гидродинамического тормоза момент может изменяться за счет уровня наполнения жидкостью, у электромагнитных это достигается за счет изменения тока возбуждения. При отсутствии тока в обмотке возбуждения тормозной момент равен нулю. С увеличением тока в обмотке возбуждения пропорционально возрастает момент. Указанная особенность электромагнитных тормозов облегчает их управление и создает возможность автоматизации процесса спуска инструмента.

Техническая характеристика индукционных (ЭМТ) и порошковых (ТЭП) тормозов отечественных лебедок приведена в табл. 15.14.

Тормозной момент электромагнитных тормозов выбирается согласно следующим условиям:

для индукционных тормозов  $M_T \geq M_{ст}$ ;

для порошковых тормозов  $M_T \geq M_{ст} + M_{ин}$ , где  $M_T$  — номинальный тормозной момент выбираемого тормоза;  $M_{ст}$  — статический момент вращения от веса наиболее тяжелой колонны труб;  $M_{ин}$  — вращающий момент от действия инерционных сил при наибольшей массе колонны труб и угловом замедлении  $\varepsilon$ .

## 15.12. ОБЪЕМ СПУСКОПОДЪЕМНЫХ ОПЕРАЦИЙ

Продолжительность и число циклов нагружения подъемного механизма буровой установки зависят от объема спускоподъемных операций, который определяется суммарной длиной труб, спускаемых в скважину и поднимаемых из нее за все рейсы, выполняемые в процессе бурения до конечной глубины:

$$s_{спо} = s_{сп} + s_{п},$$

где  $s_{спо}$  — объем спускоподъемных операций, м;  $s_{сп}$  и  $s_{п}$  — длина труб, спускаемых и поднимаемых за все рейсы.

В каждом рейсе, связанном со сменой долота, из скважины поднимают и спускают в нее одинаковое количество труб, длина которых равна текущей глубине забоя скважины. Длина труб, спускаемых или поднимаемых за все рейсы

$$s = s_{сп} = s_{п} = L_1 + L_2 + \dots + L_z + \dots + L_k = \sum_{z=1}^{z_k} L_z,$$

где  $L_1, L_2, \dots, L_z$  — текущие глубины забоя скважины по порядковым номерам рейсов;  $L_k$  — конечная глубина скважины;  $z_k$  — номер конечного рейса.

Текущая глубина скважины зависит от проходки на долото:

$$h_z = L_z - L_{z-1},$$

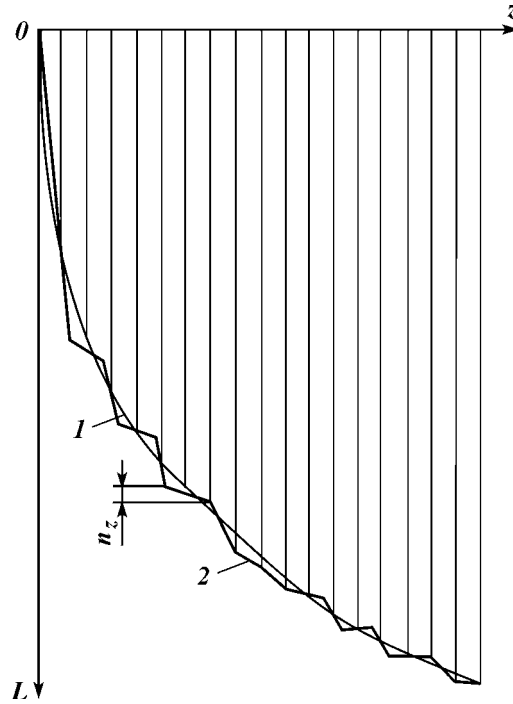
где  $h_z$  — проходка на долото в  $z$ -м рейсе;  $L_{z-1}, L_z$  — глубина скважины соответственно при  $(z - 1)$ -м и  $z$ -м рейсах.

Проходка на долото и число рейсов, определяющие объем спускоподъемных операций, зависят от глубины скважины и физико-механических свойств разбуриваемых пород, стойкости используемых долот, эффективности режимов бурения и других факторов, обусловленных технологией и техникой бурения. На рис. 15.28 приведен график, на оси абсцисс которого

Рис. 15.28. График рейсов и кривая проходки

откладываются порядковые номера рейсов, а на оси ординат — значения глубины забоя скважины. Линия, соединяющая координаты полученных точек, называется кривой проходки. Фактическая кривая проходки 1, построенная по промысловым данным, представляет собой ломаную линию.

В теоретических расчетах пользуются корреляционными зависимостями, полученными путем подбора эмпирических формул. В результате рассмотрения статистических данных, полученных при бурении глубоких скважин в различных геологических районах, установлено, что кривые проходки с достаточной точностью описываются формулой



$$L_z = Az^m,$$

где  $A$  и  $m$  — опытные коэффициенты.

Значения опытных коэффициентов выбирают из условия равенства сумм глубин забоя скважины за все рейсы по фактической 1 и теоретической 2 кривым проходки (см. рис. 15.28).

Коэффициенты  $A$  и  $m$  имеют значения:  $A > 1$ ;  $0 < m \leq 1$ . При  $m = 1$  кривая проходки выражается линейной зависимостью, а объем спускоподъемных операций минимален. Уменьшение коэффициента  $m$  указывает на возрастание объема спускоподъемных операций.

Пользуясь приведенной выше формулой и опытными значениями коэффициентов  $A$  и  $m$ , можно определить:

ожидаемый объем спускоподъемных операций при бурении скважины заданной глубины

$$s_{\text{спо}} = 2s = 2L_{\text{к}} z_{\text{к}}(m + 1);$$

проходку на долото за  $z$ -й рейс

$$h_z = L_z - L_{z-1} = Az^m - A(z-1)^m = A[z^m - (z-1)^m];$$

число рейсов за период бурения скважины до конечной глубины

$$z_{\text{к}} = (L_{\text{к}}/A)^{1/m};$$

среднюю проходку на долото

$$h_{\text{ср}} = L_{\text{к}}/z_{\text{к}} = A^{1/m}/L_{\text{к}}^{(1-m)/m}.$$

### 15.13. КИНЕМАТИКА ПОДЪЕМНОГО МЕХАНИЗМА

Задача кинематики состоит в определении скоростей и ускорений подъемного механизма. Заданными величинами являются высота подъема, оснастка и размеры звеньев подъемного механизма, частота вращения и характеристика используемого двигателя.

При спускоподъемных операциях высота подъема  $h$  несколько превышает длину буровой свечи  $l$  (здесь  $h \approx 1,02l$ ). Это обусловлено возможностью установки буровой колонны на клинья либо элеватор. При спуске буровая колонна приподнимается для освобождения клиньев либо элеватора, поэтому перемещения при спусках и подъемах буровых свечей примерно одинаковые.

Изменения скорости за время подъема и спуска одной свечи изображаются тахограммой. Для подъемных механизмов характерна трехпериодная тахограмма подъема, имеющая трапецеидальную форму (рис. 15.29). В первый период происходит разгон барабана лебедки, чему соответствует ускоренное движение крюка со скоростью, возрастающей от нуля до начальной установившейся  $v_{н.у}$ . Характер изменения скорости крюка в период разгона зависит от привода лебедки и навыков управляющего ею буровика. Режим разгона буровой лебедки существенно не влияет на продолжительность подъема. Однако для снижения динамических нагрузок ускорение при разгоне должно быть минимальным. При линейном нарастании скорости, как показано на рис. 15.29, имеем

$$a_1 = dv/dt = \operatorname{tg} \gamma = \operatorname{const}; \quad v_{н.у} = a_1 t_1; \quad h_1 = v_{н.у} t_1 = a_1 t_1^2 / 2,$$

где  $a_1$  — ускорение крюка при разгоне, м/с<sup>2</sup>;  $\gamma$  — угол наклона кривой скорости;  $v_{н.у}$  — начальная установившаяся скорость крюка, м/с;  $h_1$  — путь крюка в период разгона, м;  $t_1$  — продолжительность разгона, с.

Второй период соответствует установившемуся движению крюка, при котором двигатель и барабан лебедки вращаются с постоянной частотой. Скорость подъема и период установившегося движения

$$v_y = \pi D_z n_{АВ} / 60 i_{тp} i_{т.с},$$

где  $D_z$  — диаметр наводки каната на барабан лебедки, м;  $i_{тp}$  — передаточное число трансмиссии лебедки;  $i_{т.с}$  — кратность оснастки подъемного механизма.

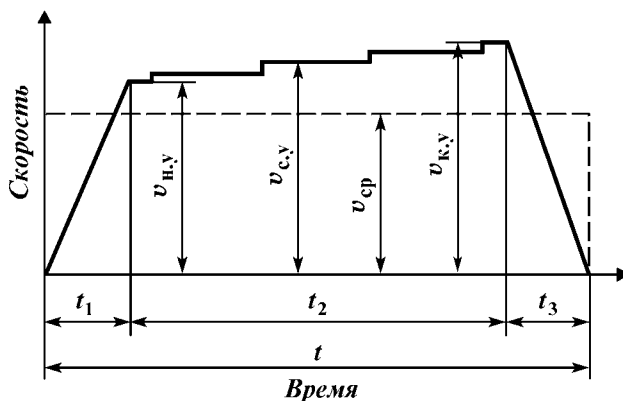


Рис. 15.29. Тахограмма подъема

Вследствие изменения диаметра навивки при переходе каната на каждый последующий слой на тахограмме скорость подъема в период установившегося движения изображается ступенчатой прямой линией. В кинематических расчетах пользуются средней установившейся скоростью подъема

$$v_{c,y} = (v_{н,y} + v_{к,y})/2,$$

где  $v_{к,y}$  – конечная установившаяся скорость подъема крюка, определяемая по диаметру последнего (конечного) слоя навивки каната.

Средняя установившаяся скорость подъема рассчитывается также по среднему диаметру навивки каната на барабан лебедки

$$v_{c,y} = \pi D_{cp} n_{ав}/60 i_{тр} i_{т.с.}$$

Исходя из средней установившейся скорости, для второго периода подъема

$$a_2 = 0; v_{c,y} = \text{const}; h_2 = v_{c,y} t_2,$$

где  $a_2$  – ускорение крюка,  $\text{м/с}^2$ ;  $t_2$  – продолжительность установившегося движения, с;  $h_2$  – путь крюка за период установившегося движения, м.

В третий период происходит торможение буровой лебедки, при котором конечная установившаяся скорость подъема снижается до нуля. При линейном изменении скорости торможения

$$a_3 = \text{const}; v_{к,y} = a_3 t_3; h_3 = v_{к,y} t_3/2 = a_3 t_3^2/2,$$

где  $a_3$  – замедление крюка при торможении,  $\text{м/с}^2$ ;  $v_{к,y}$  – скорость крюка в начале торможения,  $\text{м/с}$ ;  $t_3$  – продолжительность торможения, с;  $h_3$  – путь крюка в период торможения, м.

Продолжительность подъема

$$t = t_1 + t_2 + t_3.$$

Для расчета продолжительности подъема на заданную высоту пользуются средней скоростью подъема, учитывающей изменение скорости крюка в период разгона и торможения лебедки:

$$t = h/v_{cp}.$$

Средняя скорость на тахограмме подъема определяется из следующего равенства:

$$v_{cp} t = v_{c,y}(t + t_2)/2,$$

откуда

$$v_{cp} = v_{c,y} \frac{t + t_2}{2t} = v_{c,y} \frac{t + t - (t_1 + t_3)}{2t} = v_{c,y} \left(1 - \frac{t_1 + t_3}{2t}\right).$$

Последняя формула показывает, что средняя скорость крюка меньше средней установившейся скорости подъема. На рис. 15.29 средняя скорость крюка выражается высотой прямоугольной тахограммы, площадь которой равна площади действительной трапециевидальной тахограммы, имеющей общее с ней основание. Прямоугольная тахограмма является расчетной и на практике неосуществима, так как при этом ускорение и замедление достигают бесконечности:  $a = \text{tg } 90^\circ = \infty$ .

Отношение средней установившейся скорости к средней скорости крюка называют коэффициентом заполнения тахограммы:  $\lambda = v_{c,y}/v_{cp} > 1$ .

Пользуясь коэффициентом  $\lambda$ , продолжительность подъема на заданную высоту можно определять по формуле

$$t = h/v_{cp} = h \lambda / v_{c,y}.$$

Коэффициент заполнения тахограммы зависит от типа привода подъемного механизма, скорости и высоты подъема крюка. Согласно опытным данным Уралмашзавода, указанная зависимость описывается формулой

$$\lambda = 1 + c \frac{v_{c,y}^2}{h}.$$

В зависимости от типа используемого привода  $c = 2,4$  — для электрического, дизель-электрического и газотурбозлектрического;  $c = 3,6$  — для дизель-гидравлического и газотурбинного;  $c = 4,8$  — для дизель-механического.

Средняя скорость спуска

$$v_{cp,сп} = v_{max\ сп} / \lambda_{сп},$$

где  $v_{max\ сп}$  — максимальная скорость, достигаемая за период спуска;  $\lambda_{сп}$  — коэффициент заполнения тахограммы при спуске.

В практических расчетах согласно рекомендациям Уралмашзавода максимальная скорость спуска принимается в зависимости от длины свечи  $l$ .

|                       |     |     |     |     |
|-----------------------|-----|-----|-----|-----|
| $l$ , м.....          | 18  | 24  | 27  | 36  |
| $v_{max}$ , м/с ..... | 2,5 | 2,9 | 3,1 | 3,6 |

Коэффициенты заполнения тахограммы:  $\lambda_{сп} = 2$  — при свободном спуске;  $\lambda_{сп} = 1,5$  — при использовании вспомогательного тормоза.

## 15.14. ДИНАМИКА ПОДЪЕМНОГО МЕХАНИЗМА

Динамические нагрузки в подъемном механизме буровых установок возникают при спускоподъемных операциях вследствие действия ускорения или замедления, а также упругих колебаний, создаваемых во время переходных процессов. Источники динамических нагрузок — толчки и удары, возникающие при подхвате колонны труб и переходах талевого каната на последующий слой навивки, а также из-за зазоров и монтажных смещений в сочленениях узлов и деталей подъемного механизма и его привода.

На динамику спускоподъемных операций значительно влияет состояние ствола скважины. Всевозможные уступы и каверны препятствуют равномерному движению колонны труб в скважине, поэтому в подъемном механизме возникают динамические нагрузки случайного характера. Систематическими являются динамические нагрузки, возникающие в период разгона и торможения лебедки. При прочих одинаковых условиях уровень динамических нагрузок, возникающих в процессе подъема, зависит от пусковых свойств двигателей и упругости системы, включающей силовые передачи, лебедку, талевый канат, вышку и колонну поднимаемых труб.

При спуске динамические нагрузки зависят от снижения скорости, регулируемой вспомогательным и основным тормозами лебедки, а также от упругости талевого каната, вышки и колонны спускаемых труб. Различие в

Таблица 15.15

| Нагрузка на крюке, кН | Скорость подъема крюка, м/с | Коэффициент динамичности $K_A$ |
|-----------------------|-----------------------------|--------------------------------|
| 150–250               | 1,32                        | 2,00–1,88                      |
| 250–700               | 1,12–0,99                   | 1,88–1,43                      |
| 700–1200              | 0,58–0,56                   | 1,43–1,22                      |
| 1200–1800             | 0,40–0,38                   | 1,22–1,05                      |
| 1800–2000             | 0,17–0,16                   | 1,05–1,03                      |

источниках и характере переходных процессов, распределении масс и упругости включаемых систем обуславливает количественные и качественные отличия динамических процессов, наблюдаемых в подъемном механизме буровых установок при подъеме и спуске колонны труб.

Опытный коэффициент динамичности учитывает динамические нагрузки в подземном механизме буровых установок

$$K_A = (P_{ст} + P_A)/P_{ст},$$

где  $P_{ст}$  – статическая нагрузка от собственного веса колонны труб и подвижной части талевого механизма;  $P_A$  – динамическая нагрузка.

В результате экспериментальных исследований установлено, что коэффициент динамичности для отдельных звеньев и деталей подъемного механизма буровых установок изменяется от 1,02 до 2 в зависимости от скорости подъема, определяемой мощностью привода буровой лебедки и массой поднимаемой колонны. По мере увеличения массы колонны труб скорость подъема уменьшается и при этом снижается коэффициент динамичности.

Динамические нагрузки в звеньях подъемного механизма достигают наибольших значений в период подхвата колонны труб с ротора при подъеме и в начале торможения лебедки при спуске. В табл. 15.15 приведены коэффициенты динамичности для неподвижной ветви талевого каната, полученные по результатам инструментальных измерений на буровой установке Уралмаш.

## 16 **ОБОРУДОВАНИЕ СИСТЕМЫ**

### ГЛАВА **ПРОМЫВКИ СКВАЖИН**

#### 16.1. БУРОВЫЕ НАСОСЫ

В системе промывки скважин буровые насосы предназначены для следующего: нагнетания в скважину промывочной жидкости с целью очистки забоя и ствола от выбуренной породы (шлама) и выноса ее на дневную поверхность; охлаждения и смазки долота; создания гидромониторного эффекта при бурении долотами с насадками; приведения в действие забойных гидравлических двигателей.

К буровым насосам предъявляют следующие основные требования:

подача бурового промывочного раствора должна быть регулируемой в пределах, обеспечивающих эффективную промывку скважины;

мощность насоса должна быть достаточной для промывки скважины и привода забойных гидравлических двигателей;

скорость промывочной жидкости на выходе из насоса должна быть равномерной для устранения инерционных нагрузок и пульсаций давления, вызывающих осложнения в бурении, дополнительные энергетические затраты и усталостные разрушения;

насосы должны быть приспособлены для работы с абразиво- и масло-содержащими коррозионно-активными промывочными растворами различной плотности;

узлы и детали, контактирующие с промывочным раствором, должны обладать достаточной долговечностью и быть приспособленными к удобной и быстрой замене при выходе из строя;

крупногабаритные узлы и детали должны быть снабжены устройствами для надежного захвата и перемещения при ремонте и техническом обслуживании;

узлы и детали приводной части должны быть защищены от промывочного раствора и доступны для осмотра и технического обслуживания;

насосы должны быть приспособлены к транспортировке в собранном виде на далекие и близкие расстояния и к перемещению волоком в пределах буровой;

конструкция насосов должна допускать правое и левое расположение двигателей насосного агрегата;

надежность и долговечность насосов должны сочетаться с их экономичностью и безопасностью эксплуатации.

Технические условия на изготовление буровых насосов регламентируются ГОСТом.

С ростом глубины бурения значительно увеличиваются и мощности буровых насосов. Освоены и намечаются к производству новые модели буровых насосов, отвечающие возросшим требованиям бурения. Буровые насосы непрерывно совершенствуются: повышаются надежность и долговечность, снижается масса и сокращаются материальные и трудовые затраты на их изготовление, эксплуатацию и ремонт. Это обусловило широкую номенклатуру моделей и модификаций буровых насосов, используемых в отечественной и зарубежной практике бурения эксплуатационных и разведочных скважин.

Рабочие органы буровых насосов преимущественно выполняются в виде поршней. Наиболее распространены двухпоршневые насосы двустороннего действия, на смену которым в последние годы приходят трехпоршневые насосы одностороннего действия. В насосах двустороннего действия жидкость перемещается в поршневой и штоковой полостях и за один двойной ход поршня совершаются два цикла всасывания и нагнетания. При одностороннем действии жидкость перемещается в поршневой полости рабочей камеры и за один двойной ход совершается один цикл всасывания и нагнетания.

В буровых насосах используются самодействующие пружинные клапаны тарельчатой конструкции. Всасывающие и нагнетательные клапаны взаимозаменяемы. Оси поршней параллельны и располагаются в горизонтальной плоскости по одну сторону от привода насоса. Ведущее звено буровых насосов, сообщающее движение поршням, выполняется в виде вращающегося эксцентрикового, кривошипного, пальцевого либо коленчатого вала.



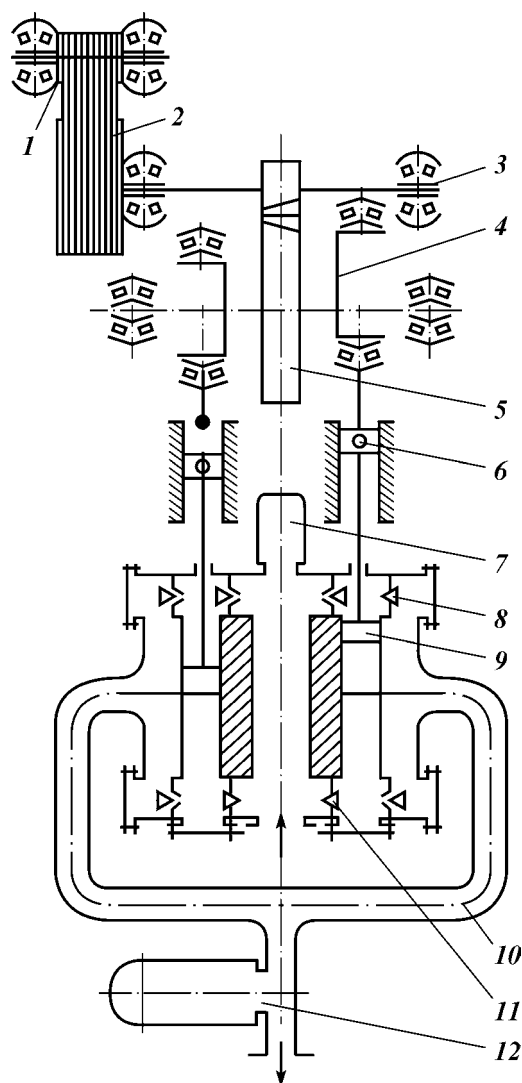
Ведущий вал приводится от трансмиссионного вала насоса посредством цилиндрической зубчатой пары. Промывочная жидкость перемещается по одноступенчатой и однопоточной схеме, через общую приемную линию и один отвод. Подача насоса изменяется с помощью сменных цилиндрических втулок либо изменением числа ходов насоса. Пульсации давления, вызываемые неравномерной скоростью поршней, снижаются до практически приемлемого уровня при помощи пневматических компенсаторов. В буровых насосных агрегатах используются преимущественно электродвигатели и дизели, вращение которых передается трансмиссионному валу насоса клиноременной либо цепной передачей.

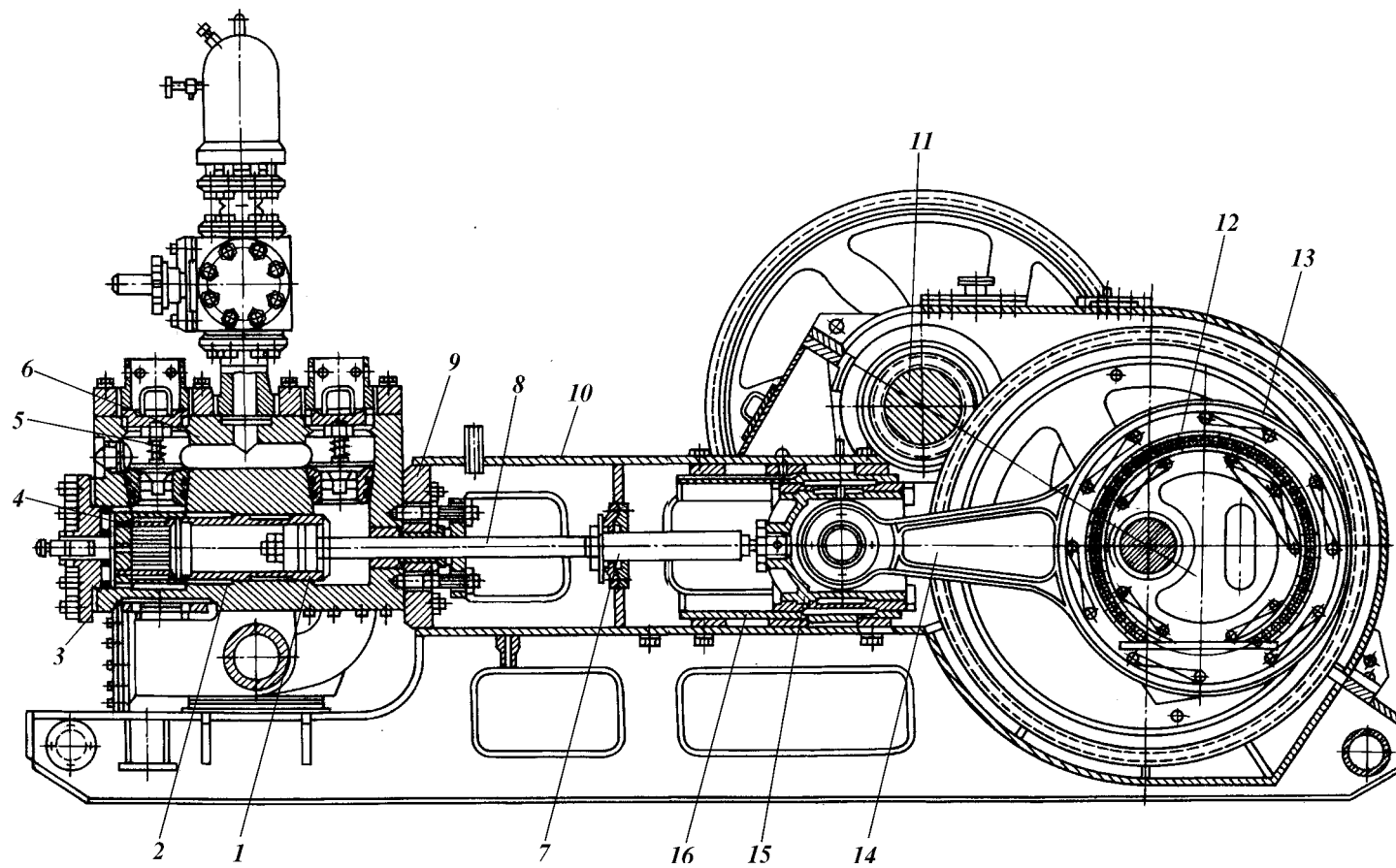
### ДВУХЦИЛИНДРОВЫЕ ПОРШНЕВЫЕ БУРОВЫЕ НАСОСЫ

Кинематическая схема бурового насоса двухстороннего действия приведена на рис. 16.1, а компоновка узлов — на рис. 16.2. Эти буровые насосы горизонтальные, поршневые, двухцилиндровые, двойного действия, состоят из гидравлической и приводной частей, смонтированных на общей раме. Гидравлическая часть насоса У8-6М состоит из следующих основных узлов: двух литых стальных гидравлических коробок, соединенных между собой снизу приемной коробкой, а сверху корпусом блока пневматических компенсаторов. Приемная коробка насоса соединяет всасываемую трубу со всасывающими клапанами (рис. 16.3). Внутри гидравлических коробок устанавливаются сменные цилиндрические втулки (рис. 16.4, 16.5), внутренний диаметр которых выбирают в зависимости от требуемого давления и подачи насоса. Наружные размеры всех втулок одинаковы.

**Рис. 16.1. Кинематическая схема бурового насоса двухстороннего действия:**

1 — приводной шкив двигателя; 2 — клиноременная передача; 3 — трансмиссионный вал; 4 — эксцентрик; 5 — зубчатая передача; 6 — ползун; 7 — всасывающий компенсатор; 8 — нагнетательный клапан; 9 — поршень; 10 — гидравлическая коробка; 11 — всасывающий клапан; 12 — компенсатор нагнетательного трубопровода

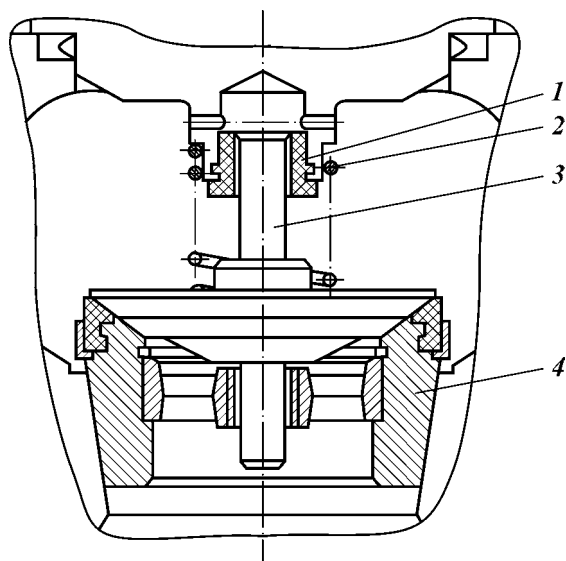




**Рис. 16.2. Буровой насос двухстороннего действия:**

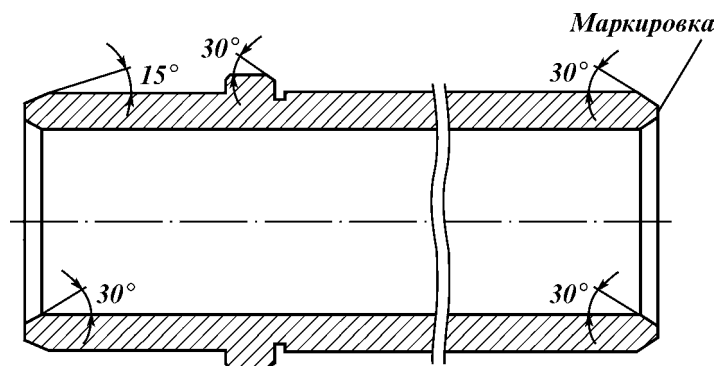
1 – поршень; 2 – цилиндрическая втулка; 3 – крышка цилиндра; 4 – упорный стакан; 5 – нагнетательный клапан; 6 – корпус клапанной коробки; 7 – надставка штока; 8 – шток; 9 – сальниковое уплотнение штока; 10 – корпус насоса; 11 – трансмиссионный вал; 12 – коренной вал; 13 – ведомая головка шатуна; 14 – шатун; 15 – ползун; 16 – направляющие ползуна

**Рис. 16.3. Клапан насоса в сборе:**  
 1 – втулка; 2 – пружина; 3 – тарелка  
 клапана; 4 – седло в сборе



С целью повышения сроков службы втулок внутренняя поверхность их подвергается термической обработке. Цилиндровые втулки насоса уплотняются путем установки между буртиком цилиндровой втулки 1 и стаканом 4 двух комбинированных уплотнений 2, разделенных стальным кольцом 3 (см. рис. 16.5). Кольцо имеет по наружному и внутреннему диаметрам проточки с отверстиями. В случае износа уплотнения через специальное отверстие в гидравлической коробке раствор должен вытекать наружу, что и явится сигналом о неисправности уплотнения цилиндровой втулки. Цилиндровые втулки закрепляются с помощью стакана 5 и крышки 7 подтягиванием гаек 8. Цилиндровая крышка 7 уплотняется при помощи самоуплотняющихся манжет 6 и 9. Подтяжка уплотнения 2 цилиндровой втулки производится с помощью болта 10.

В цилиндрических втулках перемещаются поршни (рис. 16.6). Поршень состоит из сердечника с конической расточкой и привулканизированных к нему двух резиновых манжет. Поршень 13 насажен на конический хвостовик штока 14 и крепится к нему с помощью гайки 12 и контргайки 11 (см. рис. 16.5). Шток (рис. 16.7) соединен с надставкой штока (рис. 16.8), резь-



**Рис. 16.4. Цилиндровая втулка насоса У8-6М**

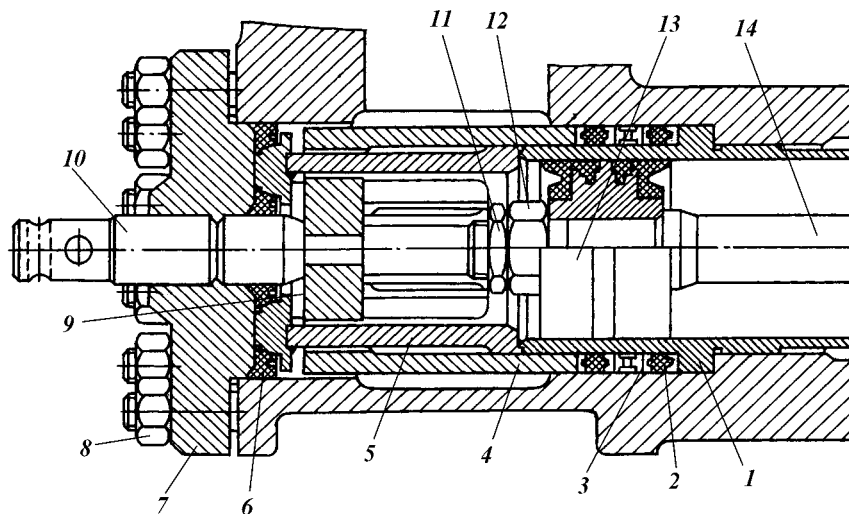


Рис. 16.5. Уплотнение цилиндрических втулок насоса У8-6М

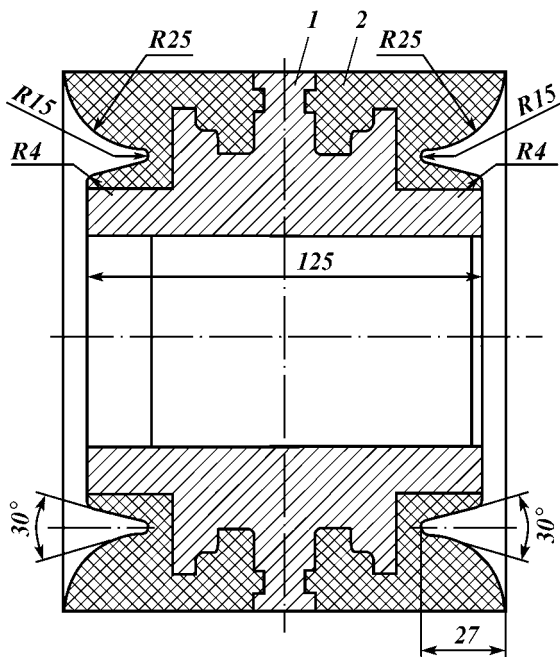


Рис. 16.6. Поршень насоса:  
1 – сердечник; 2 – уплотнение

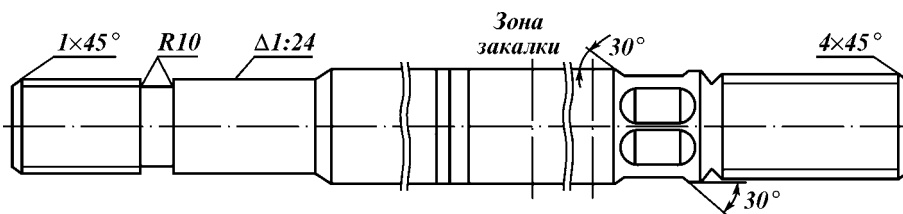


Рис. 16.7. Шток поршня насоса

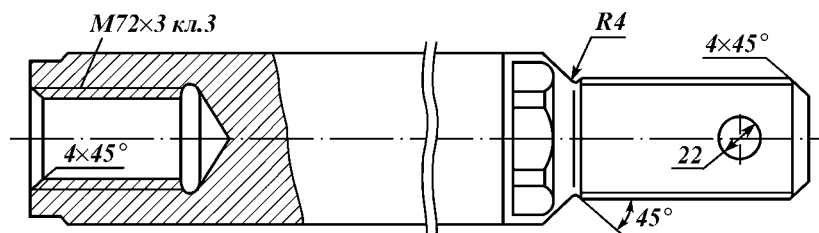


Рис. 16.8. Шток ползуна насоса

бовой конец которой ввинчен в корпус ползуна. При вращении эксцентрикового вала насоса через шатуны, ползуны и штоки поршни получают возвратно-поступательное движение. Для увеличения износостойкости штоков их рабочая поверхность закаливается. Уплотнение (рис. 16.9) состоит из корпуса 4, направляющей втулки 6, упорного резинового кольца 3, четырех уплотнительных резиновых колец 5, упорного кольца 1 и второй направляющей втулки 2. Направляющие втулки и упорное кольцо изготавливают из

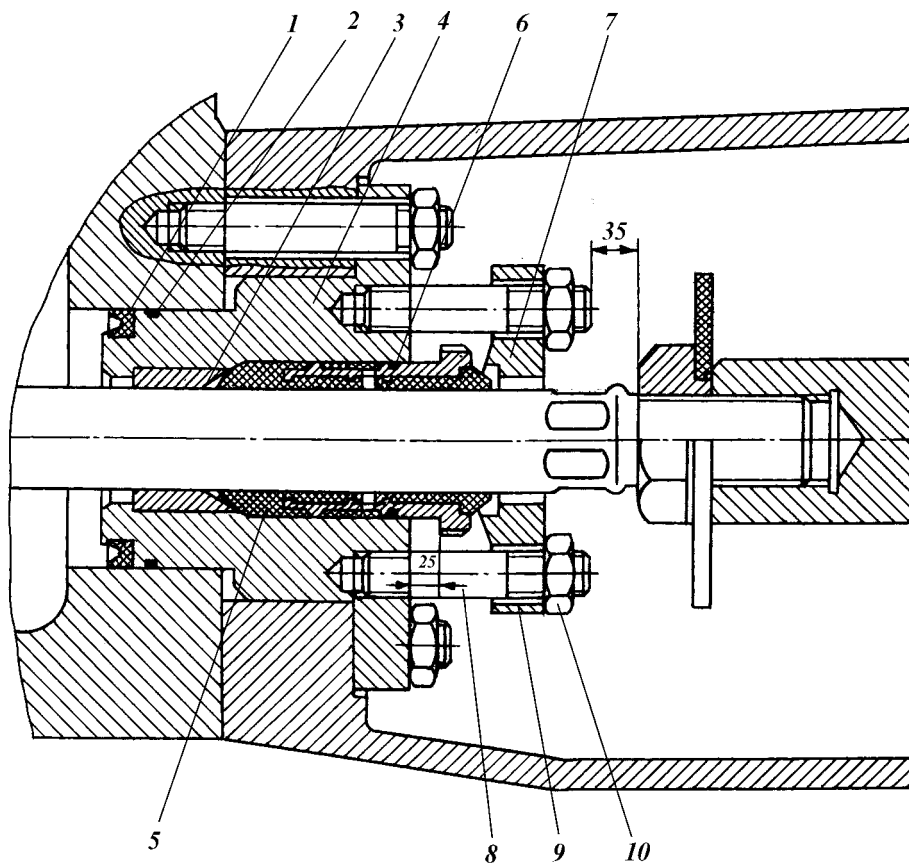


Рис. 16.9. Уплотнение штока насоса

капролита. Упорное кольцо поджимается при помощи прижимной втулки 7 через фланец 9. Подтяжка уплотнения производится при неработающем насосе с помощью гаек 10 и шпилек 8. Для увеличения долговечности уплотнения штоки смазываются и охлаждаются жидким маслом. Масло подается на штоки насосом.

Привод насоса осуществляется от трансмиссионного вала. Соединение гидравлической коробки с корпусом герметизируется самоуплотняющейся манжетой и резиновым кольцом. Для того чтобы предотвратить попадание бурового раствора в приводную часть насоса, создано специальное уплотнительное устройство. Глинистый раствор может быть внесен в приводную часть надставкой штока, поэтому имеется уплотнение сальникового типа. Манжеты обжимают надставку штока и не дают возможности вносить буровой раствор в приводную часть.

Приводная часть насоса состоит из узлов коренного вала (рис. 16.10) трансмиссионного вала (рис. 16.11) и ползуна (рис. 16.12), установленных в

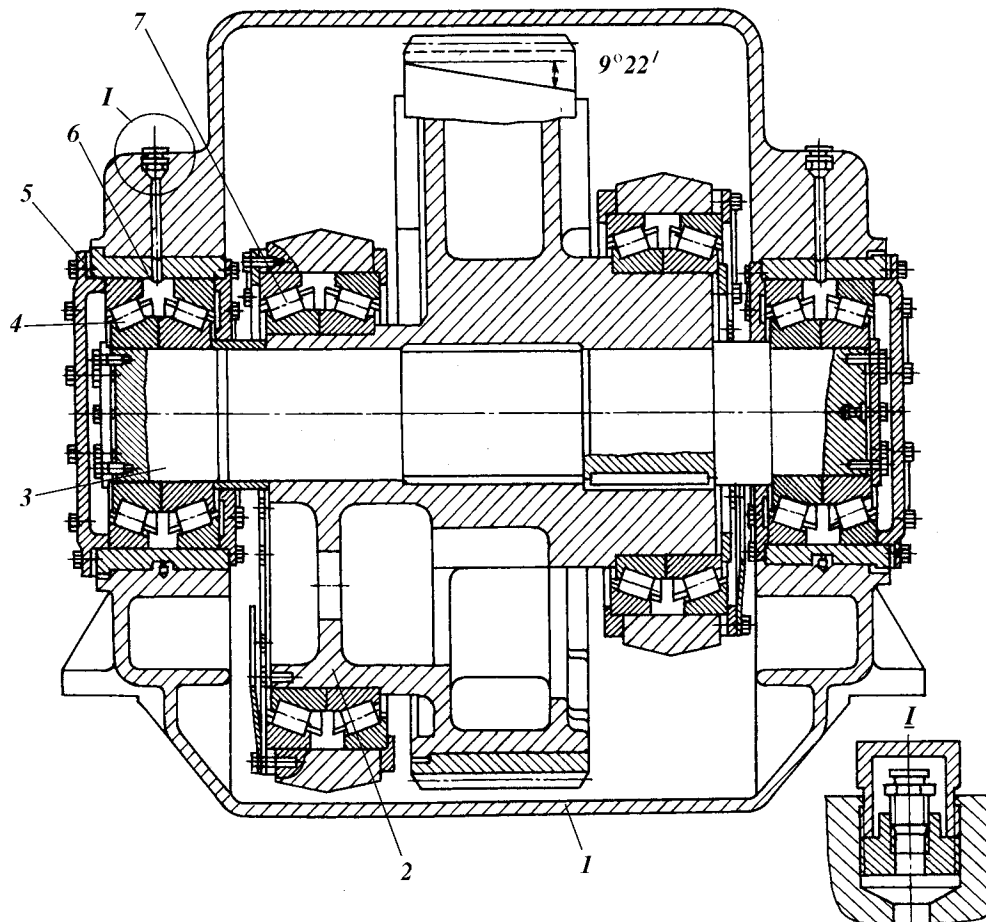


Рис. 16.10. Узел коренного вала

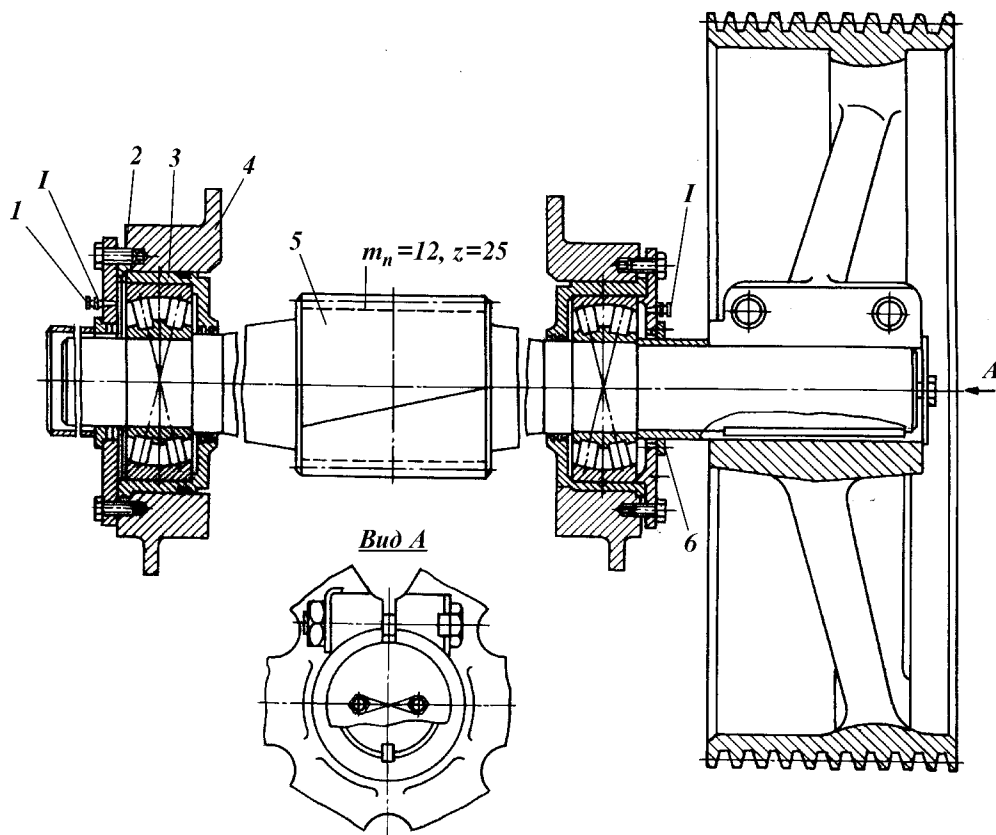


Рис. 16.11. Трансмиссионный вал

литой чугунной станине. Коренной вал (см. рис. 6.10) выполнен в виде сварно-литой конструкции и состоит из двух эксцентриков 2, зубчатого венца 1 и вала 3. Зубчатый венец 1 напрессован на эксцентрики 2. Вал установлен на четырех конических подшипниках 4. Подшипники помещены в стаканах 6. Регулировка подшипников производится при помощи прокладок 5. Подшипники смазываются пружинными тавотницами. Эксцентрики коренного вала смещены относительно друг друга на угол  $90^\circ$  и имеют эксцентриситет 200 мм. На эксцентрик 2 посажены по два конических роликоподшипника 7. Эксцентриситет обеспечивает ход поршня 400 мм. Подшипники вала смазываются тем же маслом масляной ванны, находящейся в картере корпуса, что и зубчатое зацепление, с помощью разбрызгивания от зубчатой пары. Трансмиссионный вал приводит во вращение коренной вал при помощи косозубой шестерни 5 (см. рис. 16.11). Шестерня выполнена заодно с валом, который установлен на двухрядных сферических роликовых подшипниках 4, помещенных в стаканах 3. С помощью резинового кольца 2 уплотняется крышка стакана подшипников. Специальное уплотнение 6 предотвращает вытекание смазки из подшипников. Консистентная смазка подается в подшипники пружинными тавотницами 1. Плавающий подшипник имеет тепловой зазор для расширения. Оба конца трансмиссионного вала сделаны одинаковыми, что позволяет монтировать насос с пра-

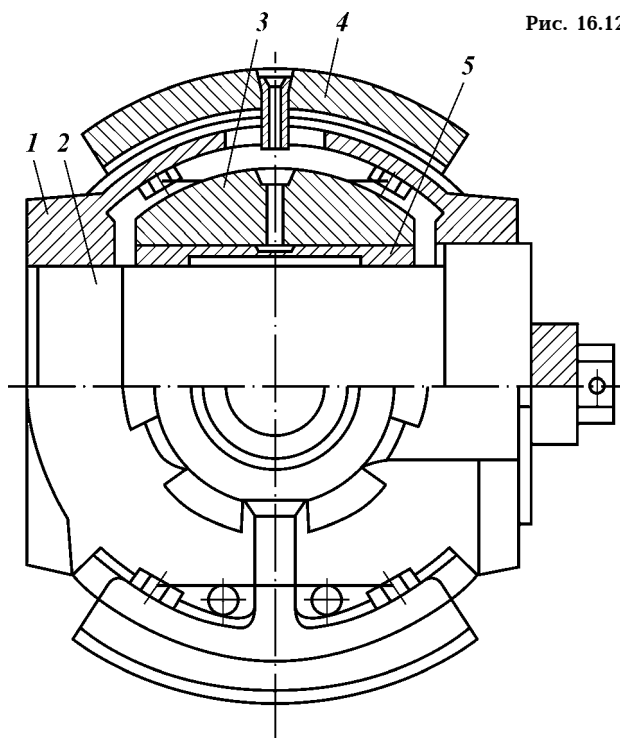


Рис. 16.12. Ползун

вым и левым расположением привода. Свободный конец вала защищается кожухом. Шкив крепится на конце вала шпонками и двумя стяжными болтами. На рис. 16.12 показан поперечный разрез ползуна по кольцу шатуна. Ведущие головки шатунов установлены на конических роликоподшипниках, которые, в свою очередь, насажены на эксцентрики. Малые головки шатунов 3 соединены с ползуном 1 при помощи цилиндрических пальцев 2 и подшипников скольжения 5. Подшипники 5 смазываются через отверстия в малой головке шатуна. К этим отверстиям из масляной камеры подводится масло. Масляная камера крепится к корпусу станины над ползуном. Корпус ползуна 1 изготавливают из стали марки 35Л. Сменной деталью ползуна является чугунная накладка 4. Направляющие накладки корпуса ползуна смазываются маслом, которое подается самотеком из камеры. Масло в эту камеру попадает путем разбрызгивания от зубчатой передачи. Осмотр зубчатого зацепления и заливка масла в ванну производятся через специальный лоток. Для контроля уровня масла имеется маслоуказатель, для слива масла предусмотрены специальные резьбовые отверстия диаметром 75 мм.

Для подогрева масла в зимнее время в ванну станины может быть вмонтирован подогреватель. Станина насоса крепится к его раме восемью болтами. Для удобства транспортировки рама насоса выполнена в виде салазок.

Блок пневмокомпенсатора насоса (рис. 16.13) предназначен для снижения величины колебаний давления в напорном трубопроводе. Он состоит из корпуса 5, на котором установлены три воздушных колпака 3 с разделителем. Объем воздушной части каждого колпака 17 дм<sup>3</sup>. Воздушные



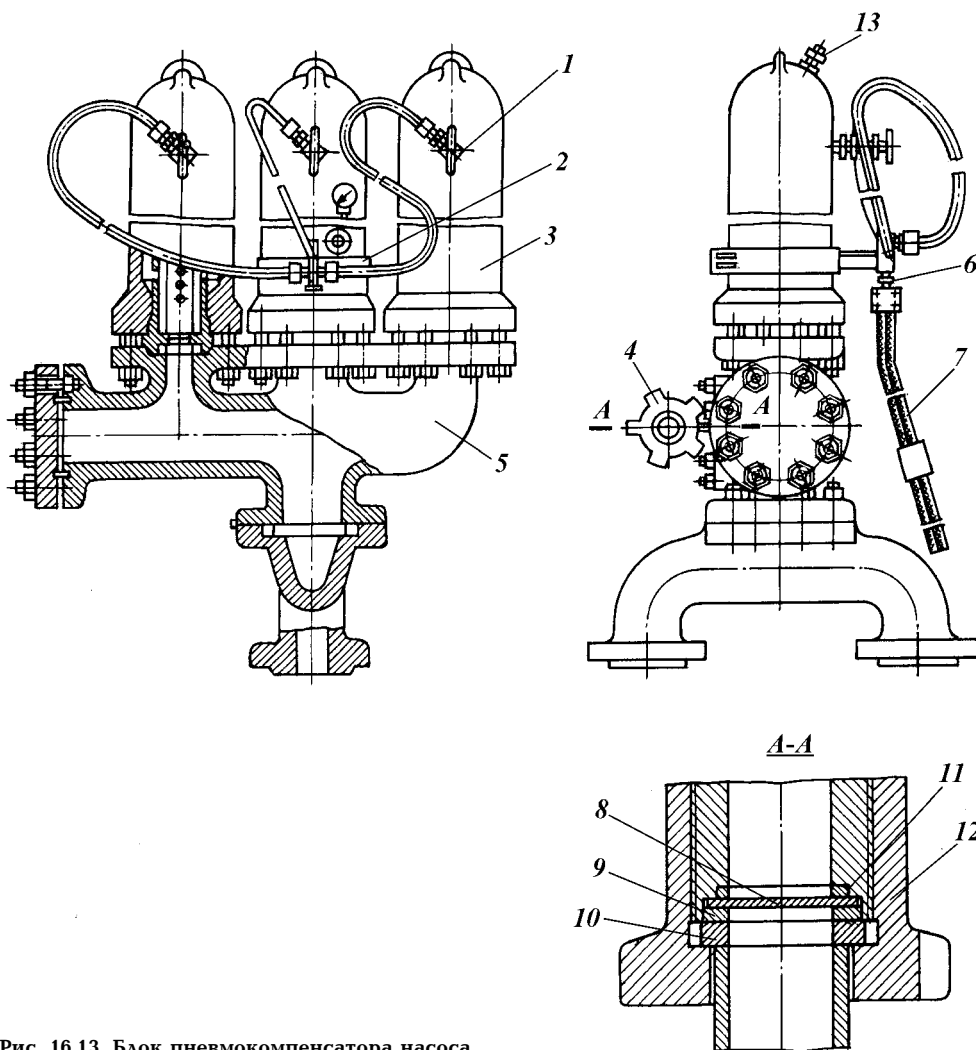


Рис. 16.13. Блок пневмокомпенсатора насоса

колпаки имеют приспособление 2 для контроля давления газа в колпаках и предохранительный клапан 4. Воздушный колпак состоит из перфорированной трубы и резинового баллона. Корпус колпака опирается на фланец перфорированной трубы и крепится шпильками к фланцу корпуса блока пневмокомпенсатора. В результате затяжки гаек обжимается фланец резинового баллона и тем самым герметизируется полость между баллонами и колпаком. Для выпуска сжатого воздуха или газа в верхней части колпака имеются пробки 13. Каждый корпус колпака имеет вентиль 1, к которому подсоединяется приспособление для контроля давления газа в газовой полости колпаков. При помощи этого же приспособления колпаки заполняются газом. Колпачок 6 снимают и на резьбовой конец патрубка навинчивают накидную гайку шланга высокого давления 7, второй конец которого присоединяют к баллону со сжатым газом. До заполнения газом пневмокомпенсатора отвинчивают пробку 13 и заливают в газовую полость колпа-

ков по 100–150 см<sup>3</sup> воды. Наличие воды обеспечивает более надежную герметизацию в тазовой полости колпаков.

К корпусу блока пневмокомпенсатора крепится предохранительный клапан, проходное отверстие в котором закрыто мембраной 8. Мембрана изготавливается из латуни марки Л62М. Толщина ее равна 0,8–0,1 мм. На мембрану 8 опирается сменное кольцо 9, которое прижимается к ней при помощи трубы 10 и гайки 12. Герметичность соединения мембраны с фланцем осуществляется с помощью резинового кольца 11.

Завод-изготовитель поставляет комплект сменных колец 9, которые отличаются размерами внутреннего диаметра. Каждой сменной цилиндрической втулке, а следовательно, и рабочему давлению соответствует определенное сменное кольцо 9. Кольца маркированы. Маркировка указывает рабочее давление. С повышением давления бурового промывочного раствора сверх допустимого мембрана 8 срезается по контуру внутреннего диаметра кольца, при этом раствор сливается при помощи трубы 10 в емкость.

Диафрагменный компенсатор (рис. 16.14), широко используемый в отечественной и зарубежной практике бурения, состоит из толстостенного сферического корпуса 9, крышки 5, штуцера 2 и эластичной диафрагмы 7. Корпус изготавливается из стального литья и после механической обработки имеет гладкую внутреннюю поверхность. Для такелажирования при монтаже и ремонте корпус снабжается проушинами. При одинаковой энергоемкости сферическая форма его по сравнению с цилиндрической придает пневмокомпенсатору компактность, при этом масса его меньше.

Диафрагма 7, отделяющая верхнюю газовую полость от жидкости, поступающей через штуцер, имеет сферическую форму с горловиной, уплотняемой в проточках корпуса и крышки 5. Крышка затягивается шпильками, ввинченными в корпус. Диафрагма изготавливается из прорезиненной ткани и при полной разрядке пневмокомпенсатора плавно прилегает к внутренней его поверхности. Образование складок и деформирование диафрагмы при этом нежелательны вследствие возможной потери эластичности, особенно в условиях низкой температуры.

Отверстие *Б* пневмокомпенсатора перекрывается конусным утолщением диафрагмы. Металлическая шайба 8 и диск 6 из прорезиненной ткани устраняют возможность выдавливания диафрагмы в отверстие штуцера 2 и способствуют плотному прилеганию конуса диафрагмы к штуцеру при вытеснении жидкости из пневмокомпенсатора во время останова насоса. На крышке установлен угловой вентиль 3 для зарядки пневмокомпенсатора сжатым газом. Пневмокомпенсаторы заряжаются воздухом, нагнетаемым компрессором высокого давления либо азотом, доставляемым в баллонах.

Давление газа контролируется манометром 4, снабженным вентиляем. Манометр включается с помощью вентиля перед пуском насоса для контроля начального давления в пневмокамере. При работе насоса вентиль закрывается, поэтому манометр предохраняется от преждевременных поломок, вызываемых пульсацией давления в пневмокамере. Из насоса жидкость поступает в пневмокомпенсатор через штуцер 2, затягиваемый шпильками 10, которые одновременно служат для крепления пневмокомпенсатора к фланцу 1 нагнетательного коллектора насоса.

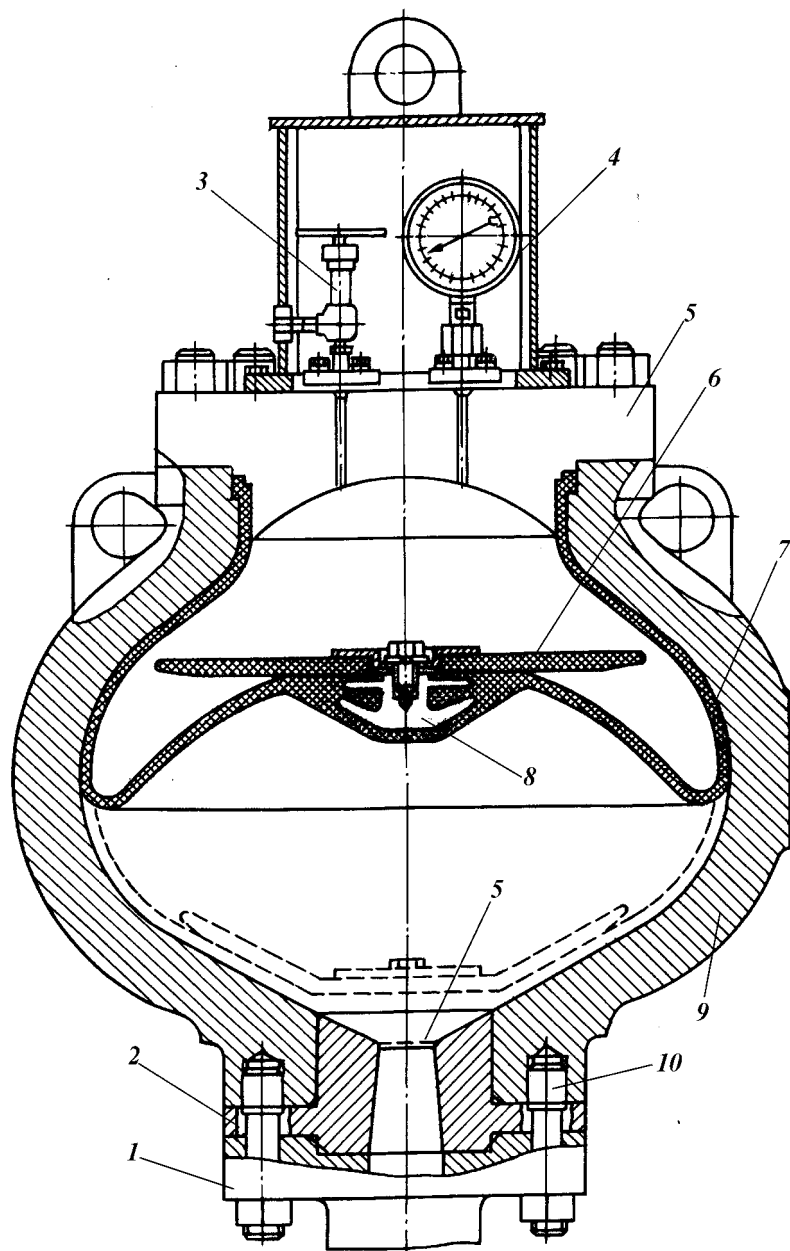


Рис. 16.14. Сферический компенсатор

Долговечность диафрагмы зависит от объемов газа и жидкости при работе насоса, определяемых отношением начального и рабочего давлений в пневмокомпенсаторе. При сравнительно небольшом начальном давлении плоскость перегиба под действием рабочего давления смещается к верхним сечениям корпуса, имеющим по сравнению со средним сечением меньшую площадь. В результате этого увеличиваются изгиб и амплитуда напряжений

в деформированных сечениях диафрагмы, вызывающие снижение срока ее службы. При большом начальном давлении плоскость перегиба смещается вниз и возникает опасность повреждения диафрагмы от ударов о днище корпуса.

### ТРЕХЦИЛИНДРОВЫЕ БУРОВЫЕ НАСОСЫ ОДНОСТОРОННЕГО ДЕЙСТВИЯ

За последние годы при бурении нефтяных и газовых скважин все более широко применяют трехцилиндровые поршневые насосы одностороннего действия, кинематическая схема которых приведена на рис. 16.15. Трехцилиндровые поршневые насосы одностороннего действия по сравнению с двухцилиндровыми насосами двустороннего действия имеют ряд преимуществ. По мере увеличения глубины бурящихся скважин повышается давление нагнетания.

Для бурения скважин глубиной 7–15 тыс. м необходимы буровые насосы сверхвысокого давления, развивающие давление более 30,0 МПа. С ростом давления нагнетания повышается нагрузка на шток, что приводит к увеличению диаметра штока с уменьшением диаметра поршня, при этом снижается объем рабочих камер цилиндров со стороны привода буровых насосов типа «Дуплекс». Последнее увеличивает пульсацию давления.

Трехцилиндровые поршневые насосы одностороннего действия обеспечивают более равномерную подачу. В сочетании с пневмокомпенсатором эти насосы могут обеспечить практически необходимую равномерность подачи и давления в напорном трубопроводе.

Поршневые насосы одностороннего действия характеризуются повышенной частотой и укороченной длиной хода поршней. Вследствие этого

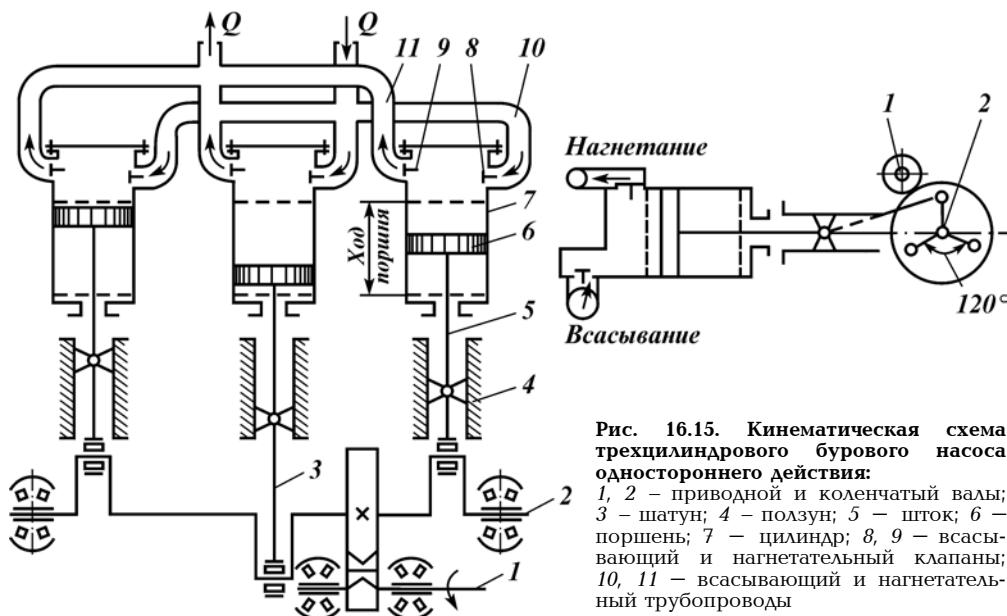


Рис. 16.15. Кинематическая схема трехцилиндрового бурового насоса одностороннего действия: 1, 2 – приводной и коленчатый валы; 3 – шатун; 4 – ползун; 5 – шток; 6 – поршень; 7 – цилиндр; 8, 9 – всасывающий и нагнетательный клапаны; 10, 11 – всасывающий и нагнетательный трубопроводы

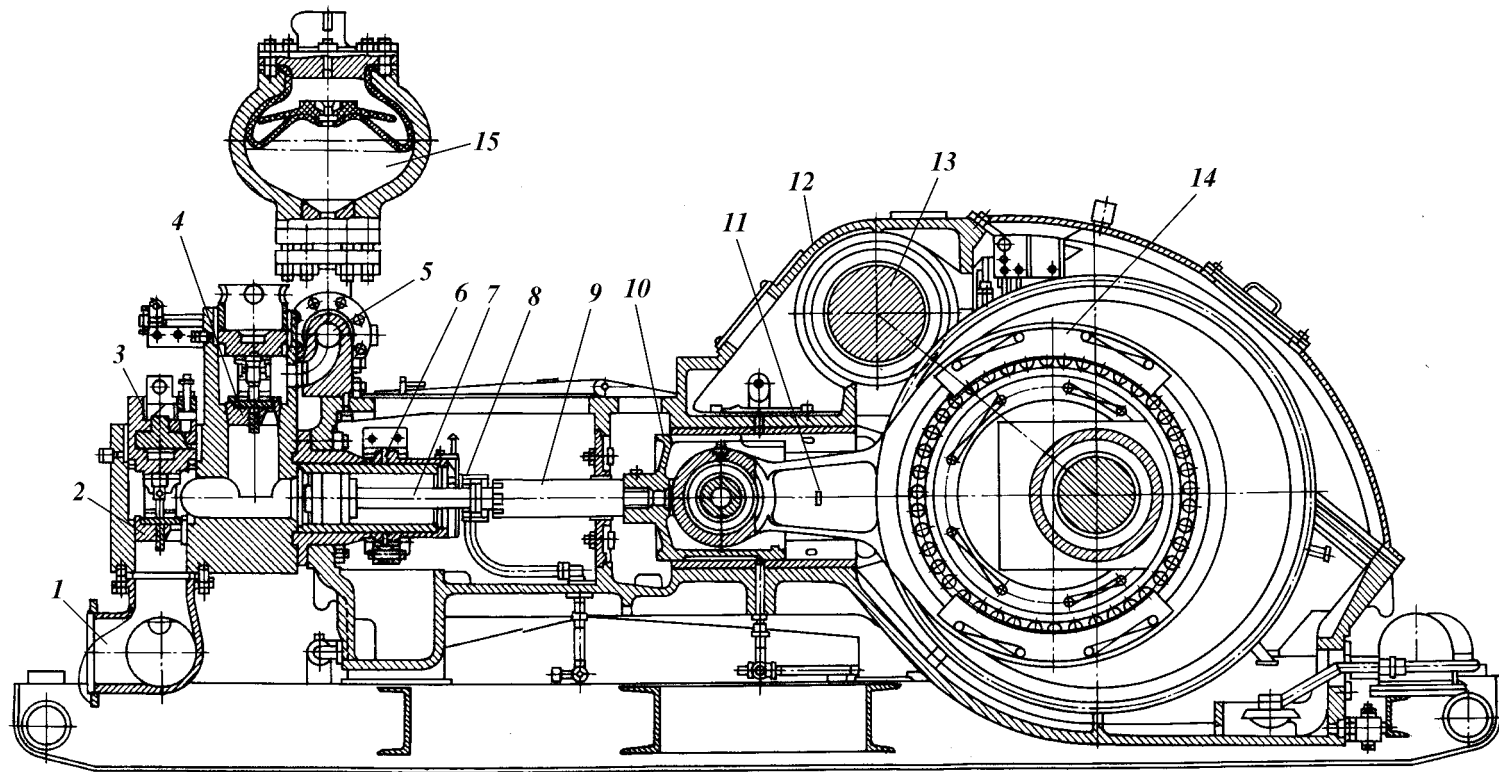


Рис. 16.16. Буровой поршневой насос одностороннего действия:  
 1 – всасывающий коллектор; 2, 4 – всасывающий и нагнетательный клапаны; 3 – крышка клапанной коробки; 5 – нагнетательный коллектор;  
 6 – цилиндрическая втулка; 7 – шток; 8 – быстросъемный хомут; 9 – кривошип; 10 – ползун; 11 – шатун; 12 – станина насоса; 13 – трансмиссионный вал; 14 – коренной вал; 15 – компенсатор

уменьшаются их габариты и масса по сравнению с двухпоршневыми насосами двустороннего действия. К другим преимуществам насосов одностороннего действия следует отнести отсутствие уплотнений штока, снижение необходимой степени редукции зубчатой передачи, сокращение числа клапанов насоса и манжет поршня.

Трехпоршневой буровой насос одностороннего действия (рис. 16.16) отличается от двухпоршневого насоса одностороннего действия конструкцией одноименных узлов и деталей.

Трансмиссионный вал 7 (рис. 16.17) устанавливается на спаренных конических подшипниках 6, предназначенных для работы при особо тяжелых нагрузках. Коренной вал состоит из трех литых эксцентриков 2, 10 и 13, которые жестко связаны с прямым валом 5, вращающимся на подшипниках 4, установленных в стакане 3. Равномерное угловое смещение эксцентриков способствует их взаимному уравновешиванию и устраняет вредное влияние дисбаланса на работу коренных подшипников вала.

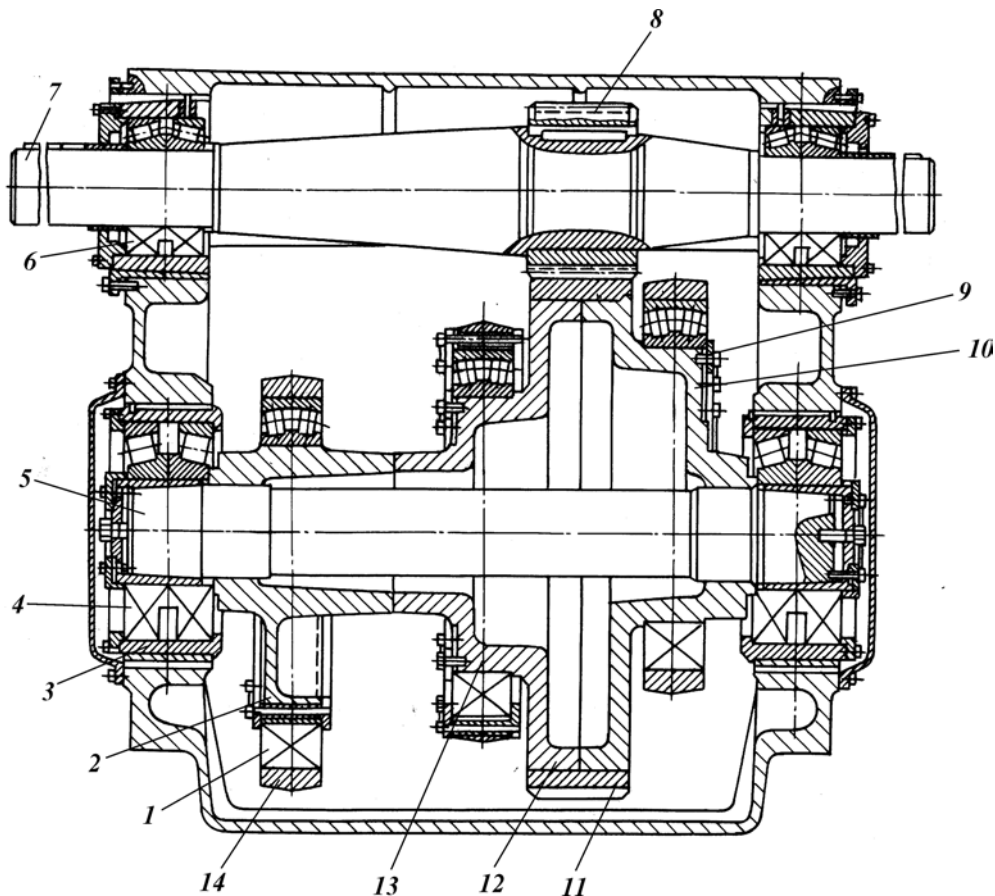


Рис. 16.17. Трансмиссионная часть трехпоршневого бурового насоса

Вращение коренному валу передается цилиндрической зубчатой передачей, состоящей из шестерни 8 и зубчатого венца 11 с косыми либо шевронными зубьями, закрепленного на литом ободе 12. Зубчатая передача смещена относительно продольной оси насоса и располагается между средним 13 и крайним 10 эксцентриками. Мотылевые шейки шатунов 14 соединяются с эксцентриками посредством роликовых подшипников 1, закрепленных кольцевыми секторами 9.

Малая шейка шатуна с валиком ползуна соединяется игольчатым подшипником. Благодаря меньшей длине хода поршня диаметр эксцентриков и длина шатуна насосов одностороннего действия меньше, чем у насосов двустороннего действия. Подвижные детали и узлы приводного блока смазываются с помощью масляного насоса и окунанием в масляную ванну.

Гидрокоробки насосов одностороннего действия различаются взаимным расположением всасывающего 1 и нагнетательного 2 клапанов. Несосное расположение клапанов (рис. 16.18, а) обеспечивает удобство смены всасывающего клапана, но при этом увеличивается объем мертвого пространства рабочей камеры насоса, занимаемый жидкостью в конце хода нагнетания. При соосном расположении клапанов (рис. 16.18, б) объем мертвого пространства уменьшается, однако затрудняется смена всасывающего клапана.

Подобно насосам двустороннего действия гидрокоробки крепятся к станине насоса и связаны между собой приемным 6 и нагнетательным 3 коллекторами. Цилиндровые втулки 4 насосов одностороннего действия отличаются меньшей длиной и массой и имеют гладкую наружную поверхность (см. рис. 16.18, а) либо снабжены наружным кольцевым буртиком (см. рис. 16.18, б). Значительная часть цилиндрической втулки выносится из гидрокоробки в сторону приводного блока. В результате этого уменьшаются габариты гидрокоробок и длина штока. Простая конструкция узлов крепления и уплотнения цилиндрических втулок способствует сокращению продолжительности ремонтных работ, связанных с их заменой. Одностороннее действие насоса позволяет упростить конструкцию поршня 5.

ВНИИнефтемашем разработан поршень (рис. 16.19) для насосов одностороннего действия, который состоит из стального сердечника 1, шайбы 3 и привулканизованных к сердечнику наружной уплотняющей манжеты 4 и внутреннего уплотнения 2, герметизирующего неподвижный цилиндрический стык между поршнем и штоком. Поверхность манжеты 4 имеет дугообразные выступы, которые способствуют проникновению смазочно-охлаждающей жидкости в зону контакта манжеты с цилиндрической втулкой при всасывании. Под давлением нагнетания манжета уплотняется и в образовавшихся на ее поверхности впадинах удерживается часть смазки. В результате этого снижается износ поршня и цилиндрической втулки. При остановках выступы на поверхности противодействуют прилипанию манжеты к рабочей поверхности цилиндра, нагреваемой в процессе работы насоса. Шайба 3 сохраняет прочность соединения манжеты с сердечником при нагреве от трения цилиндропоршневой пары.

Данные промысловых наблюдений показывают, что долговечность и ремонтпригодность трехпоршневых буровых насосов выше, чем двухпоршневых.

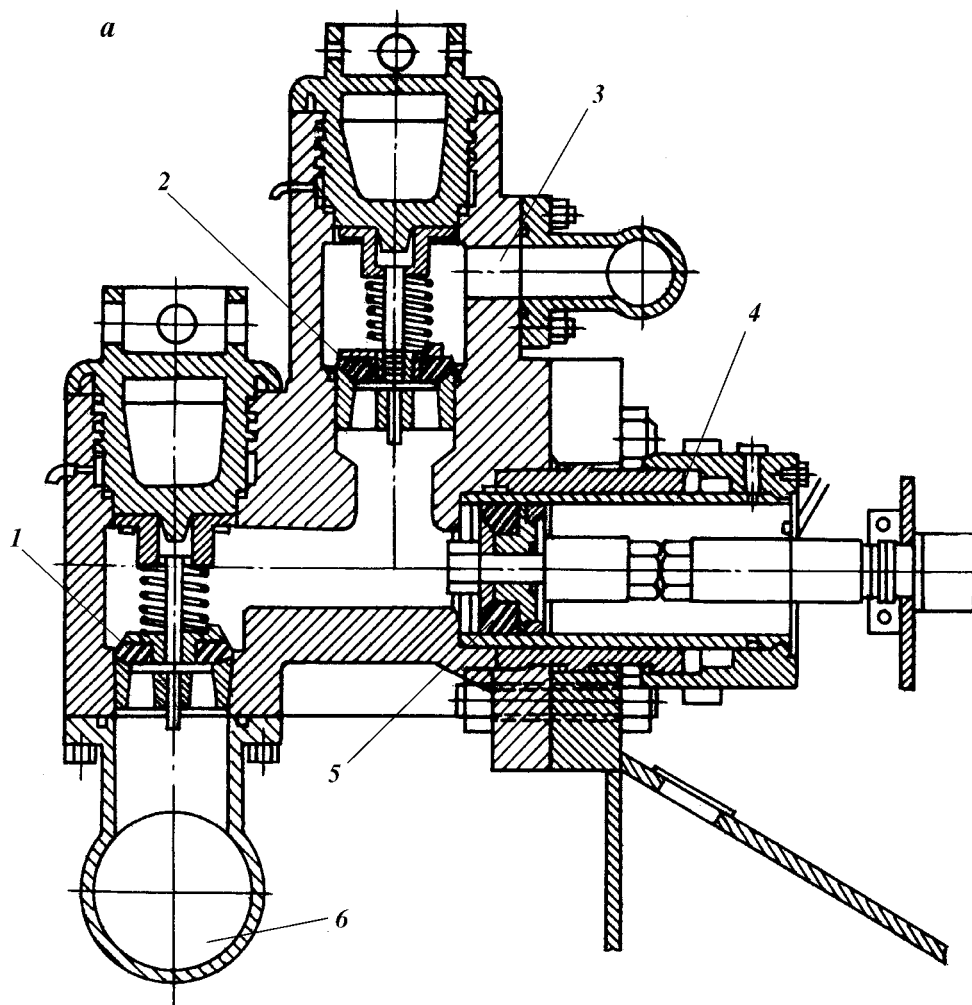


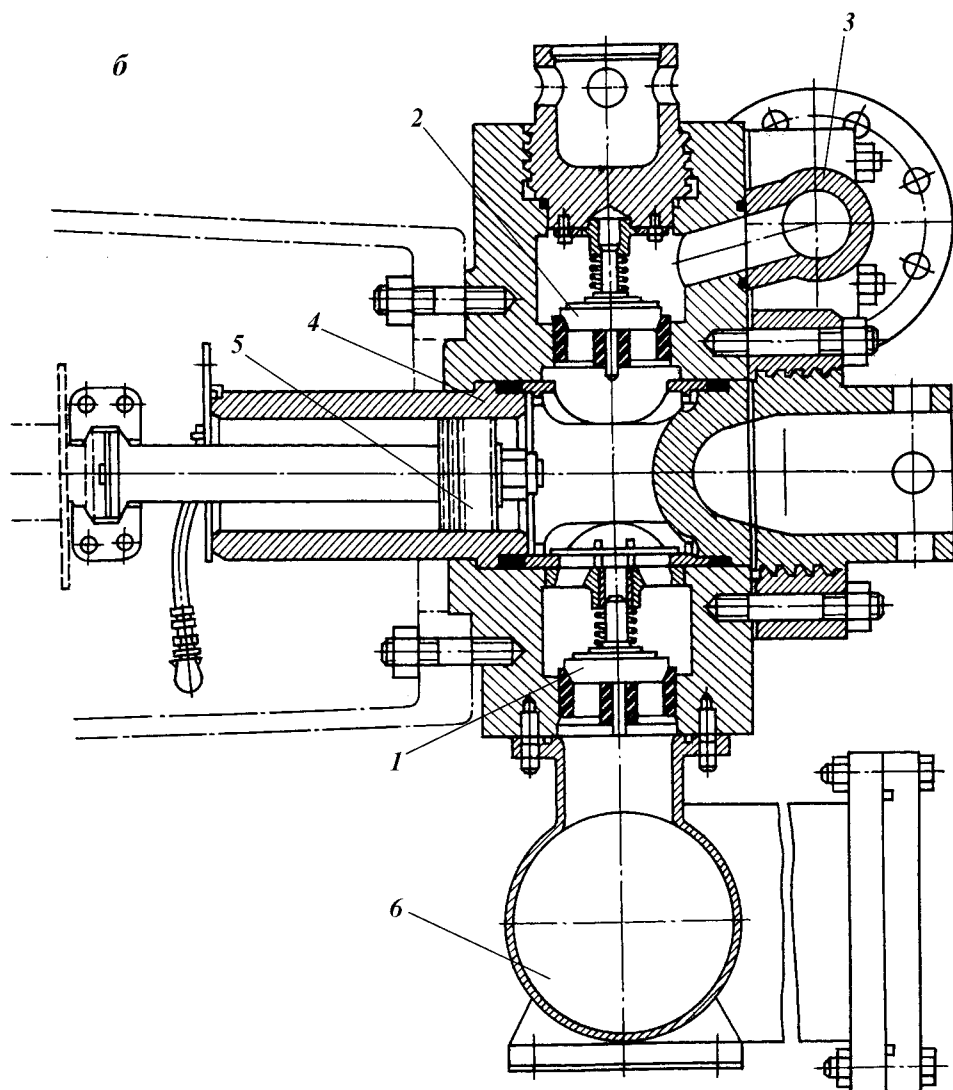
Рис. 16.18. Гидравлическая часть насоса одностороннего действия с различными гидравлическими коробками

#### БУРОВЫЕ НАСОСЫ ОАО «УРАЛМАШЗАВОД» И ВЗБТ

Завод «Уралмаш» выпускает буровые насосы двух типов: двухпоршневой насос двустороннего действия — дуплекс УНБ-600А и трехпоршневые насосы одностороннего действия — триплексы УНБТ-950А, УНБТ-1180А1 и УНБТ-750. Характеристики этих насосов приведены в табл. 16.1 — 16.4.

ВЗБТ выпускает трехпоршневые насосы одностороннего действия НБТ-475, НБТ-600-1 и НБТ-235, которые характеризуются оптимальными параметрами и конструкцией кривошипно-шатунного механизма, надежным исполнением механической и гидравлической частей, оборудованы пневматическими компенсаторами на входе и выходе и системой смазки трущихся частей (табл. 16.5, 16.6).





Возможно различное исполнение насосов с правым (левым) расположением шкива, компенсатора, фланца нагнетательной линии и звездочкой для цепного привода вместо клиноременного.

Шифр насосов следует читать так: УНБ-600А — уралмашевский насос буровой мощностью 600 кВт; УНБТ-950А — уралмашевский насос буровой трехпоршневой мощностью 950 кВт.

Эти насосы характеризуются оптимальными параметрами кривошипно-шатунного механизма, надежным исполнением гидравлической и механической частей, оборудованы компенсаторами на входе и выходе, системой смазки трудящихся частей, консольно-поворотными кранами для облегчения работ по замене сменных деталей и узлов гидравлической части, а также автоматическими предохранительными клапанами.

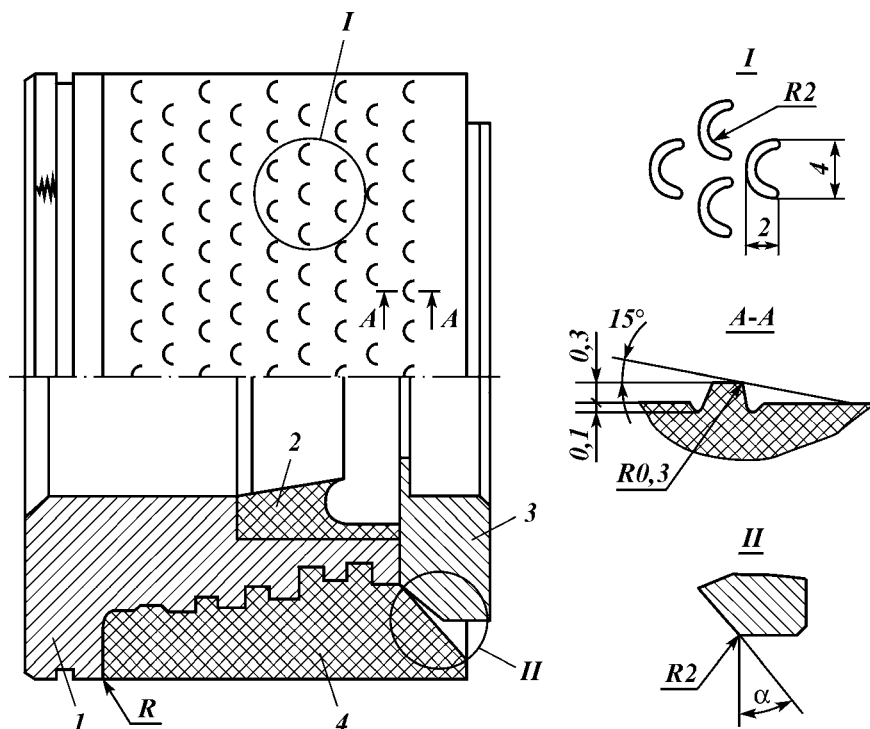


Рис. 16.19. Поршень трехпоршневого бурового насоса одностороннего действия

Таблица 16.1

Техническая характеристика буровых насосов ОАО «Уралмашзавод»

| Показатель  | УНБ-600А         | УНБТ-950А,<br>УНБТ-1180А1 | УНБТ-750  |
|---|------------------|---------------------------|-----------|
| Мощность насоса, кВт                                | 600              | 950/1180                  | 750       |
| Число цилиндров                                     | 2                | 3                         | 3         |
| Максимальное число ходов поршня в минуту            | 65               | 125                       | 160       |
| Максимальная частота вращения входного вала, об/мин | 320              | 556                       | 687       |
| Длина хода поршня, мм                               | 400              | 290                       | 250       |
| Максимальное давление на выходе, МПа                | 25               | 32                        | 35        |
| Максимальная идеальная подача, л/с                  | 51,9             | 46                        | 50,7      |
| Размер клапана по стандарту АНИ                     | № 9              | № 7                       | № 7       |
| Тип зубчатой передачи                               | Косозубая        | Шевронная                 | Шевронная |
| Передаточное число редуктора                        | 4,92             | 4,448                     | 4,307     |
| Гидравлический блок                                 | Литой            | Кованный                  | Кованный  |
| Диаметр условного прохода, мм:                      |                  |                           |           |
| входного коллектора                                 | 275              | 250                       | 250       |
| выходного коллектора                                | 109              | 100                       | 100       |
| Габариты базовой модели, мм:                        |                  |                           |           |
| длина   | 5100             | 5390                      | 5030      |
| высота  | 1877             | 2204                      | 2057      |
| ширина  | 2626             | 2757                      | 2530      |
| Масса базовой модели, кг                            | 22 985           | 22 800/22 810             | 17 180    |
| Диаметр шкива, мм                                   | 1400, 1700, 1800 | 1000/710                  | 818       |
| Тип пневмокомпенсатора на выходе                    |                  | Сферический               |           |

Продолжение табл. 16.1

| Показатель  | УНБ-600А        | УНБТ-950А,<br>УНБТ-1180А1 | УНБТ-750 |
|---|-----------------|---------------------------|----------|
| Высота насоса с краном, мм                        | 3976            | 3620                      | 3684     |
| Ширина насоса со шкивом, мм                       | 3016            | 3205                      | 2961     |
| Масса насоса с компенсатором, шкивом и краном, кг | 25 500 – 26 310 | 24 468 – 24 475           | 18 560   |

Примечание. Параметры базовой модели приведены без шкива, компенсатора и консольно-поворотного крана.

Таблица 16.2

**Краткая техническая характеристика буровых насосов УНБТ-950А и УНБТ-1180А1**

| Диаметр поршня, мм | Предельное давление на выходе из насоса, МПа (кгс/см <sup>2</sup> ) |             | Идеальная подача, л/с, при частоте ходов поршня в минуту |      |       |      |       |       |      |        |
|--------------------|---|-------------|--|------|-------|------|-------|-------|------|--------|
|                    | УНБТ-950А   | УНБТ-1180А1 | 125  | 115  | 100   | 85   | 75    | 50    | 25   | 1      |
| 180                | 19,0 (190)  | 23,5 (235)  | 46,0   | 42,3 | 36,8  | 31,3 | 27,6  | 18,4  | 9,2  | 0,368  |
| 170                | 21,0 (210)  | 26,5 (265)  | 41,0   | 37,7 | 32,8  | 27,9 | 24,6  | 16,4  | 8,2  | 0,328  |
| 160                | 24,0 (240)  | 30,0 (300)  | 36,4   | 33,5 | 29,12 | 34,7 | 21,84 | 14,56 | 7,28 | 0,2911 |
| 150                | 27,5 (275)  | 32,0 (320)  | 31,9   | 29,3 | 25,52 | 21,7 | 19,14 | 12,76 | 6,38 | 0,255  |
| 140                | 32,0 (320)  | 32,0 (320)  | 27,8   | 25,5 | 22,24 | 18,9 | 16,68 | 11,12 | 5,56 | 0,222  |

Таблица 16.3

**Краткая техническая характеристика бурового насоса УНБ-600А**

| Диаметр поршня, мм | Предельное давление на выходе из насоса, МПа (кгс/см <sup>2</sup> ) | Идеальная подача, л/с, при частоте ходов поршня в минуту |      |      |      |      |      |     |       |  |
|--------------------|---|--|------|------|------|------|------|-----|-------|--|
|                    |   | 65   | 60   | 50   | 40   | 30   | 20   | 10  | 1     |  |
| 200                | 10,0 (100)  | 51,9   | 47,9 | 39,9 | 31,9 | 23,9 | 16,9 | 8,0 | 0,798 |  |
| 190                | 11,5 (115)  | 45,7   | 42,2 | 35,2 | 27,7 | 21,1 | 14,1 | 7,0 | 0,703 |  |
| 180                | 12,5 (125)  | 42,0   | 38,8 | 32,3 | 25,8 | 19,4 | 12,9 | 6,5 | 0,646 |  |
| 170                | 14,5 (145)  | 36,0   | 33,2 | 27,7 | 22,2 | 16,6 | 11,0 | 5,5 | 0,554 |  |
| 160                | 16,5 (165)  | 31,5   | 29,1 | 24,2 | 18,4 | 14,4 | 9,7  | 4,8 | 0,485 |  |
| 150                | 19,0 (190)  | 27,5   | 25,4 | 21,2 | 16,9 | 12,7 | 8,6  | 4,3 | 0,429 |  |
| 140                | 22,5 (225)  | 23,3   | 21,5 | 17,9 | 14,3 | 10,7 | 7,2  | 3,6 | 0,358 |  |
| 130                | 25,0 (250)  | 19,7   | 18,9 | 15,2 | 12,1 | 9,1  | 6,1  | 3,0 | 0,303 |  |

Таблица 16.4

**Краткая техническая характеристика бурового насоса УНБТ-750**

| Диаметр поршня, мм | Предельное давление на выходе из насоса, МПа (кгс/см <sup>2</sup> ) | Идеальная подача, л/с, при частоте ходов поршня в минуту |      |      |      |      |      |       |       |
|--------------------|---|--|------|------|------|------|------|-------|-------|
|                    |   | 160  | 140  | 125  | 115  | 100  | 75   | 50    | 1     |
| 180                | 13,5 (135)  | 50,7   | 44,4 | 39,6 | 36,5 | 31,7 | 23,8 | 15,85 | 0,317 |
| 170                | 15,2 (152)  | 45,2   | 39,5 | 35,3 | 32,4 | 28,2 | 21,2 | 14,1  | 0,282 |
| 160                | 17,1 (171)  | 40,2   | 35,1 | 31,4 | 28,8 | 25,1 | 18,8 | 12,5  | 0,251 |
| 150                | 19,6 (196)  | 35,2   | 30,8 | 27,5 | 25,3 | 22,0 | 16,5 | 11,0  | 0,220 |
| 140                | 22,4 (224)  | 30,7   | 25,2 | 23,7 | 21,8 | 19,0 | 14,2 | 9,5   | 0,19  |
| 130                | 26,0 (260)  | 26,5   | 23,2 | 20,7 | 19,1 | 16,6 | 12,4 | 8,3   | 0,166 |
| 120                | 35,0 (350)  | 22,0   | 19,2 | 17,1 | 15,7 | 13,7 | 10,3 | 6,85  | 0,137 |

Таблица 16.5

## Техническая характеристика буровых насосов ВЗБТ

| Показатель                                 | НБТ-475 | НБТ-600-1   | НБТ-235    |
|--|---------|-------------|------------|
| Мощность, кВт                              | 475     | 600         | 235        |
| Число цилиндров                            | 3       | 3           | 3          |
| Номинальное число ходов поршня в минуту    | 145     | 145         | 160        |
| Частота вращения входного вала, об/мин     | 457     | 453         | 1454       |
| Длина хода поршня, мм                      | 250     | 250         | 160        |
| Максимальное давление на выходе, МПа       | 25      | 25          | 25, 40 кр. |
| Максимальная идеальная подача, л/с         | 45,65   | 45,6        | 26,74      |
| Диаметр клапана, мм                        | 156     | 156         | 120        |
| Тип зубчатой передачи                      |         | Косозубая   |            |
| Передаточное число редуктора               | 3,152   | 3,125       | 9,09       |
| Гидравлический блок                        |         | Кованый     |            |
| Диаметр условного прохода, мм:             |         |             |            |
| выходного коллектора                       |         | 95          | 60         |
| входного коллектора                        |         | 205         | 156        |
| Габариты базовой модели, мм:               |         |             |            |
| длина                                      |         | 4560        | 2000       |
| высота                                     |         | 1768        | 1290       |
| ширина                                     |         | 2180        | 1667       |
| Масса базовой модели, кг                   |         | 14 500      | 3883       |
| Диаметр шкива, мм                          |         | 1120        | —          |
| Компенсатор на выходе                      |         | Сферический |            |
| Ширина насоса со шкивом, мм                |         | 2605        | —          |
| Масса насоса со шкивом и компенсатором, кг |         | 16 520      | 4271       |

Примечание. Параметры базовой модели даны без шкива и компенсатора.

Таблица 16.6

## Краткая техническая характеристика буровых насосов НБТ-475, НБТ-600-1 и НБТ-235

| Насос     | Диаметр поршня, мм | Предельное давление на выходе из насоса, МПа (кгс/см <sup>2</sup> ) | Идеальная подача при номинальной частоте ходов поршня, л/с |
|-----------|--------------------|---|--|
| НБТ-600-1 | 180                | 11,2 (112)  | 45,57  |
|           | 170                | 12,6 (126)  | 40,55  |
|           | 160                | 14,2 (142)  | 35,80  |
|           | 150                | 16,1 (161)  | 31,34  |
|           | 140                | 18,6 (186)  | 27,14  |
|           | 130                | 21,7 (217)  | 23,21  |
|           | 120                | 25,0 (250)  | 19,54  |
| НБТ-475   | 180                | 9,2 (92)  | 45,67  |
|           | 170                | 10,3 (103)  | 40,66  |
|           | 160                | 11,6 (116)  | 35,92  |
|           | 150                | 13,2 (132)  | 31,46  |
|           | 140                | 14,1 (141)  | 27,28  |
|           | 130                | 17,7 (176)  | 23,37  |
|           | 120                | 20,8 (208)  | 19,72  |
| НБТ-235   | 110                | 25,0 (250)  | 16,33  |
|           | 160                | 7,5 (75)  | 25,74  |
|           | 140                | 9,8 (98)  | 19,70  |
|           | 120                | 13,3 (133)  | 14,42  |
|           | 100                | 25,0 (250)  | 10,05  |
|           | 80                 | 40 (400)  | 6,43   |

## ВЫБОР ОСНОВНЫХ ТЕХНИЧЕСКИХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ НАСОСОВ

Подачу, давление и полезную мощность буровых насосов выбирают на основе требований, предъявляемых технологией промывки скважин. Исходной является объемная подача, от которой зависят эффективность роторного бурения и нормальная работа забойных двигателей. Установлено, что для эффективной очистки скважины и выноса шлама, а также нормальной работы забойных гидравлических двигателей скорость восходящего потока бурового раствора (в м/с), как правило, должна соответствовать значениям, приведенным ниже.

| Способ бурения.....                               | Забойными двигателями | Роторный        |
|---|-----------------------|-----------------|
| Интервал бурения:                                 |                       |                 |
| под кондуктор.....                                | 0,3–0,4               | 0,2–0,3         |
| под промежуточную и эксплуатационную колонну..... | 0,5–0,8/0,6–1,0       | 0,4–0,6/0,5–0,8 |

Примечание. В знаменателе приведена скорость при промывке водой.

Дальнейшее увеличение скорости восходящего потока сопровождается неоправданным ростом давления насосов и возможным снижением механической скорости бурения. При опасностях образования сальников и осыпания горных пород скорость восходящего потока в осложненных зонах ствола скважины повышается до 1,2–1,4 м/с.

Подача насоса определяется по выбранной скорости восходящего потока промывочного раствора (в м<sup>3</sup>/с):

$$Q = F_{з.п} v_{ж}; \quad (16.1)$$

$$F_{з.п} = \frac{\pi}{4} (D_A^2 - d_{бр}^2),$$

где  $F_{з.п}$  – площадь затрубного пространства, м<sup>2</sup>;  $v_{ж}$  – скорость восходящего потока жидкости, м/с;  $D_A$  – диаметр долота, м.

Ряд авторов рекомендует определять подачу промывочной жидкости по условию:

$$Q = q_{уд} F_{заб}; \quad (16.2)$$

$$F_{заб} = \pi D_A^2 / 4,$$

где  $q_{уд}$  – удельная подача, л/(с·дм<sup>2</sup>);  $F_{заб}$  – площадь забоя, дм<sup>2</sup>.

Удельная подача, характеризующая интенсивность промывки, выбирается согласно опытным данным. Для долот диаметрами 191 мм и 269–295 мм удельная подача принимается равной соответственно 7–8 и 6,5–7 л/(с·дм<sup>2</sup>). Рассматриваемые нормы несколько ниже ранее принятых. Это обусловлено более совершенной конструкцией современных долот. Результаты расчета необходимой подачи по формулам (16.1) и (16.2) в некоторых случаях не совпадают вследствие различных сочетаний возможных размеров труб и долот. Тогда подачу выбирают по большему расчетному значению. При бурении гидравлическими забойными двигателями значение подачи уточняется согласно требованиям и рабочей характеристике используемого турбобура либо объемного винтового двигателя.

Давление на выходе из насоса зависит от потерь давления на преодоление гидравлических сопротивлений в манифольде, бурильной колонне и затрубном кольцевом пространстве, возникающих при промывке скважин.

Гидравлические сопротивления подразделяются на линейные, обусловленные силами трения движущихся частиц жидкости, и местные, обусловленные изменениями величины и направления скорости потока. Колонна труб и кольцевое затрубное пространство условно принимаются равнопроходными, а гидравлические сопротивления в них относят к линейным. К местным гидравлическим сопротивлениям относят потери давления в замковых соединениях бурильных труб, промывочных отверстиях долота, проточных каналах забойных двигателей.

Полная потеря давления определяется арифметической суммой линейных и местных потерь давления в системе циркуляции промывочной жидкости:

$$p = p_m + p_{\text{бт}} + p_{\text{убт}} + p_z + p_{\Delta} + p_{z,\Delta} + p_{\text{к.п}}, \quad (16.3)$$

где  $p$  — давление промывочной жидкости на выходе из насоса;  $p_m$ ,  $p_{\text{бт}}$ ,  $p_{\text{убт}}$ ,  $p_z$ ,  $p_{\Delta}$ ,  $p_{z,\Delta}$  и  $p_{\text{к.п}}$  — потери давления соответственно в манифольде, бурильных трубах, УБТ, замковых соединениях, долоте, забойном двигателе и кольцевом пространстве.

Разностью статических давлений в практических расчетах пренебрегают из-за незначительной разницы плотностей жидкости в бурильной колонне и затрубном пространстве.

Потери давления на гидравлические сопротивления в трубах принято определять по формуле Дарси — Вейсбаха (в Па):

$$p = \lambda \rho \frac{lv^2}{2d}, \quad (16.4)$$

где  $\lambda$  — коэффициент гидравлического сопротивления;  $\rho$  — плотность жидкости, кг/м<sup>3</sup>;  $l$  — длина труб, м;  $d$  — внутренний диаметр труб, м;  $v$  — средняя скорость течения жидкости, м/с.

Гидравлические сопротивления пропорциональны квадрату средней скорости течения жидкости. Поэтому закон сопротивления, устанавливаемый формулой Дарси — Вейсбаха, принято называть законом квадратичного сопротивления. Средняя скорость жидкости в трубах

$$v = 4Q/\pi d^2,$$

где  $Q$  — расход жидкости, м<sup>3</sup>/с.

Полезная мощность, сообщаемая буровыми насосами подаваемой жидкости, выражается обычно в киловаттах и определяется зависимостью

$$N_{\text{п}} = 10^{-3} Qp, \quad (16.5)$$

где  $Q$  — подача насоса, м<sup>3</sup>/с;  $p$  — давление насоса, Па.

Мощность, потребляемая насосом, суммируется из полезной мощности и мощности, затрачиваемой на гидравлические, объемные и механические потери в собственно насосе. Отношение полезной мощности к мощности насоса определяет КПД насоса:

$$\eta = N_{\text{п}}/N.$$

Для дальнейшего анализа рассматриваемую формулу удобно представить в следующем виде:

$$\eta = \frac{N_{\text{п}}}{N_{\text{ин}}} \frac{N_{\text{ин}}}{N} = \eta_{\text{ин}} \eta_{\text{м}}, \quad (16.6)$$

где  $\eta$  — КПД насоса;  $N_{\text{п}}$  — полезная мощность насоса;  $N$  — мощность на-

соса;  $N_{\text{ин}}$  — индикаторная мощность насоса;  $\eta_{\text{ин}}$  — индикаторный КПД насоса;  $\eta_{\text{м}}$  — механический КПД насоса.

Индикаторный КПД насоса учитывает гидравлические и объемные потери в насосе:

$$\eta_{\text{ин}} = \frac{pQ}{(p + \Delta p)(Q + \Delta Q)} = \frac{pQ}{(p + \Delta p)Q} \cdot \frac{pQ}{(Q + \Delta Q)p} = \eta_{\text{г}} \eta_{\text{о}}, \quad (16.7)$$

где  $p$  — давление на выходе насоса;  $Q$  — подача насоса;  $\Delta p$  — потери давления на преодоление гидравлических сопротивлений в насосе;  $\Delta Q$  — потери подачи из-за утечек в насосе;  $\eta_{\text{г}}$  — гидравлический КПД насоса, равный отношению полезной мощности к мощности, затраченной на преодоление гидравлических сопротивлений в насосе;  $\eta_{\text{о}}$  — объемный КПД насоса, равный отношению полезной мощности насоса к сумме полезной мощности и мощности, потерянной с утечками.

Подставляя значение индикаторного КПД в формулу (16.6), получают

$$\eta = \eta_{\text{г}} \eta_{\text{о}} \eta_{\text{м}}.$$

## 16.2. МАНИФОЛЬД

Манифольдом или линией нагнетания называется участок трубопровода между буровым насосом и вертлюгом, по которому буровой раствор подается в бурильную колонну. Буровые насосы, входящие в комплект циркуляционной системы, имеют индивидуальные всасывающие линии и общий манифольд. Реже, при небольшом удалении от оси скважины, буровые насосы снабжаются индивидуальными манифольдами.

Манифольд (рис. 16.20) состоит из трубной обвязки 6 буровых насосов, трубной обвязки 8 вышечного блока, трубопровода 7, соединяющего обвязки в насосном и вышечном блоках, вспомогательного трубопровода 1 и пультов управления 4. Трубная обвязка насосов предназначена для подачи бурового раствора по отводам 2 насосов к распределителю с дроссельно-запорными устройствами 5. Отводы включают набор трубных секций и переходных колен, необходимых для соединения нагнетательного патрубка насоса с распределителем. На отводах устанавливают задвижки для слива бурового раствора, а также манометры с предохранительным устройством. Задвижки 3 распределителя служат для подачи бурового раствора в скважину либо в перемешивающие и очистные устройства циркуляционной системы.

Трубная обвязка 8 вышечного блока состоит из стояка и распределительно-запорного устройства, позволяющего подавать буровой раствор в вертлюг либо в превентор, а также откачивать его от цементировочного агрегата. Стояк представляет собой набор трубных секций с линзовыми соединениями (рис. 16.21). К стояку крепится изогнутое колено для присоединения бурового рукава, по которому раствор подается в вертлюг.

Для плавного перевода бурового насоса с холостого режима работы на рабочий применяют дроссельно-запорное устройство (рис. 16.22), которое приводится в действие сжатым воздухом, поступающим от компрессорной станции буровой установки. Управление этим устройством осуществляется четырехклапанным краном, установленным на пульте управления.

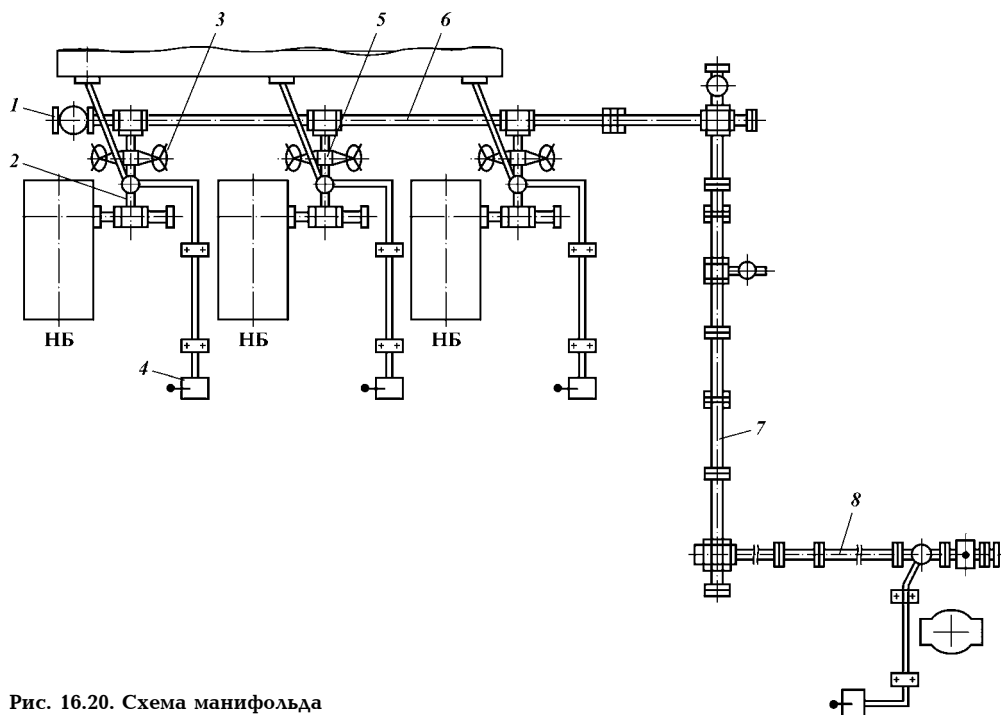


Рис. 16.20. Схема манифольда

Трубные секции манифольда соединяются при помощи быстроразъемных замковых соединений (рис. 16.23). Между отдельными блоками буровой установки трубы манифольда соединяются монтажными компенсаторами (рис. 16.24), обеспечивающими угловое смещение соединяемых труб на  $10^\circ$  и линейное их смещение до 200 мм. Манифольд крепится к основанию буровой установки и вышке при помощи хомутовых соединений. В технической характеристике манифольдов указаны рабочее пробное давление, диаметр и толщина стенок труб, а также его масса. Манифольды изготавливают с рабочим давлением 20, 25, 32 и 40 МПа в зави-

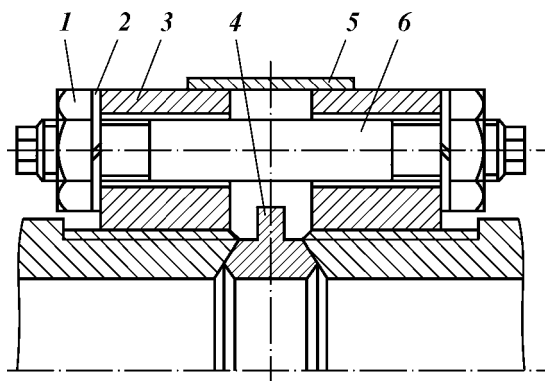
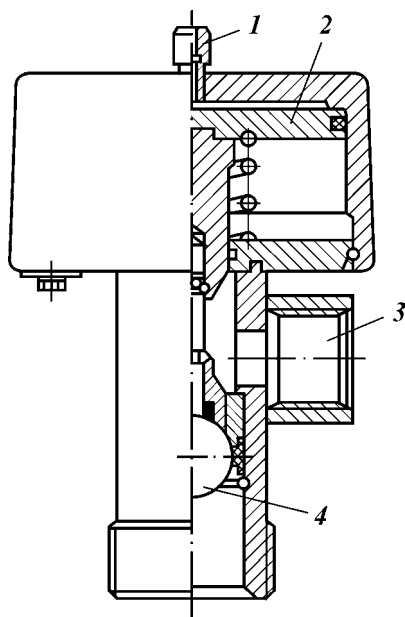
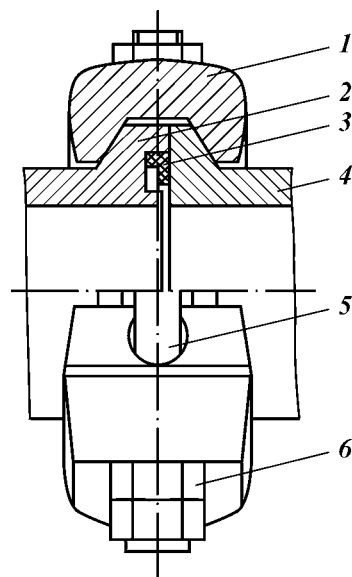


Рис. 16.21. Линзовые соединения:  
1 – гайка; 2 – шайба; 3 – фланец; 4 – линза; 5 – кожух; 6 – шпилька



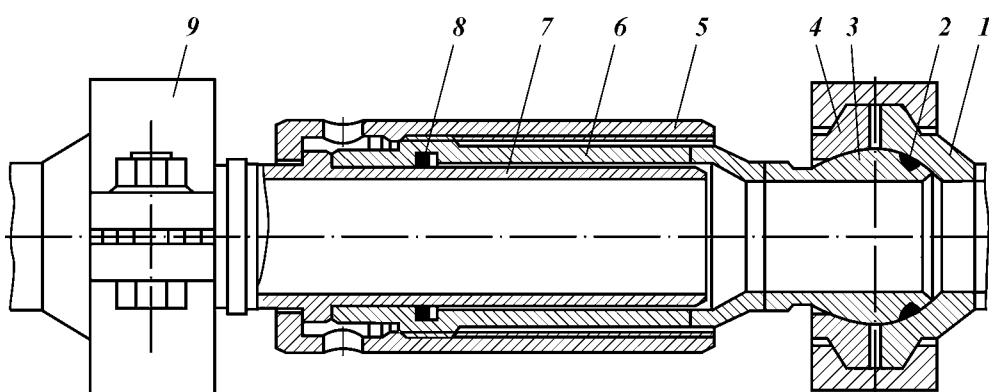


**Рис. 16.22. Дроссельно-запорное устройство:**  
 1 – штуцер для подвода сжатого воздуха; 2 – пневматический цилиндр с поршнем; 3 – выкид для раствора; 4 – шаровой клапан



**Рис. 16.23. Быстроразъемное замковое соединение:**  
 1 – полухомут; 2, 4 – патрубки; 3 – армированная манжета; 5 – шпилька; 6 – гайка

симости от класса буровой установки; значения пробного давления составляют соответственно 30, 38, 48 и 60 МПа. Диаметры проходного отверстия труб, используемых в манифольдах, составляют 80, 100 и 125 мм.



**Рис. 6.24. Монтажный компенсатор:**  
 1 – седло; 2 – уплотнение; 3 – шар; 4 – кольцо; 5 – коронка; 6 – цилиндр; 7 – втулка; 8 – манжета; 9 – накидной замок

### 16.3. ВЕРТЛЮГ

Вертлюг, являясь верхней опорой для бурового инструмента, предназначен для подвода бурового раствора во вращающуюся бурильную колонну. В процессе бурения вертлюг подвешивается к автоматическому элеватору либо к крюку талевого механизма и посредством гибкого бурового шланга соединяется со стояком напорного трубопровода буровых насосов. При этом ведущая труба бурильной колонны соединяется с помощью резьбы с вращающимся стволом вертлюга, снабженным проходным отверстием для бурового раствора. Во время спускоподъемных операций вертлюг с ведущей трубой и гибким шлангом отводится в шурф и отсоединяется от талевого блока. При бурении забойными двигателями вертлюг используется для периодических проворачиваний бурильной колонны с целью предотвращения прихватов.

В процессе эксплуатации вертлюг испытывает статические осевые нагрузки от действия веса бурильной колонны и динамические нагрузки, создаваемые продольными колебаниями долота и пульсацией промывочной жидкости. Детали вертлюга, контактирующие с раствором, подвергаются абразивному износу. Износостойкость трущихся деталей вертлюга снижается в результате нагрева при трении.

К вертлюгам предъявляются следующие основные требования: поперечные габариты не должны препятствовать его свободному перемещению внутри вышки при наращивании бурильной колонны и спускоподъемных операциях;

быстроизнашиваемые узлы и детали должны быть удобными для быстрой замены в промысловых условиях;

подвод и распределение масла должны обеспечить эффективную смазку и охлаждение трущихся деталей вертлюга;

устройство для соединения с талевым блоком должно быть надежным и удобным для быстрого отвода и выноса вертлюга из шурфа.

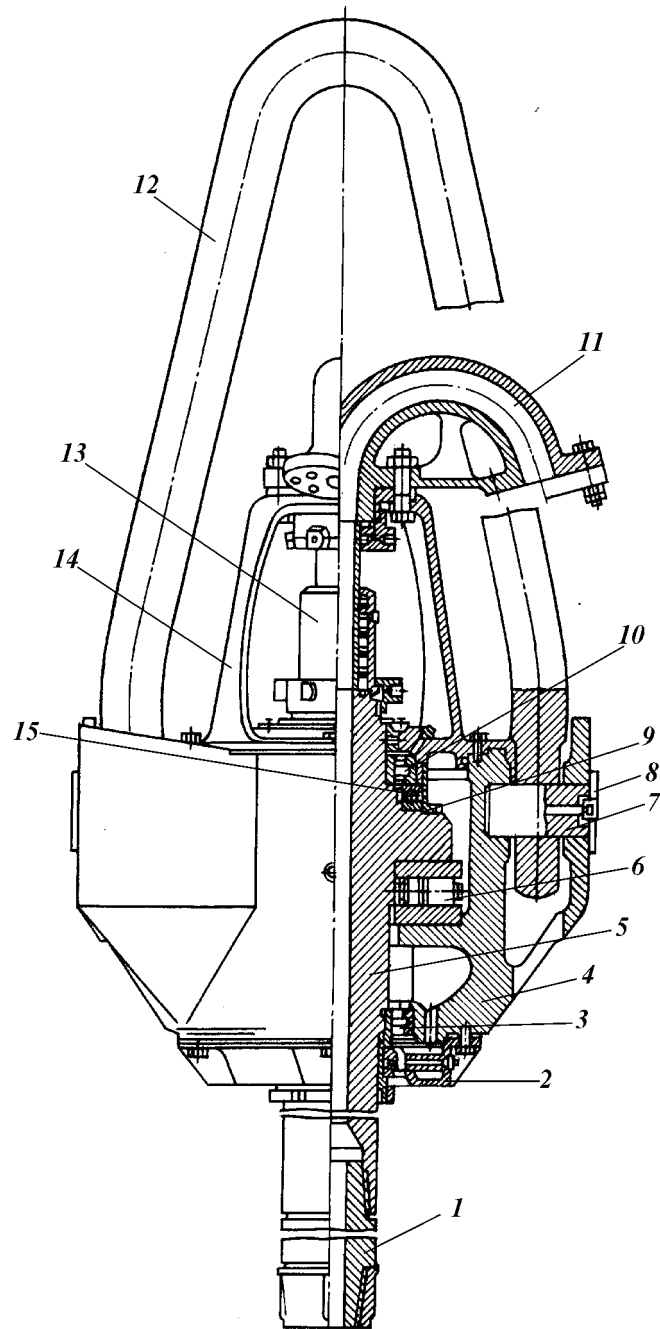
#### ОСНОВНЫЕ ЭЛЕМЕНТЫ КОНСТРУКЦИИ ВЕРТЛЮГА

Вертлюги, применяемые в буровых установках для бурения эксплуатационных и глубоких разведочных скважин, имеют общую конструктивную схему и различаются в основном по допускаемой осевой нагрузке. Конструктивные отличия некоторых узлов и деталей отечественных и зарубежных вертлюгов обусловлены требованиями изготовления и сборки, разрабатываемых с учетом производственных возможностей заводов-изготовителей, а также периодической модернизацией вертлюгов с целью повышения их надежности и долговечности.

На рис. 16.25 показано устройство современных вертлюгов. Корпус 4 вертлюга изготавливается из углеродистой или низколегированной стали и представляет собой полую отливку с наружными боковыми карманами для штропа 12, посредством которого вертлюг подвешивается к крюку талевого механизма. Штроп имеет дугообразную форму и круглое поперечное сечение. Он изготавливается методом свободнойковки из легированных сталей марок 40ХН, 38ХГН, 30ХГСА.

На высаженных концах штропа растачиваются отверстия для пальцев 7, соединяющих штроп с корпусом вертлюга. Пальцы устанавливаются в

Рис. 16.25. Вертлюг УВ-250



горизонтальных расточках карманов и корпуса и предохраняются от выпадения и проворотов стопорной планкой 8, которая входит в торцовый паз пальца и приваривается к корпусу вертлюга. При отводе ведущей трубы в шурф штроп вертлюга отклоняется от вертикали и занимает положение

ние, удобное для разъединения и соединения его с крюком талевого механизма.

Угол поворота штопа ограничивается стенками карманов корпуса вертлюга и не превышает 45°. На пальцах штопа выполнены смазочные канавки и отверстия с резьбой для пружинных масленок. Резьба смазочных отверстий используется для завинчивания рым-болтов, с помощью которых проводится распрессовка пальцев вертлюга.

В корпусе вертлюга на упорных и радиальных подшипниках вращается ствол 5 с переводником 1 для соединения вертлюга с ведущей трубой бурильной колонны. Ствол представляет собой стальной цилиндр с центральным проходным отверстием для промывочной жидкости и с наружным фланцем для упорных подшипников. Ствол вращается с частотой бурового ротора и испытывает нагрузки, создаваемые буровым инструментом и промывочной жидкостью, нагнетаемой в скважину. По сравнению с другими несущими узлами и деталями ствол вертлюга наиболее нагружен. Это предъявляет повышенные требования к его прочности. Стволы вертлюгов изготавливают из фасонных поковок, получаемых методом свободнойковки. Благодаря применению таких заготовок снижаются расход материала и затраты на механическую обработку. Для стволов используют стали марок 40Х, 40ХН, 38ХГН, приобретающие в результатековки более совершенную кристаллическую структуру и повышенные механические свойства.

Осевое положение ствола вертлюга фиксируется упорными подшипниками 6 и 9. Основная опора ствола — подшипник 6, нагружаемый весом ствола и бурового инструмента, когда вертлюг посредством штопа удерживается в подвешенном состоянии. Вспомогательной опорой ствола является подшипник 9, нагружаемый собственным весом корпуса и других вращающихся деталей, когда вертлюг опирается на ствол, а штоп вертлюга находится в свободном состоянии. Это происходит при установке вертлюга с ведущей трубой в шурф и в процессе бурения скважины, когда из-за недостаточного веса бурильной колонны нагрузку на долото дополняют весом вертлюга.

В рассматриваемой конструкции вертлюга в основной опоре ствола установлен упорный подшипник с короткими цилиндрическими роликами. Благодаря укороченной длине снижается скольжение роликов относительно колец при вращении ствола. Это благоприятно влияет на износ и нагрев подшипников. Подшипники с коническими и сферическими роликами обладают большей нагрузочной способностью по сравнению с подшипниками, имеющими короткие цилиндрические ролики. Поэтому в тяжелых нагруженных вертлюгах преимущественно применяются упорные подшипники с коническими либо сферическими роликами. Для повышения долговечности в модернизированных вертлюгах ОАО «Уралмашзавод» (УВ-250 МА) используются конические упорные подшипники.

Для центрирования роликов относительно ствола подшипник 6 снабжен внутренним сепаратором. Наружный сепаратор предохраняет ролики от смещения под действием центробежных сил. В менее нагруженной вспомогательной опоре используется шариковый упорный подшипник. Ствол центрируется в корпусе радиальными роликовыми подшипниками 3 и 10. Упорные подшипники центрируются по кольцу, установленному на стволе. Второе кольцо является свободным и благодаря этому самоцентрируется относительно тел качения подшипника.

Осевое положение ствола и натяг подшипников 9 и 10 регулируют прокладками между корпусом 4 и крышкой 14 вертлюга. Осевой натяг нижнего радиального подшипника регулируют установочной втулкой, навинченной на ствол вертлюга и предохраняемой от отвинчивания стопорными винтами. Наружное кольцо подшипника удерживается пружинным стопором, установленным в кольцевом пазу корпуса. Для соединения вертлюга с ведущей трубой бурильной колонны используется сменный ниппельный переводник 1, предохраняющий резьбу ствола от износа и механических повреждений.

На стволе вертлюга и верхнем переводнике ведущей трубы выполнена внутренняя резьба, поэтому для их соединения используется переводник ниппельного типа. С целью предотвращения самоотвинчивания при вращении долота на стволе вертлюга, переводниках и верхнем конце ведущей трубы выполнена левая резьба. Нижний переводник ведущей трубы и все другие соединения бурильной колонны имеют правую резьбу, совпадающую с направлением вращения долота.

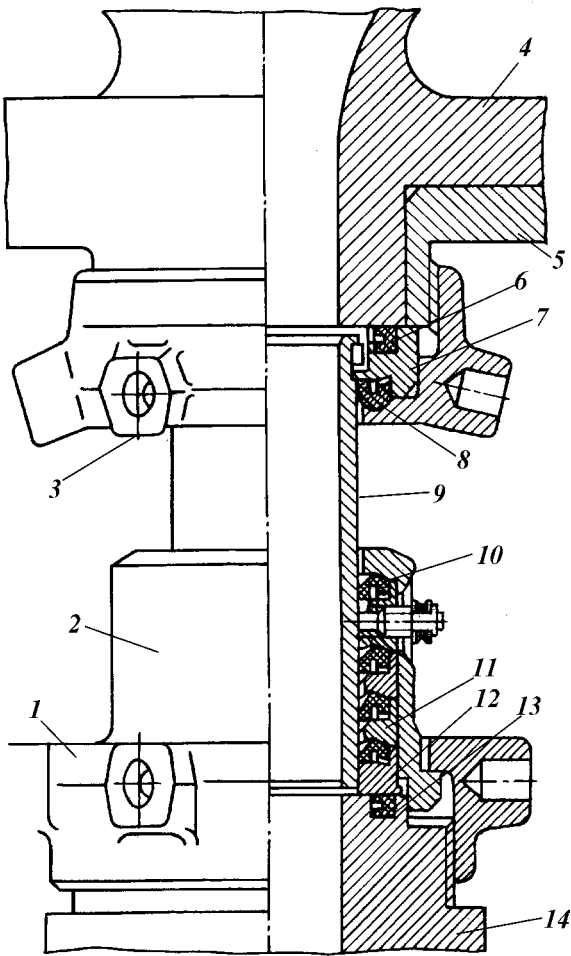
Корпус вертлюга закрывается верхней 14 и нижней 2 крышками с центральными отверстиями для выводных концов ствола. Крышки крепятся к корпусу болтами. Верхняя крышка снабжена стойками и вторым фланцем, на котором укреплен отвод 11 для соединения вертлюга с буровым шлангом. Из отвода промывочная жидкость поступает в проходное отверстие ствола через промежуточное устройство 13.

Полость между корпусом 4 с крышками 14, 2 и стволом вертлюга 5 заполняется жидким маслом для смазки основного и нижнего радиального подшипников. Стакан 15 ствола образует отдельную масляную ванну для смазки вспомогательного и верхнего радиального подшипников. Масло заливается через отверстие в верхней крышке корпуса. Для слива отработанного масла предусмотрено отверстие в нижней крышке корпуса. Уровень масла проверяется контрольной пробкой, ввинченной в корпус вертлюга. Масляные отверстия закрываются резьбовыми пробками.

Разработаны различные конструкции устройств для соединения отвода со стволом. Быстросъемное соединение отвода со стволом (рис. 16.26) состоит из свободно плавающей напорной трубы 9, манжетных уплотнений 6, 8, 10, 13 для герметизации прокачиваемого бурового раствора и накидных гаек 1 и 3, навинченных на ствол 14 и втулку 5, зажатую крепежными болтами между отводом 4 и фланцем крышки вертлюга. Свободно плавающая напорная труба позволяет обеспечить быструю замену уплотнений и трубы, изнашиваемых абразивными частицами, которые содержатся в буровом растворе. Для этого необходимо отвинтить накидные гайки 1 и 3, извлечь весь узел и заменить его новым либо заблаговременно отремонтированным.

Работоспособность вертлюга зависит от надежности уплотнений, применяемых в его подвижных и неподвижных соединениях. Наиболее ответственными являются уплотнения напорной трубы, которые служат для предотвращения утечки бурового раствора, нагнетаемого под высоким давлением. Для этой цели (см. рис. 16.26) используются самоуплотняющиеся радиальные 8, 10 и торцовые 6, 13 манжеты из синтетических материалов, обладающих достаточной упругостью и износостойкостью. Воротники манжет направлены навстречу действующему давлению и поэтому прижимаются к уплотняемым поверхностям с силой, пропорциональной давлению промывочной жидкости.

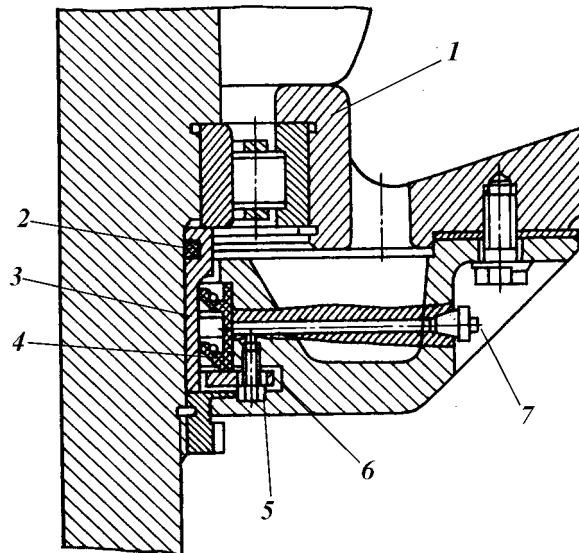
Рис. 16.26. Быстросъемное соединение отвода и ствола вертлюга



Стыкуемые торцы напорной трубы и отвода уплотняются радиальной 8 и торцевой 6 манжетами, установленными в канавках кольцевой втулки 7. Втулка с манжетами надета на напорную трубу и плотно прижата к отводу вертлюга посредством накидной гайки 3. Противоположный стык между нижним торцом напорной трубы и стволом вертлюга уплотняется четырьмя радиальными манжетами 10, разделенными металлическими кольцами 11, и торцевой манжетой 13. Радиальные манжеты установлены в стакане 2 и затянуты накидной гайкой 1, соединяющей стакан со стволом вертлюга.

Стакан вращается вместе со стволом, и радиальные манжеты скользят относительно напорной трубы, удерживаемой силой трения в верхней манжете 8. Скольжение вызывает износ контактируемых поверхностей, ускоренный абразивным воздействием бурового раствора. Поэтому нижнее уплотнение напорной трубы в отличие от неподвижного верхнего имеет многорядную конструкцию, благодаря которой повышаются его надежность и долговечность. Стакан снабжен винтовой масленкой для периодической смазки манжет с целью уменьшения износа и нагрева уплотнения в результате трения.

Рис. 16.27. Уплотнение масляной ванны



Манжета 10, расположенная над смазочным отверстием в стакане, предотвращает утечку масла при шприцовке и предохраняет его от внешнего загрязнения. Торцовая манжета 13 вращается вместе со ствалом вертлюга и кольцом 12 и остается неподвижной относительно стыкуемых поверхностей. Неточности, допущенные при изготовлении и сборке, компенсируются свободно плавающим положением напорной трубы. Напорные трубы изготавливаются из низколегированных цементируемых сталей марок 12ХН2А, 20ХН3А и др. Наружная поверхность напорных труб шлифуется.

Для предотвращения утечки масла из масляной ванны вертлюга в нижней крышке его корпуса установлены две манжеты 4 (рис. 16.27). Манжеты прилегают к втулке 3, служащей для фиксации внутренней обоймы радиального подшипника 1 ствала вертлюга. Воротник манжеты прижимается к втулке с помощью кольцевой цилиндрической пружины, надетой на манжету. Во избежание проворота в крышке и для обеспечения герметичности манжета сажается в расточку крышки с натягом.

В осевом направлении манжета фиксируется шайбой 6, которая крепится к крышке болтами 5. Уплотнительное круглое кольцо 2 предотвращает просачивание масла между ствалом вертлюга и втулкой. Для уменьшения трения в местах сопряжения с втулкой манжеты смазываются пластичным маслом через масленку 7. При заметном износе втулка заменяется новой. Аналогичные манжеты установлены между ствалом и верхней крышкой корпуса вертлюга.

Плоские стыки между корпусом вертлюга и его крышками уплотняются листовыми прокладками из картона. Прокладка верхней крышки корпуса одновременно используется для регулирования осевого натяга вспомогательного упорного подшипника. Прокладка между крышкой и отводом вертлюга, работающая под давлением бурового раствора, изготавливается из резиновой ткани. Прокладки затягиваются болтами, используемыми для крепления стыкуемых деталей вертлюга.

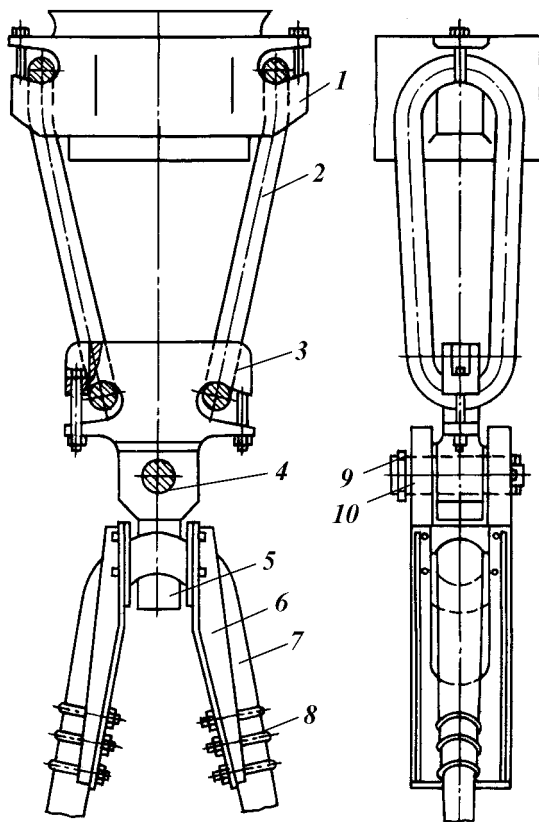


Рис. 16.28. Подвеска вертлюга

В талевом механизме буровых установок, оснащенных комплексом АСП, вместо крюка используется автоматический элеватор. Соединение вертлюга с автоматическим элеватором осуществляется посредством устройства (рис. 16.28), состоящего из петлевых штропов 2, переходной скобы 3 и траверсы 5. Траверса надевается на штроп 7 вертлюга и соединяется с переходной скобой осью 4, закрепленной гайкой 9 и шплинтом 10. Положение траверсы фиксируется рамками 6, закрепленными на штропе вертлюга хомутами 8.

Вертлюг подвешивается к талевому механизму с помощью штропов 2, соединяющих переходную скобу с автоматическим элеватором 1, установленным на талевом блоке. Для предохранения штропов от выпадения проушины автоматического элеватора и переходной скобы крепятся болтами. При установке вертлюга в шурф штропы вытаскивают и автоматический элеватор освобождается для выполнения спускоподъемных операций.

При установке вертлюга в шурф штропы вытаскивают и автоматический элеватор освобождается для выполнения спускоподъемных операций.

#### ВЫБОР ОСНОВНЫХ ПАРАМЕТРОВ

Параметры вертлюга должны отвечать требованиям бурения и промывки скважин и одновременно соответствовать аналогичным параметрам подъемного механизма и буровых насосов.

Допускаемая статическая нагрузка — постоянная осевая нагрузка, которую может выдержать вертлюг без разрушения при невращающемся стволе. Уровень осевых нагрузок, действующих на ствол вертлюга, зависит от глубины бурения и достигает наибольших значений при подъеме прихваченной бурильной колонны либо при расхаживании обсадной колонны с циркуляцией бурового раствора. При этом в целях безопасности наибольший уровень действующих нагрузок не должен превышать допускаемой нагрузки на крюке, принятой для буровой установки соответствующего класса. Поэтому допускаемая статическая нагрузка вертлюга должна быть не менее допускаемой нагрузки на крюке буровой установки.



Динамическая нагрузка установлена исходя из условия обеспечения расчетного ресурса основной опоры вертлюга при вращении с частотой 100 об/мин в течение 3000 ч. Основная опора вертлюга вращается с подвешенной к нему буровой колонной, масса которой возрастает по мере углубления скважины и зависит от применяемых труб. Согласно этому динамическая нагрузка на вертлюг рассчитывается по наиболее тяжелой буровой колонне, используемой при бурении скважин заданной глубины. Исходя из общепринятой методики расчета подшипников динамическую нагрузку на вертлюг  $G_{бк}$ , соответствующую весу буровой колонны при частоте вращения 100 об/мин и ресурсе 3000 ч, определяют по формуле

$$G_{бк} = C/1,9,$$

где  $C$  – динамическая нагрузка на подшипник вертлюга, кН.

Таблица 16.7

**Техническая характеристика вертлюгов**

| Показатель  | УВ-250МА     | УВ-320МА    | УВ-450МА  |
|---|--------------|-------------|---|
| Допускаемая (максимальная) нагрузка, кН                               | 2500         | 3200        | 4500  |
| Динамическая нагрузка (при 100 об/мин), кН                            | 1450         | 2000        | 2600  |
| Максимальное давление прокачиваемой жидкости (раствора) в стволе, МПа | 25/32        | 32/35       | 40  |
| Габариты сменной верхней трубы, мм:                                   |              |             |   |
| внутренний диаметр  | 75           | 75          | 75  |
| наружный диаметр  | 90           | 90          | 90  |
| высота  | 220          | 220         | 250   |
| Твердость рабочей поверхности трубы HRC                               | ≥55          | ≥55         | ≥55   |
| Размеры штропа, мм:   |              |             |   |
| верхнее сечение $H \times A$  | 140×150      | 150×170     | 170×190   |
| высота  | 1738         | 1950        | 2185  |
| внутренний радиус $r$   | 125          | 125         | 125   |
| Просвет для подвешивания на крюке $B$ , мм                            | 510          | 540         | 832   |
| Диаметр пальца штропа $d$ , мм  | 115          | 140         | 140   |
| Резьба переводника для соединения с ведущей трубой (левая)            | 3-152Л       | 3-152Л      | 3-152Л  |
| Присоединительная резьба ствола (левая)                               | 3-152Л       | 3-171Л      | 3-171Л  |
| Соединение ствола с буровым рукавом                                   | Фланцевое    |             | Фланцевое или резьбовое через переводник с резьбой LP4 API std.5B |
| Основной опорный подшипник  | 6 – 19744ХМУ | 6 – 19752ХУ | 6 – 19760ХУ   |
| Центрирующий подшипник  | 32140, 32144 | 32144       | 2032148М  |
| Габариты, мм:   |              |             |   |
| высота с переводником   | 2850         | 3000        | 3360  |
| ширина по пальцам штропа  | 1090         | 1212        | 1375  |
| Масса, кг   | 2200         | 2980        | 4100  |

Максимальное давление прокачиваемой жидкости определяются исходя из режима промывки скважины. Его значение должно быть не менее наибольшего давления насосов, используемых в буровой установке соответствующего класса.

Диаметр проходного отверстия ствола оказывает двоякое воздействие на работу вертлюга. С его увеличением снижается скорость течения промывочной жидкости, поэтому уменьшаются гидравлические потери и износ внутренней поверхности ствола. Одновременно с диаметром проходного отверстия возрастает наружный диаметр ствола, в результате чего увеличивается скорость скольжения и износ ствола и его уплотнения. Поэтому чрезмерное увеличение проходного отверстия ствола нежелательно. На основе опыта конструирования и эксплуатации вертлюгов диаметр проходного отверстия ствола принимается равным 75 мм. Внутренний диаметр напорной трубы равен диаметру проходного отверстия ствола вертлюга.

Основные параметры вертлюгов ОАО «Уралмашзавод» приведены в табл. 16.7.

## 17 ПОВЕРХНОСТНАЯ ЦИРКУЛЯЦИОННАЯ СИСТЕМА

ГЛАВА

Циркуляционные системы буровых установок состоят из взаимосвязанных устройств и сооружений, предназначенных для выполнения следующих основных функций: приготовления буровых растворов, очистки бурового раствора от выбуренной породы и других вредных примесей, оперативного регулирования физико-механических свойств бурового раствора. В состав циркуляционной системы входят также всасывающие линии насосов, емкости для хранения раствора и необходимых для его приготовления материалов, желоба, отстойники, контрольно-измерительные приборы и др. Циркуляционные системы монтируются из отдельных блоков, входящих в комплект поставки буровых установок. Блочный принцип изготовления обеспечивает компактность циркуляционной системы и упрощает ее монтаж и техническое обслуживание.

Важнейшие требования, предъявляемые к циркуляционным системам буровых установок, — качественное приготовление, контроль и поддержание необходимых для данных геолого-технических условий состава и физико-механических свойств бурового раствора. При выполнении этих требований достигаются высокие скорости бурения и в значительной мере предотвращаются многие аварии и осложнения в скважине.

Производительность установок для приготовления бурового раствора определяется из условий, обеспечивающих своевременное пополнение запасов бурового раствора:

$$Q = V + V_{\text{п}},$$

где  $Q$  — производительность установок для приготовления бурового раствора, м<sup>3</sup>/ч;  $V$  — объем выбуренной породы за 1 ч, м<sup>3</sup>;  $V_{\text{п}}$  — потери бурового раствора за 1 ч в результате поглощений в скважине и утечек при очистке бурового раствора от выбуренной породы, м<sup>3</sup>.

Минимальный объем бурового раствора, необходимый для проводки скважины без учета поглощений и потерь за счет фильтрации, находят по формуле

$$V_p = V_{\text{скв}} + V'_n,$$

где  $V_{\text{скв}}$  — наибольший объем скважины, м<sup>3</sup>;  $V'_n$  — потери бурового раствора при проводке скважины, м<sup>3</sup>.

Потери  $V'_n$  возрастают с увеличением объема выбуренной породы и утечек бурового раствора при его очистке.

На забое и в открытом стволе скважины буровой раствор загрязняется обломками выбуренной породы, обогащается глинистыми и другими твердыми частицами. Чрезмерное содержание твердой фазы, особенно глинистых частиц, приводит к снижению скоростей бурения. Установлено, что при увеличении содержания твердой фазы в растворе на 1 % показатели работы долот снижаются на 7–10 %.

### 17.1. ПАРАМЕТРЫ И КОМПЛЕКТНОСТЬ ЦИРКУЛЯЦИОННЫХ СИСТЕМ

В зависимости от класса буровой установки, определяемого ее грузоподъемностью и глубиной скважины, а также от сложности технологического процесса бурения буровые установки комплектуются циркуляционными системами (ЦС), которые включают набор блоков, оснащенных различным оборудованием для приготовления, очистки и регулирования свойств бурового раствора.

Расположение блоков циркуляционной системы определяется размещением основного бурового оборудования.

Схемы циркуляционных систем, выпускаемых ДАООТ «Хадыженский

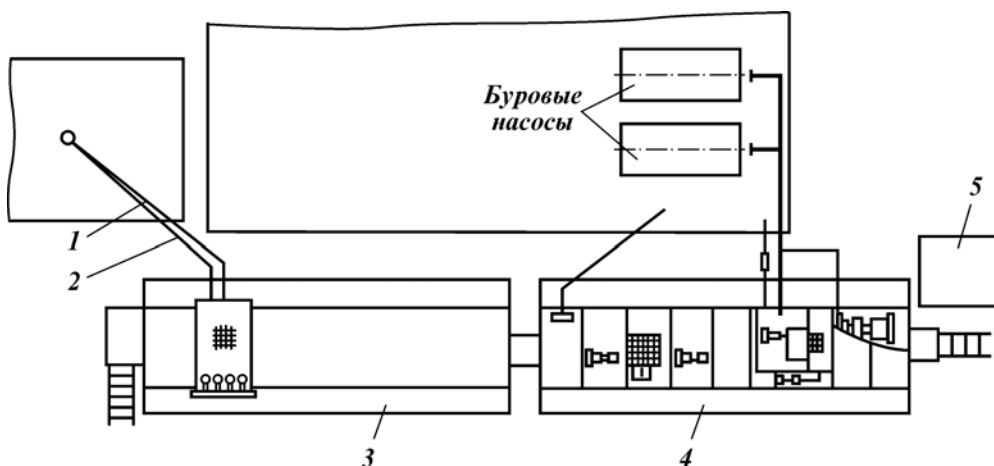


Рис. 17.1. Схема циркуляционной системы ЦС100Э(01): 1 — трубопровод долива; 2 — растворопровод; 3 — блок очистки; 4 — приемный блок; 5 — шкаф управления электрооборудованием

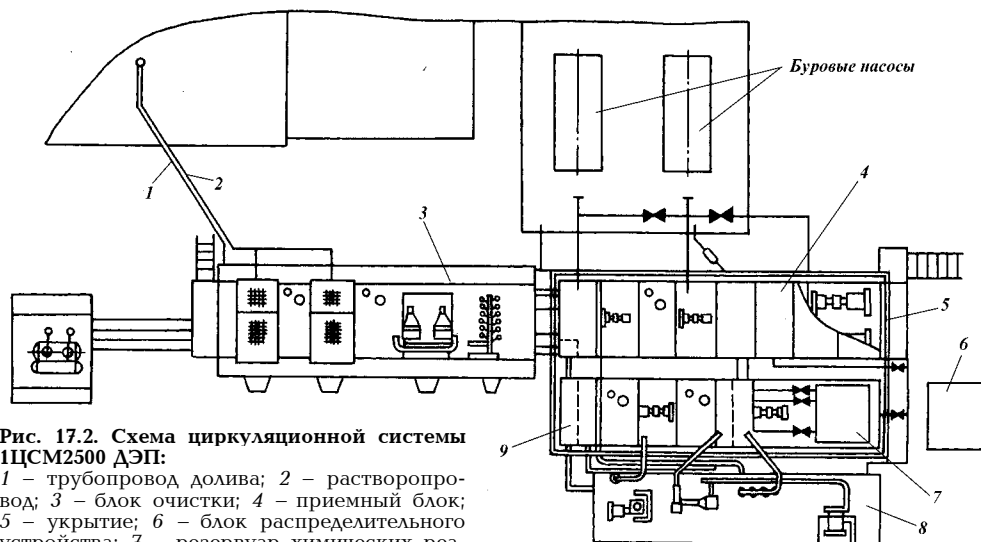


Рис. 17.2. Схема циркуляционной системы 1ЦСМ2500 ДЭП:  
 1 – трубопровод долива; 2 – растворопровод; 3 – блок очистки; 4 – приемный блок; 5 – укрытие; 6 – блок распределительного устройства; 7 – резервуар химических реагентов; 8 – блок приготовления и обработки бурового раствора; 9 – промежуточный блок

машзавод» для комплектации буровых установок производства АООТ «Волгоградский завод буровой техники», представлены на рис. 17.1–17.3. В табл. 17.1 приведены сведения о комплекте основного оборудования, в табл. 17.2 – параметры циркуляционных систем.

Схемы циркуляционных систем, выпускаемых ДАООТ «Хадыженский машзавод» для комплектации буровых установок производства ОАО «Уралмашзавод», представлены на рис. 17.4–17.6. В табл. 17.3 даны сведения о комплекте основного оборудования, а в табл. 17.4 – параметры циркуляционных систем.

Таблица 17.1

Комплектность циркуляционных систем производства ДАООТ «Хадыженский машиностроительный завод»

| Оборудование                           | Циркуляционная система |                 |              |               |
|--|------------------------|-----------------|--------------|---------------|
|  | ЦС100Э(01)             | 1ЦСМ2500ДЭП     | 1ЦСМ2500ЭП   | ЦС2500ЭПК     |
|  | БУ1600/100ЭУ           | БУ2500/160-ДЭП1 | БУ2500/160ЭП | БУ2500/160ЭПК |
| Блок очистки                           | 1                      | 1               | 1            | 1             |
| Комплектуемое оборудование:            |                        |                 |              |               |
| вибрационное сито ВС-1                 | –                      | 2               | 2            | 2             |
| вибрационное сито ВС-11                | 1                      | –               | –            | –             |
| пескоотделитель ПГ-60/300              | –                      | –               | –            | 1             |
| пескоотделитель ГЦК-360М               | –                      | –               | –            | –             |
| илоотделитель ИГ-45/75                 | –                      | 1               | 1            | 1             |
| илоотделитель ИГ-45М                   | 1                      | –               | –            | –             |
| ситогидроциклонный сепаратор СГС45/150 | –                      | –               | –            | –             |

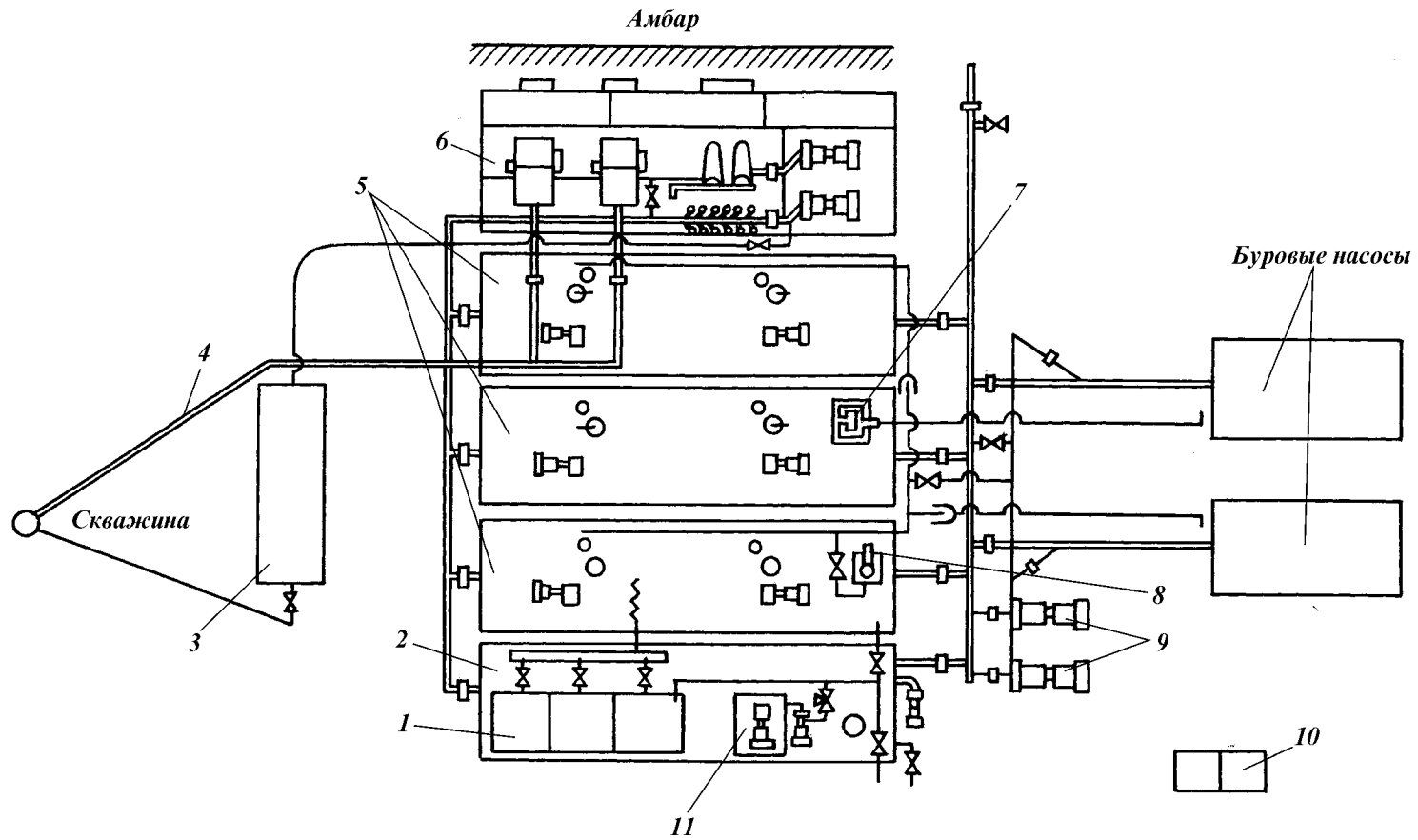


Рис. 17.3. Схема циркуляционной системы ЦС2500ЭПК:

1 – резервуар химреагентов; 2 – емкость для воды; 3 – емкость полива; 4 – растворопровод; 5 – промежуточные блоки (три комплекта); 6 – блок очистки; 7 – диспергатор; 8 – гидросмеситель; 9 – подпорные насосы; 10 – шкафы электроуправления; 11 – блок приготовления химреагентов

Продолжение табл. 17.1

| Оборудование   | Циркуляционная система |                 |              |               |
|--|------------------------|-----------------|--------------|---------------|
|  | ЦС100Э(01)             | 1ЦСМ2500ДЭП     | 1ЦСМ2500ЭП   | ЦС2500ЭПК     |
|  | БУ1600/100ЭУ           | БУ2500/160-ДЭП1 | БУ2500/160ЭП | БУ2500/160ЭПК |
| Комплектуемое оборудование:                            | —                      | 1               | 1            | —             |
| ситогидроциклонный сепаратор СГС65/300                 | —                      | 1               | 1            | —             |
| гидроциклонный глиноотделитель ГУР-2                   | —                      | 1               | 1            | —             |
| Блок приготовления и обработки бурового раствора БПО-6 | —                      | 1               | 1            | —             |
| Промежуточный блок                                     | —                      | 1               | 1            | 3             |
| Приемный блок  | 1                      | 1               | 1            | —             |
| Блок подпорных насосов с насосами ГрА170/40 или 6Ш8s2  | 2                      | 2               | 2            | 2             |
| Емкость для приготовления жидких химреагентов          | 1                      | —               | —            | 1             |
| Емкость для хранения жидких химреагентов               | —                      | 1               | 1            | 1             |
| Емкость для воды                                       | —                      | —               | —            | 1             |
| Блок-модуль хранения сыпучих материалов                | —                      | —               | —            | —             |
| Гидравлический перемешиватель                          | 4                      | 6               | 6            | 6             |
| Лопастный перемешиватель                               | 3                      | 5               | 5            | 7             |
| Электрооборудование                                    | 1                      | 1               | 1            | 1             |
| Склад для хранения химических реагентов                | —                      | —               | —            | —             |
| Укрытие  | 1                      | 1               | 1            | —             |

Примечание. Блоки циркуляционной системы ЦС2500ЭПК расположены под общим укрытием.

Таблица 17.2

**Параметры циркуляционных систем производства ДАООТ «Хадыженский машиностроительный завод»**

| Параметры  | Циркуляционная система |                 |              |               |
|--|------------------------|-----------------|--------------|---------------|
|  | ЦС100Э(01)             | 1ЦСМ2500ДЭП     | 1ЦСМ2500ЭП   | ЦС2500ЭПК     |
|  | БУ1600/100ЭУ           | БУ2500/160-ДЭП1 | БУ2500/160ЭП | БУ2500/160ЭПК |
| Пропускная способность средств очистки, м/с, не менее: вибросит при очистке бурового раствора на водной основе плотностью 1100—1200 кг/м <sup>3</sup> (кассеты с сеткой с размером ячеек 0,16×0,16 мм) | 0,03                   | 0,06            | 0,06         | 0,06          |

| Параметры  | Циркуляционная система |                 |              |               |
|--|------------------------|-----------------|--------------|---------------|
|  | ЦС100Э(01)             | 1ЦСМ2500ДЭП     | 1ЦСМ2500ЭП   | ЦС2500ЭПК     |
|  | БУ1600/100ЭУ           | БУ2500/160-ДЭП1 | БУ2500/160ЭП | БУ2500/160ЭПК |
| Пропускная способность средств очистки, м/с, не менее:   | —                      | 0,065           | 0,065        | —             |
| ситоциклокционных сепараторов при очистке бурового раствора плотностью до 1600 кг/м <sup>3</sup> | 0,045                  | 0,045           | 0,045        | 0,045         |
| илоотделителя при очистке бурового раствора плотностью 1100–1200 кг/м <sup>3</sup>               | —                      | 0,0015–0,003    | 0,0015–0,003 | —             |
| гидроциклонного глиноотделителя при очистке бурового раствора плотностью 2000 кг/м <sup>3</sup>  | —                      | —               | —            | 0,06          |
| пескоотделителя  | —                      | —               | —            | —             |

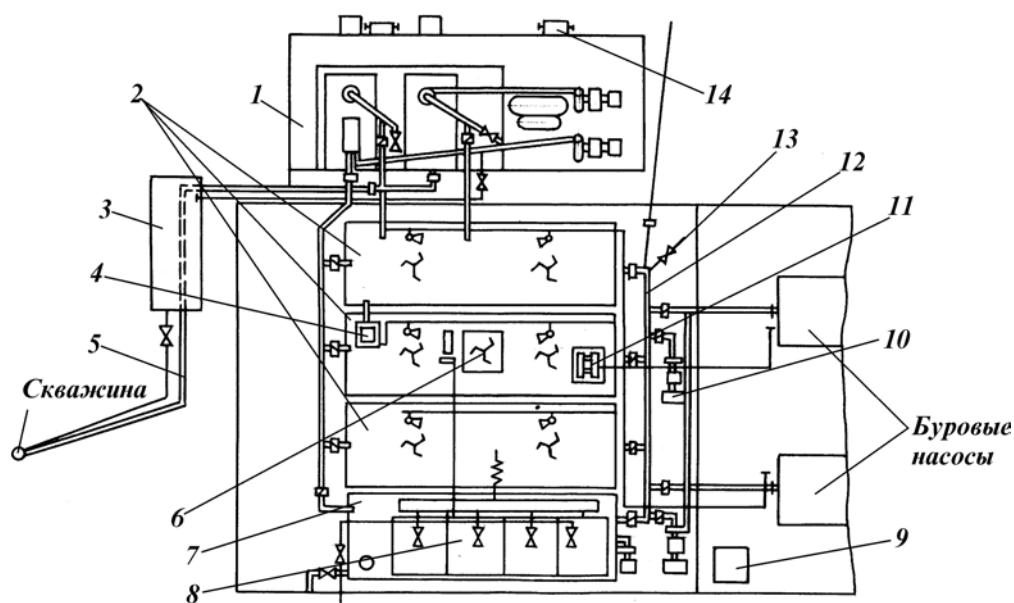


Рис. 17.4. Схема циркуляционной системы ЦС3200ЭУК-2М-У1:

1 – блок очистки; 2 – промежуточный блок; 3 – емкость долива; 4 – гидросмеситель; 5 – растворопровод; 6 – блок приготовления химреагентов; 7 – емкость для воды; 8 – резервуары химреагентов; 9 – шкаф управления; 10 – подпорный насос; 11 – диспергатор; 12 – нижний коллектор; 13 – патрубок подсоединения нефтепровода; 14 – кронштейн подвески блока очистки

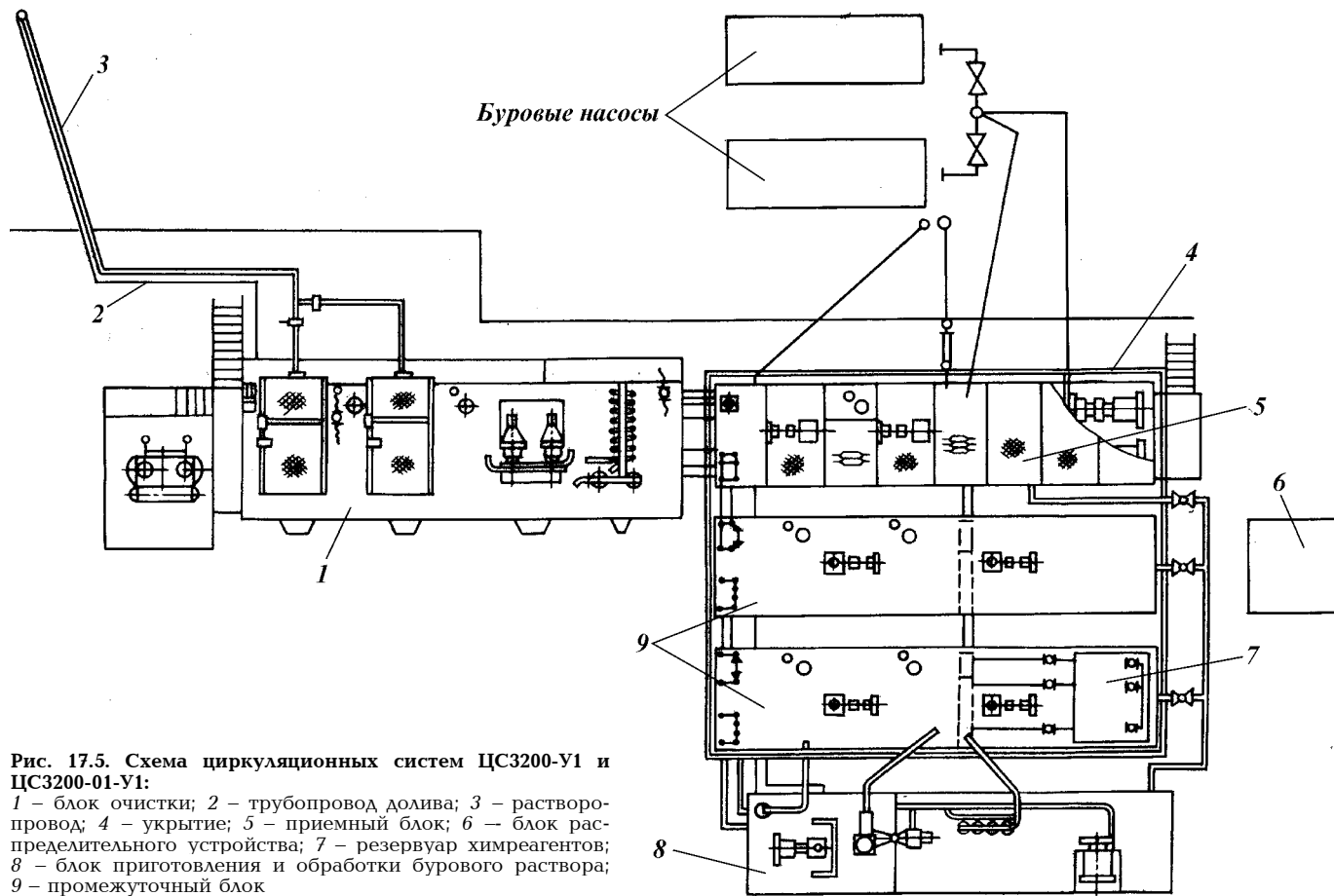


Рис. 17.5. Схема циркуляционных систем ЦС3200-У1 и ЦС3200-01-У1:

1 - блок очистки; 2 - трубопровод долива; 3 - растворопровод; 4 - укрытие; 5 - приемный блок; 6 - блок распределительного устройства; 7 - резервуар химреагентов; 8 - блок приготовления и обработки бурового раствора; 9 - промежуточный блок



| Параметры   | Циркуляционная система |                 |              |               |
|---|------------------------|-----------------|--------------|---------------|
|   | ЦС100Э(01)             | 1ЦСМ2500ДЭП     | 1ЦСМ2500ЭП   | ЦС2500ЭПК     |
|   | БУ1600/100ЭУ           | БУ2500/160-ДЭП1 | БУ2500/160ЭП | БУ2500/160ЭПК |
| Минимальный размер частиц (плотностью 2600 кг/м <sup>3</sup> ), удаляемых из бурового раствора, мм, не более: |                        |                 |              |               |
| гидроциклонами  | —                      | 0,074           | 0,074        | —             |
| ситогидроциклонного сепаратора  | —                      | 0,100           | 0,100        | —             |
| виброситом ситогидроциклонного сепаратора   | —                      | 0,100           | 0,100        | —             |
| илоотделителем  | 0,05                   | 0,025           | 0,025        | —             |
| пескоотделителем  | —                      | —               | —            | 0,074         |
| Пропускная способность оборудования для удаления газа, м <sup>3</sup> /с, не менее                            | —                      | 0,04            | 0,04         | —             |
| Допускаемое остаточное содержание газа в буровом растворе, %, не более  | —                      | 2               | 2            | —             |
| Полезный объем резервуаров для хранения жидких химреагентов, м <sup>3</sup> , не менее                        | —                      | 6               | 6            | 9             |
| Полезный объем резервуаров для хранения бурового раствора, м <sup>3</sup> , не менее                          | 60                     | 90              | 90           | 120           |
| Установленная мощность электрооборудования, кВт, не более   | 201                    | 370             | 370          | 290           |
| Потребляемая мощность, кВт, не более  | 131                    | 249             | 249          | 175           |
| Масса, кг, не более   | 37 000                 | 71 000          | 71 000       | 5480          |

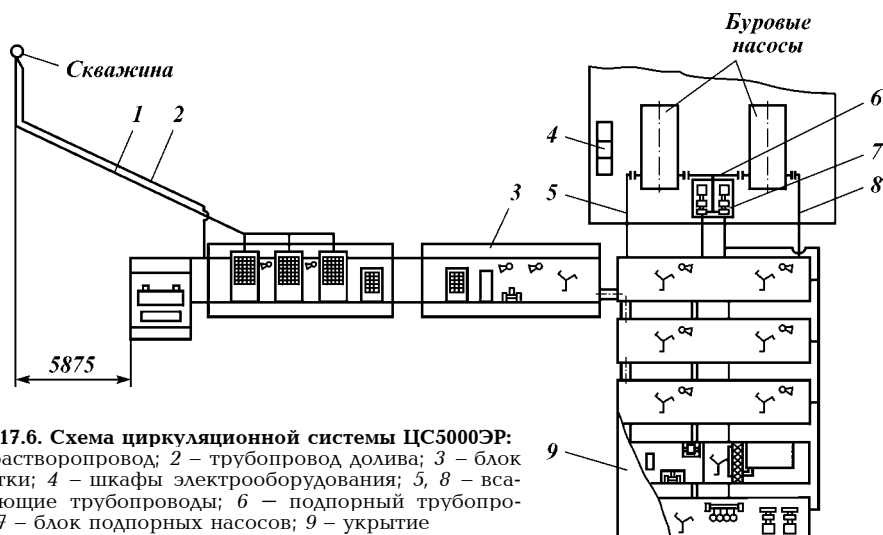


Рис. 17.6. Схема циркуляционной системы ЦС5000ЭР:  
 1 – растворопровод; 2 – трубопровод долива; 3 – блок очистки; 4 – шкафы электрооборудования; 5, 8 – всасывающие трубопроводы; 6 – подпорный трубопровод; 7 – блок подпорных насосов; 9 – укрытие

Таблица 17.3

## Комплектность поставки циркуляционных систем буровых установок производства ОАО «Уралмашзавод»

| Оборудование  | Циркуляционная система  |  |                  |                                     |
|---|---|--|------------------|-------------------------------------|
|   | ЦС3200ЭУК-2М-У1   | ЦС3200-У1                              | ЦС3000ДГУ-1Т     | ЦС3200-01-У1                        |
|   | БУ3200/200ЭУК-2М2,<br>БУ3200/200ЭУК-2М2У,<br>БУ3200/200ЭУК-2М2Я,<br>БУ3200/200ЭУК-3МА | БУ3200/200-ДГУ-1М,<br>БУ3200/200ДГУ-1У | БУ3200/200ДГУ-1Т | БУ3200/200ЭУ-1М,<br>БУ3200/200ЭУ-1У |
| Блок очистки  | 1   | 1                                      | 1                | 1                                   |
| Комплекующее оборудование:                            |   |  |                  |                                     |
| вибрационное сито ВС-1                                | 2   | 2                                      | 1                | 2                                   |
| вибрационное сито ВС-11                               | —   | —                                      | —                | —                                   |
| пескоотделитель ПГ-60/300                             | —   | —                                      | —                | —                                   |
| пескоотделитель ГЦК-360М                              | 2   | —                                      | —                | —                                   |
| илоотделитель ИГ-45/75                                | —   | —                                      | 1                | —                                   |
| илоотделитель ИГ-45М                                  | 1   | 1                                      | —                | 1                                   |
| ситогидроциклонный сепаратор СГС45/150                | —   | 1                                      | —                | 1                                   |
| ситогидроциклонный сепаратор СГС65/300                | —   | —                                      | —                | —                                   |
| гидроциклонный глиноотделитель ГУР-2                  | —   | 1                                      | —                | 1                                   |
| глиноотделитель на базе центрифуги                    | —   | —                                      | —                | —                                   |
| Блок приготовления и обработки бурового раствора:     |   |  |                  |                                     |
| БПО-6   | —   | 1                                      | —                | 1                                   |
| БПО-7   | —   | —                                      | —                | —                                   |
| Промежуточный блок                                    | 3   | 2                                      | 2                | 2                                   |
| Приемный блок   | —   | 1                                      | 1                | 1                                   |
| Блок подпорных насосов с насосами Гра170/40 или 6Ш8s2 | 1   | 2                                      | 1                | 2                                   |
| Емкость для приготовления жидких химреагентов         | 1   | —                                      | —                | —                                   |
| Емкость для хранения жидких химреагентов              | 2   | 1                                      | 1                | 1                                   |
| Емкость для воды                                      | 1   | —                                      | 2                | —                                   |
| Блок-модуль хранения сыпучих материалов               | —   | —                                      | —                | —                                   |
| Гидравлический перемешиватель                         | 6   | 6                                      | —                | 6                                   |
| Лопастный перемешиватель                              | 7   | 6                                      | —                | 6                                   |
| Электрооборудование                                   | 1   | 1                                      | 1                | 1                                   |
| Склад для хранения химических реагентов               | —   | —                                      | —                | —                                   |
| Укрытие   | Под общим укрытием  | 1                                      | —                | 1                                   |
| Навес   | —   | —                                      | —                | —                                   |

Продолжение табл. 17.3

| Оборудование  | Циркуляционная система |                 |              |                |
|---|------------------------|-----------------|--------------|----------------|
|   | ЦС5000ДГУ-1Т           | ЦС500ДГУ-1      | ЦС5000ЭУ     | ЦС5000ЭУ       |
|   | БУ5000/320ДГУ-1Т       | БУ5000/320ДГУ-1 | БУ5000/320ЭУ | БУ5000/320ЭР-О |
| Блок очистки  | 1                      | 1               | 1            | 1              |
| Комплектуемое оборудование:                           |                        |                 |              |                |
| вибрационное сито ВС-1                                | 2                      | 2               | 2            | 2              |
| вибрационное сито ВС-11                               | —                      | —               | —            | —              |
| пескоотделитель ПГ-60/300                             | —                      | —               | —            | —              |
| пескоотделитель ГЦК-360М                              | —                      | —               | —            | —              |
| илоотделитель ИГ-45/75                                | 1                      | 1               | 1            | 1              |
| илоотделитель ИГ-45М                                  | 2                      | 2               | 2            | 2              |
| ситогидроциклонный сепаратор СГС45/150                | —                      | —               | —            | —              |
| ситогидроциклонный сепаратор СГС65/300                | —                      | —               | —            | —              |
| гидроциклонный глиноотделитель ГУР-2                  | —                      | —               | —            | —              |
| глиноотделитель на базе центрифуги                    | —                      | —               | —            | —              |
| Блок приготовления и обработки бурового раствора:     |                        |                 |              |                |
| БПО-6   | —                      | —               | —            | —              |
| БПО-7   | —                      | —               | —            | —              |
| Промежуточный блок                                    | 6                      | 6               | 6            | 6              |
| Приемный блок   | 1                      | 1               | 1            | 1              |
| Блок подпорных насосов с насосами GrA170/40 или 6Ш8s2 | 3                      | 3               | 3            | 3              |
| Емкость для приготовления жидких химреагентов         | 1                      | 1               | 1            | 1              |
| Емкость для хранения жидких химреагентов              | 1                      | 1               | 1            | 1              |
| Емкость для воды                                      | 2                      | 2               | 2            | 2              |
| Блок-модуль хранения сыпучих материалов               | —                      | —               | —            | —              |
| Гидравлический перемешиватель                         | 8                      | 8               | 8            | 8              |
| Лопастный перемешиватель                              | 8                      | 8               | 8            | 8              |
| Электрооборудование                                   | 1                      | 1               | 1            | 1              |
| Склад для хранения химреагентов                       | 1                      | 1               | 1            | 1              |
| Укрытие   | —                      | 1               | 1            | 1              |
| Навес   | —                      | —               | —            | —              |

Продолжение табл. 17.3

| Оборудование  | Циркуляционная система      |               |                |               |                         |
|---|-----------------------------|---------------|----------------|---------------|-------------------------|
|   | ЦС5000ЭР-6                  | ЦС6500ЭР      | ЦС5000.450ЭР-Т | ЦС800ЭР       | ЦС3200ЭУК2М-У1          |
|   | БУ5000/320ЭР,<br>БУУНО320DE | БУ6500/400-ЭР | БУ6500/450ЭР-Т | БУ8000/500-ЭР | НБО-1К                  |
| Блок очистки  | 1                           | 1             | 1              | 1             | 1                       |
| Комплектующее оборудование:                           |                             |               |                |               |                         |
| вибрационное сито ВС-1                                | 3                           | 2             | 3              | 2             | 2                       |
| вибрационное сито ВС-11                               | —                           | —             | —              | —             | —                       |
| пескоотделитель ПГ-60/300                             | —                           | —             | 1              | —             | —                       |
| пескоотделитель ГЦК-360М                              | —                           | —             | —              | —             | 2                       |
| илоотделитель ИГ-45/75                                | 1                           | 1             | 1              | 1             | —                       |
| илоотделитель ИГ-45М                                  | 1                           | 1             | —              | 2             | 1                       |
| ситогидроциклонный сепаратор СГС45/150                | 1                           | —             | 1              | —             | —                       |
| ситогидроциклонный сепаратор СГС65/300                | 1                           | —             | —              | —             | —                       |
| гидроциклонный глиноотделитель ГУР-2                  | 1                           | —             | —              | —             | —                       |
| глиноотделитель на базе центрифуги                    | —                           | —             | 1              | —             | —                       |
| Блок приготовления и обработки бурового раствора:     |                             |               |                |               |                         |
| БПО-6   | —                           | —             | —              | —             | —                       |
| БПО-7   | 1                           | 1             | 1              | —             | —                       |
| Промежуточный блок                                    | 2                           | 5             | 5              | 7             | 3                       |
| Приемный блок   | 1                           | —             | —              | —             | —                       |
| Блок подпорных насосов с насосами ГрА170/40 или 6Ш8s2 | 2                           | 3             | 3              | 3             | 1                       |
| Емкость для приготовления жидких химреагентов         | 1                           | —             | 1              | 1             | 1                       |
| Емкость для хранения жидких химреагентов              | 1                           | 1             | 1              | 3             | 2                       |
| Емкость для воды                                      | —                           | 2             | 3              | —             | 1                       |
| Блок-модуль хранения сыпучих материалов               | —                           | 1             | —              | 2             | —                       |
| Гидравлический перемешиватель                         | 12                          | 11            | 18             | 14            | 6                       |
| Лопастный перемешиватель                              | 9                           | 13            | 16             | 17            | 7                       |
| Электрооборудование                                   | 1                           | 1             | 1              | 1             | 1                       |
| Склад для хранения химических реагентов               | —                           | 1             | —              | 1             | —                       |
| Укрытие   | 1                           | 1             | 1              | 1             | Под общим ук-<br>рытием |
| Навес   | —                           | —             | —              | —             | —                       |

Таблица 17.4

## Техническая характеристика циркуляционных систем буровых установок производства ОАО «Уралмашзавод»

| Показатель   | Циркуляционная система  |                                       |                  |                                       |
|--|---|---------------------------------------|------------------|---------------------------------------|
|  | ЦС3200ЭУК-2М-У1   | ЦС3200-У1                             | ЦС3200s1Т        | ЦС3200-01-У1                          |
|  | БУ3200/200ЭУК-2М2,<br>БУ3200/200ЭУК-2М2У,<br>БУ3200/200ЭУК-2М2Я,<br>БУ3200/200ЭУК-3МА | БУ3200/200ДГУ-1М,<br>БУ3200/200ДГУ-1У | БУ3200/200ДГУ-1Т | БУ3200/200ДГУ-1М,<br>БУ3200/200ДГУ-1У |
| Пропускная способность средств очистки, м <sup>3</sup> /с, не менее:   |   |                                       |                  |                                       |
| вибросит при очистке бурового раствора на водной основе плотностью 1100–1200 кг/м <sup>3</sup> при установленных кассетах с сеткой с размером ячеек 0,16×0,16 мм | 0,076   | 0,060                                 | 0,038            | 0,060                                 |
| ситоциклонных сепараторов при очистке бурового раствора плотностью до 1600 кг/м <sup>3</sup>   | –   | 0,065                                 | –                | 0,065                                 |
| илоотделителя при очистке бурового раствора плотностью 1100–1200 кг/м <sup>3</sup>   | 0,045   | 0,045                                 | 0,045            | 0,045                                 |
| гидроциклонного глиноотделителя при очистке бурового раствора плотностью 2000 кг/м <sup>3</sup>  | –   | 0,0015–0,003                          | –                | 0,0015–0,003                          |
| пескоотделителя  | 0,090   | –                                     | –                | –                                     |
| Минимальный размер частиц (плотностью 2600 кг/м <sup>3</sup> ) удаляемых из бурового раствора, мм, не более:   |   |                                       |                  |                                       |
| гидроциклонами ситоциклонного сепаратора   | –   | 0,074                                 | –                | 0,074                                 |
| виброситом ситоциклонного сепаратора   | –   | 0,010                                 | –                | 0,010                                 |
| илоотделителем   | 0,05  | 0,025                                 | 0,050            | 0,025                                 |
| пескоотделителем   | 0,08  | –                                     | –                | –                                     |
| Пропускная способность оборудования для удаления газа, м <sup>3</sup> /с, не менее   | –   | 0,040                                 | 0,045            | 0,040                                 |
| Допускаемое остаточное содержание газа в буровом растворе, %, не более   | –   | 2                                     | 2                | 2                                     |
| Полезный объем резервуаров для хранения жидких химреагентов, м <sup>3</sup> , не менее   | 18  | 6                                     | 6                | 6                                     |

Продолжение табл. 17.4

| Показатель   | Циркуляционная система  |                                       |                  |                                       |
|--|---|---------------------------------------|------------------|---------------------------------------|
|  | ЦС3200ЭУК-2М-У1   | ЦС3200-У1                             | ЦС3200s1Т        | ЦС3200-01-У1                          |
|  | БУ3200/200ЭУК-2М2,<br>БУ3200/200ЭУК-2М2У,<br>БУ3200/200ЭУК-2М2Я,<br>БУ3200/200ЭУК-3МА | БУ3200/200ДГУ-1М,<br>БУ3200/200ДГУ-1У | БУ3200/200ДГУ-1Т | БУ3200/200ДГУ-1М,<br>БУ3200/200ДГУ-1У |
| Полезный объем резервуаров для хранения бурового раствора, м <sup>3</sup> , не менее | 120   | 120                                   | 120              | 120                                   |
| Установленная мощность электрооборудования, кВт, не более                            | 290   | 446                                   | 269              | 446                                   |
| Потребляемая мощность, кВт, не более   | 175   | 264                                   | 156              | 264                                   |
| Масса, кг, не более  | 60 000  | 77 500                                | 55 500           | 77 500                                |
| Завод-изготовитель   | ДАООТ «Хадыженский машиностроительный завод»  |                                       |                  |                                       |

Продолжение табл. 17.4

| Показатель   | Циркуляционная система |                 |              |                |
|--|------------------------|-----------------|--------------|----------------|
|  | ЦС5000ДГУ-1Т           | ЦС5000ДГУ-1     | ЦС5000ЭУ     | ЦС5000ЭУ       |
|  | БУ5000/320ДГУ-1Т       | БУ5000/320ДГУ-1 | БУ5000/320ЭУ | БУ5000/320ЭР-О |
| Пропускная способность средств очистки, м <sup>3</sup> /с, не менее:   |                        |                 |              |                |
| вибросит при очистке бурового раствора на водной основе плотностью 1100–1200 кг/м <sup>3</sup> при установленных кассетах с сеткой с размером ячеек 0,16×0,16 мм | 0,076                  | 0,076           | 0,076        | 0,076          |
| ситогидроциклонных сепараторов при очистке бурового раствора плотностью до 1600 кг/м <sup>3</sup>  | –                      | –               | –            | –              |
| илоотделителя при очистке бурового раствора плотностью 1100–1200 кг/м <sup>3</sup>   | 0,045                  | 0,045           | 0,045        | 0,045          |
| гидроциклонного глиноотделителя при очистке бурового раствора плотностью 2000 кг/м <sup>3</sup>  | –                      | –               | –            | –              |
| пескоотделителя  | 0,090                  | 0,090           | 0,090        | 0,090          |
| Минимальный размер частиц (плотностью 2600 кг/м <sup>3</sup> ) удаляемых из бурового раствора, мм, не более:   |                        |                 |              |                |

|  |  |        |        |        |
|--|--|--------|--------|--------|
| гидроциклонами ситогидроциклонного сепаратора  | —  | —      | —      | —      |
| виброситом ситогидроциклонного сепаратора  | —  | —      | —      | —      |
| илоотделителем   | 0,05   | 0,05   | 0,05   | 0,05   |
| пескоотделителем   | 0,05   | 0,05   | 0,05   | 0,05   |
| Пропускная способность оборудования для удаления газа, м <sup>3</sup> /с, не менее     | 0,045  | 0,045  | 0,045  | 0,045  |
| Допускаемое остаточное содержание газа в буровом растворе, %, не более                 | 2  | 2      | 2      | 2      |
| Полезный объем резервуаров для хранения жидких химреагентов, м <sup>3</sup> , не менее | 6  | 6      | 6      | 6      |
| Полезный объем резервуаров для хранения бурового раствора, м <sup>3</sup> , не менее   | —  | 180    | 180    | 180    |
| Установленная мощность электрооборудования, кВт, не более                              | 302  | 302    | 302    | 302    |
| Потребляемая мощность, кВт, не более   | 220  | 220    | 220    | 220    |
| Масса, кг, не более  | 80 000                                       | 80 000 | 80 000 | 80 000 |
| Завод-изготовитель   | ДАООТ «Хадыженский машиностроительный завод» |        |        |        |

Продолжение табл. 17.4

| Показатель   | Циркуляционная система       |              |                |              |                |
|--|------------------------------|--------------|----------------|--------------|----------------|
|  | ЦС500ЭР-6                    | ЦС6500ЭР     | ЦС5000.450ЭР-Т | ЦС800ЭР      | ЦС3200ЭУК2М-У1 |
|  | БУ5000/320ЭР,<br>БУUNOC320DE | БУ6500/400ЭР | БУ6500/450ЭР-Т | БУ8000/500ЭР | НБО-1К         |
| Пропускная способность средств очистки, м <sup>3</sup> /с, не менее:   |                              |              |                |              |                |
| вибросит при очистке бурового раствора на водной основе плотностью 1100–1200 кг/м <sup>3</sup> при установленных кассетах с сеткой с размером ячеек 0,16×0,16 мм | 0,076                        | 0,076        | 0,090          | 0,076        | 0,076          |
| ситогидроциклонных сепараторов при очистке бурового раствора плотностью до 1600 кг/м <sup>3</sup>  | 0,045(0,065)                 | —            | 0,045          | —            | —              |
| илоотделителя при очистке бурового раствора плотностью 1100–1200 кг/м <sup>3</sup>   | 0,045                        | 0,045        | 0,045          | 0,045        | 0,045          |
| гидроциклонного глиноотделителя при очистке бурового раствора плотностью 2000 кг/м <sup>3</sup>  | 0,0015–0,003                 | —            | —              | —            | —              |
| пескоотделителя  | —                            | 0,09         | 0,06           | 0,09         | 0,09           |

Продолжение табл. 17.4

| Показатель   | Циркуляционная система                       |              |                |              |                |
|--|--|--------------|----------------|--------------|----------------|
|  | ЦС500ЭР-6                                    | ЦС6500ЭР     | ЦС5000.450ЭР-Т | ЦС800ЭР      | ЦС3200ЭУК2М-У1 |
|  | БУ5000/320ЭР,<br>БУUNOC320DE                 | БУ6500/400ЭР | БУ6500/450ЭР-Т | БУ8000/500ЭР | НБО-1К         |
| Минимальный размер частиц (плотностью 2600 кг/м <sup>3</sup> ) удаляемых из бурового раствора, мм, не более: |  |              |                |              |                |
| гидроциклонами ситогидроциклонного сепаратора  | 0,074  | —            | 0,05           | —            | —              |
| виброситом ситогидроциклонного сепаратора  | 0,1  | —            | 0,1            | —            | —              |
| илоотделителем   | 0,025  | 0,05         | 0,025          | 0,05         | 0,05           |
| пескоотделителем   | 0,05   | 0,08         | 0,07           | 0,08         | 0,08           |
| Пропускная способность оборудования для удаления газа, м <sup>3</sup> /с, не менее                           | 0,04   | 0,06         | 0,04           | 0,04         | —              |
| Допускаемое остаточное содержание газа в буровом растворе, %, не более                                       | 2  | 2            | 2              | 2            | —              |
| Полезный объем резервуаров для хранения жидких химреагентов, м <sup>3</sup> , не менее                       | 6  | 6            | 6              | 10           | 18             |
| Полезный объем резервуаров для хранения бурового раствора, м <sup>3</sup> , не менее                         | 180  | 240          | 425            | 380          | 120            |
| Установленная мощность электрооборудования, кВт, не более  | 326  | 302          | 594            | 387          | 290            |
| Потребляемая мощность, кВт, не более   | 189  | 183          | 488            | 238          | 175            |
| Масса, кг, не более  | 105 600                                      | 136 200      | 184 000        | 125 000      | 60 000         |
| Завод-изготовитель   | ДАООТ «Хадыженский машиностроительный завод» |              |                |              |                |



Таблица 17.5

## Комплектность циркуляционных систем буровых установок производства АО «ВЗБТ»

| Оборудование  | Циркуляционная система                               |                 |               |
|---|--|-----------------|---------------|
|   | ЦС-БМ2900ДЭП-2                                       | ЦС-БМ2900ДЭП-2  | ЦС-М2900ДЭПК  |
|   | БУ2900/175ЭП-М,<br>БУ2900/175ДЭП-2,<br>БУ2900/175ЭПК | БУ2900/175ЭП-М1 | БУ2900/200ЭПК |
| Блок очистки  |  |                 |               |
| Комплектуемое оборудование:   |  |                 |               |
| вибрационное сито ВС-1  | 2  | 2               | 2             |
| пескоотделитель ГЦК-360М  | 2  | 2               | 2             |
| илоотделитель ИГ-45М  | 1  | 1               | 1             |
| дегазатор «Каскад-40»   | 1  | 1               | 1             |
| Блоки приготовления и обработки бурового раствора   |  |                 |               |
| Комплектуемое оборудование:   |  |                 |               |
| системы приготовления жидких химреагентов из порошкообразных материалов                                       | 1  | 1               | 1             |
| системы приготовления утяжеленного бурового раствора  | 1  | 1               | 1             |
| Блок хранения бурового раствора (тип I) объемом 46 м <sup>3</sup> в комплекте с подпорным насосом ГрА170/40   | 1  | 1               | 1             |
| Блок хранения бурового раствора (тип II) объемом 46 м <sup>3</sup> без подпорного насоса                      | 1(2)   | 1(2)            | 1(2)          |
| Блок хранения бурового раствора (тип III) объемом 46 м <sup>3</sup> в комплекте с подпорным насосом ГрА170/40 | 1  | 1               | 1             |
| Емкость объемом 3,2 м <sup>3</sup> для хранения жидких химреагентов   | 2  | 2               | 2             |
| Перемешиватели:   |  |                 |               |
| лопастный   | 7(9)   | 7(9)            | 7(9)          |
| гидравлический  | 7(9)   | 7(9)            | 7(9)          |
| Емкость объемом 50 м <sup>3</sup> для хранения воды   | 1  | 1               | 1             |
| Емкость объемом 10 м <sup>3</sup> для долива скважины   | 1  | 1               | 1             |
| Емкость для сбора технологических сточных вод   | —  | —               | 1             |
| Блок-модуль хранения сыпучих материалов в таре **   | —  | —               | —             |
| Насос ВШН-150 для циркуляции бурового раствора при за-<br>буривании скважины                                  | —  | —               | 1             |
| Тамбуры для укрытия вне блоков затворов и других рас-<br>пределительных устройств трубопроводов***            | 2  | 1               | —             |
| Приборы контроля уровня и плотности бурового раствора в<br>приемной емкости                                   | 1  | 1               | 1             |

Продолжение табл. 17.5

| Оборудование   | Циркуляционная система         |               |           |                 |
|--|--------------------------------|---------------|-----------|-----------------|
|  | ЦС-БМ1600ДГУ                   | ЦС-БМ1600ДММ  | ЦС-БМ2000 | ЦС-БМ290ДГУ     |
|  | БУ1600/100ДГУ,<br>БУ1600/100ЭУ | БУ1600/100ДММ | БР125     | БУ2900/175ДГУМ1 |
| Блок очистки   |                                |               |           |                 |
| Комплектуемое оборудование:  |                                |               |           |                 |
| вибрационное сито ВС-1   | 2                              | 2             | 1         | 2               |
| пескоотделитель ГЦК-360М   | 2                              | 2             | —         | 2               |
| илоотделитель ИГ-45М   | 1                              | 1             | 1         | 1               |
| дегазатор «Каскад-40»*   | 1                              | 1             | 1         | 1               |
| Блоки приготовления и обработки бурового раствора  |                                |               |           |                 |
| Комплектуемое оборудование:  |                                |               |           |                 |
| системы приготовления жидких химреагентов из порошкообразных материалов  | 1                              | 1             | —         | 1               |
| системы приготовления утяжеленного бурового раствора   | 1                              | 1             | —         | 1               |
| Блок хранения бурового раствора (тип I) объемом 46 м <sup>3</sup> в комплекте с подпорным насосом ГрА170/40  | 1                              | 1             | 1         | 1               |
| Блок хранения бурового раствора (тип II) объемом 46 м <sup>3</sup> без подпорного насоса   | —                              | —             | —         | 1               |
| Блок хранения бурового раствора (тип III) объемом 46 м <sup>3</sup> в комплекте с подпорным насосом ГрА170/40  | 1                              | 1             | 1         | 1               |
| Емкость объемом 3,2 м <sup>3</sup> для хранения жидких химреагентов  | 2                              | 2             | 2         | 2               |
| Перемешиватели:  |                                |               |           |                 |
| лопастный  | 5                              | 5             | 4         | 7               |
| гидравлический   | 5                              | 5             | 4         | 7               |
| Емкость объемом 50 м <sup>3</sup> для хранения воды  | 1                              | 1             | —         | 1               |
| Емкость объемом 10 м <sup>3</sup> для долива скважины  | 1                              | 1             | —         | 1               |
| Емкость для сбора технологических сточных вод  | —                              | —             | —         | —               |
| Блок-модуль хранения сыпучих материалов в таре**   | —                              | —             | —         | —               |
| Насос ВШН-150 для циркуляции бурового раствора при забуривании скважины  | —                              | —             | —         | —               |
| Тамбуры для укрытия вне блоков затворов и других распределительных устройств трубопроводов***  | —                              | 1             | —         | 1               |
| Приборы контроля уровня и плотности бурового раствора в приемной емкости   | 1                              | 1             | —         | 1               |
| * Поставляется по отдельному заказу.   |                                |               |           |                 |
| ** Может быть увеличен за счет поставки одного комплекта блока хранения II типа.   |                                |               |           |                 |
| *** Блоки с крышами с мягкими и легкоъемными укрытиями (для южных районов страны). Любое оборудование, указанное в таблице, может быть поставлено по отдельному заказу в необходимом количестве. |                                |               |           |                 |

Таблица 17.6

## Техническая характеристика циркуляционных систем буровых установок производства АООТ «ВЗБТ»

| Показатель  | Циркуляционная система                               |                 |               |
|---|--|-----------------|---------------|
|   | ЦС-БМ2900ДЭП-2                                       | ЦС-БМ2900ДЭП-2  | ЦС-БМ2900ДЭПК |
|   | БУ2900/175ЭП-М,<br>БУ2900/175ДЭП-2,<br>БУ2900/175ЭПК | БУ2900/175ЭП-М1 | БУ2900/200ЭПК |
| Пропускная способность средств очистки, м <sup>3</sup> /с, не менее:  |  |                 |               |
| вбросит при очистке бурового раствора на водной основе плотностью 1100–1200 кг/м <sup>3</sup> при установленных кассетах с сеткой с размером ячеек: |  |                 |               |
| 0,4×0,4 мм  | 0,12   | 0,12            | 0,12          |
| 0,16×0,16 мм  | 0,06   | 0,06            | 0,06          |
| пескоотделителей ГЦК-360М при очистке бурового раствора плотностью 1100–1200 кг/м <sup>3</sup>  | 0,09   | 0,09            | 0,09          |
| илоотделителя ИГ-45М при очистке бурового раствора плотностью 1100–1200 кг/м <sup>3</sup>   | 0,045  | 0,045           | 0,045         |
| Минимальный размер частиц (плотностью 2600 кг/м <sup>3</sup> ), удаляемых из бурового раствора, мм, не более:                                       |  |                 |               |
| вброситами ВС-11  | 0,16   | 0,16            | 0,16          |
| пескоотделителем ГЦК-360М   | 0,09   | 0,09            | 0,09          |
| илоотделителем  | 0,05   | 0,05            | 0,05          |
| Пропускная способность оборудования для удаления газа, м <sup>3</sup> /с, не менее  | 0,04   | 0,04            | 0,04          |
| Допускаемое остаточное содержание газа в буровом растворе, %, не более  | 2,0  | 2,0             | 2,0           |
| Установленная мощность электрооборудования, кВт, не более   | 390  | 390             | 405           |
| Масса, кг, не более   | 175  | 160             | 175           |

Продолжение табл. 17.6

| Показатель   | Циркуляционная система         |               |           |                 |
|--|--------------------------------|---------------|-----------|-----------------|
|  | ЦС-БМ1600ДГУ                   | ЦС-БМ1600ДММ  | ЦС-БМ2000 | ЦС-БМ290ДГУ     |
|  | БУ1600/100ДГУ,<br>БУ1600/100ЭУ | БУ1600/100ДММ | БР125     | БУ2900/175ДГУМ1 |
| Пропускная способность средств очистки, м <sup>3</sup> /с, не менее:   |                                |               |           |                 |
| вибросит при очистке бурового раствора на водной основе плотностью 1100–1200 кг/м <sup>3</sup> при установленных кассетах с сеткой с размером ячеек 0,4×0,4 мм | 0,12                           | 0,12          | 0,06      | 0,12            |
| 0,16×0,16 мм   | 0,06                           | 0,06          | 0,03      | 0,06            |
| пескоотделителей ГЦК-360М при очистке бурового раствора плотностью 1100–1200 кг/м <sup>3</sup>   | 0,09                           | 0,09          | –         | 0,09            |
| илоотделителя ИГ-45М при очистке бурового раствора плотностью 1100–1200 кг/м <sup>3</sup>  | 0,045                          | 0,045         | 0,045     | 0,045           |
| Минимальный размер частиц (плотностью 2600 кг/м <sup>3</sup> ), удаляемых из бурового раствора, мм, не более:  |                                |               |           |                 |
| виброситами ВС-11  | 0,16                           | 0,16          | 0,16      | 0,16            |
| пескоотделителем ГЦК-360М  | 0,09                           | 0,09          | –         | 0,09            |
| илоотделителем   | 0,05                           | 0,05          | 0,05      | 0,05            |
| Пропускная способность оборудования для удаления газа*, м <sup>3</sup> /с, не менее  | 0,04                           | 0,04          | 0,04      | 0,04            |
| Допускаемое остаточное содержание газа в буровом растворе, %, не более   | 2,0                            | 2,0           | 2,0       | 2,0             |
| Установленная мощность электрооборудования, кВт, не более  | 350                            | 300           | 250       | 390             |
| Масса, кг, не более  | 120                            | 100           | 70        | 150             |
| *Поставляется по отдельному заказу.  |                                |               |           |                 |

В последние годы АО «Волгоградский завод буровой техники» разработал и освоил выпуск циркуляционных систем, предназначенных для комплектации буровых установок собственного производства (табл. 17.5, 17.6). Эти системы выпускаются в виде блок-модулей полной заводской готовности, что обеспечивает их быстрый монтаж и демонтаж.

## **17.2. БЛОКИ ЦИРКУЛЯЦИОННЫХ СИСТЕМ**

**БЛОКИ ЦИРКУЛЯЦИОННЫХ СИСТЕМ ПРОИЗВОДСТВА  
ДАООТ «ХАДЫЖЕНСКИЙ МАШИНОСТРОИТЕЛЬНЫЙ ЗАВОД»  
И ОАО НПО «БУРЕНИЕ»**

**Блоки очистки для циркуляционных систем** предназначены для ведения буровых работ по малоотходной, или безамбарной, технологии и входят в состав циркуляционных систем буровых установок всех классов. Они обеспечивают очистку буровых растворов от шлама с размером частиц более 5 мкм, обработку на центрифуге сливов песко- и илоотделителя с выделением шлама пониженной влажности, регенерацию барита, его многократное использование при бурении и выведение из бурового раствора избытка коллоидной фазы, а также регенерацию барита после завершения бурения скважины, переработку избытков бурового раствора с его разделением на оборотную воду и шлам пониженной влажности, дегазацию буровых растворов.

При использовании полнокомплектных блоков очистки в 2–3 раза сокращается объем отходов бурения, на 40–60 % уменьшается расход барита и химреагентов. В процессе бурения из блока выходит шлам пониженной влажности, пригодный для перевозки в контейнерах или бортовых транспортных средствах. Такой шлам легко поддается обезвреживанию по известным технологиям при минимуме затрат.

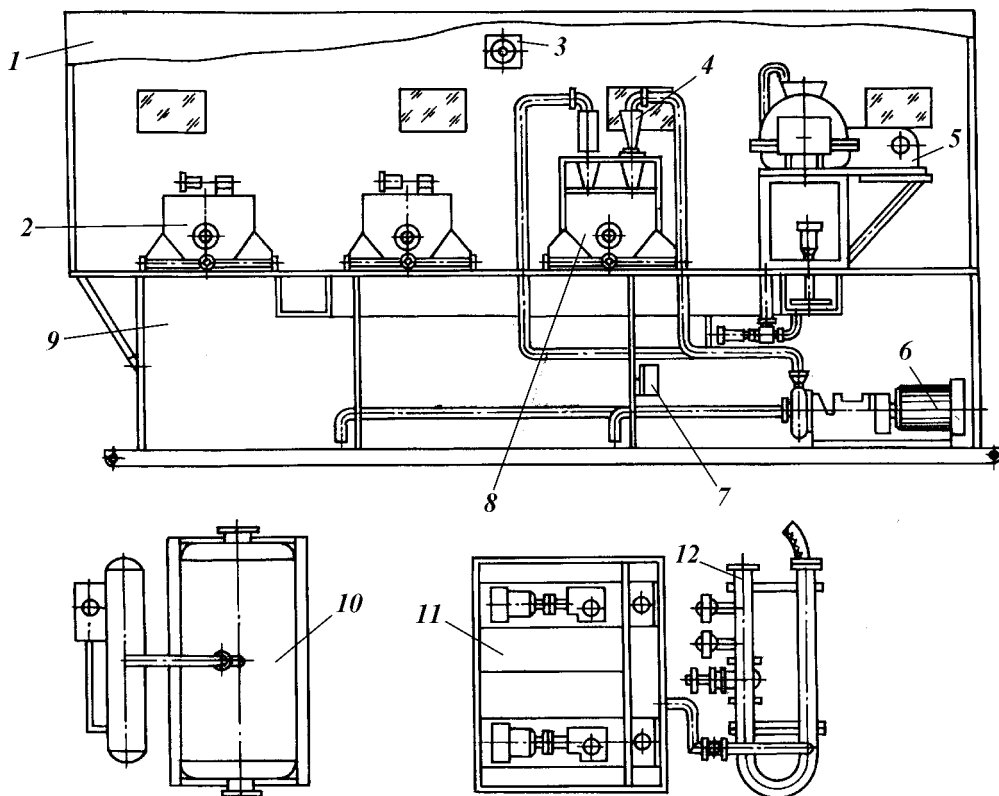
В зависимости от класса буровой установки блок очистки комплектуется: линейным виброситом СВ1А-1 – 3 шт.; пескоотделителем типа ПЦ-360М – 1 шт., илоотделителем типа ИГ-45/75 – 1 шт.; ситогидроциклонным сепаратором СГС 65/300 – 1 шт.; глиноотделителем на базе центрифуги полной комплектности (два насоса, перемешиватель, приемное устройство, рама) – 1 компл.; блоком флокуляции (по спецзаказу) – 1 компл.; шламowymi насосами типа ГрА170/40 – 1–3 шт.; дегазатором «Каскад-40» – 1 компл.

Пропускная способность блока очистки соответствует классу применяемой буровой установки и в зависимости от набора технических средств может изменяться от 25 до 90 л/с.

Комплект оборудования размещается на одной или двух емкостях в соответствии с условиями бурения и классом буровой установки.

Гидравлическая схема блока очистки позволяет использовать очистные механизмы в зависимости от условий бурения, вести обработку бурового раствора.

По спецзаказу блок очистки может быть укомплектован расчетной технологией регламентирования компонентного состава и управления свойствами буровых растворов или компьютерной программой для этих целей. Технология позволяет вести оперативное управление процессом приготовления и обработки бурового раствора при наименьших затратах времени и материалов. Схема блока очистки приведена на рис. 17.7.



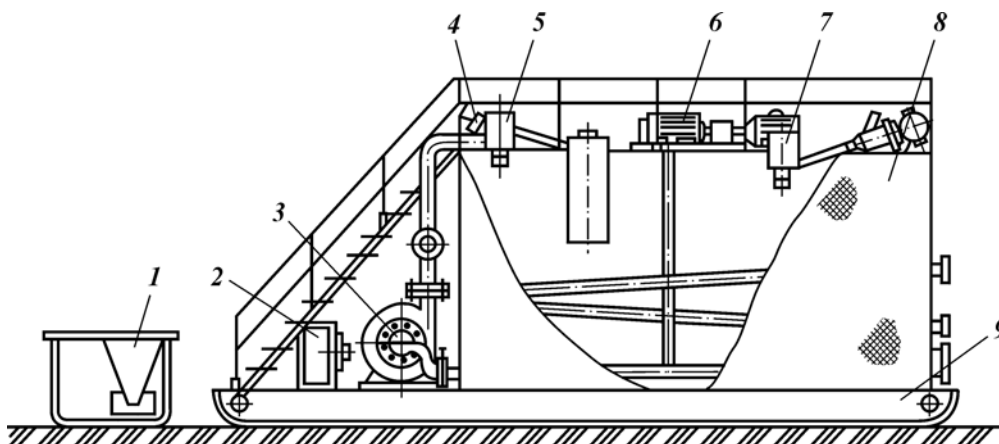
**Рис. 17.7. Схема блока очистки:**  
 1 – укрытие; 2 – виброрито СВ1А; 3 – вентилятор; 4 – илоотделитель ИГ45/75; 5 – центрифуга; 6 – электронасосный агрегат; 7 – calorифер; 8 – ситогидроциклонный сепаратор на базе виброрита СВ1А и пескоотделителя ГЦ-360М; 9 – емкость; 10 – дегазатор «Каскад-40»; 11 – блок химической обработки; 12 – смеситель

**Блок приготовления буровых растворов и спецжидкостей БПР-1** (рис. 17.8) предназначен для приготовления буровых растворов, химических реагентов и различных технологических жидкостей при строительстве и капитальном ремонте скважин. Применяется в составе циркуляционных систем буровых установок всех классов, а также с установками для капитального ремонта скважин и другими техническими средствами.

**Техническая характеристика БПР-1**

|   |                |
|---|----------------|
| Объемная производительность приготовления химреагентов, технологических жидкостей и буровых растворов, м <sup>3</sup> /ч..... | 10–15          |
| Полезный объем резервуара, м <sup>3</sup> .....   | 10             |
| Пределы изменения плотности буровых растворов и спецжидкостей, г/см <sup>3</sup> .....  | 0,8–2,2        |
| Мощность установленного оборудования, кВт.....  | 37,5           |
| Габариты, мм.....   | 5000×2650×3000 |
| Масса, кг.....  | 3000           |

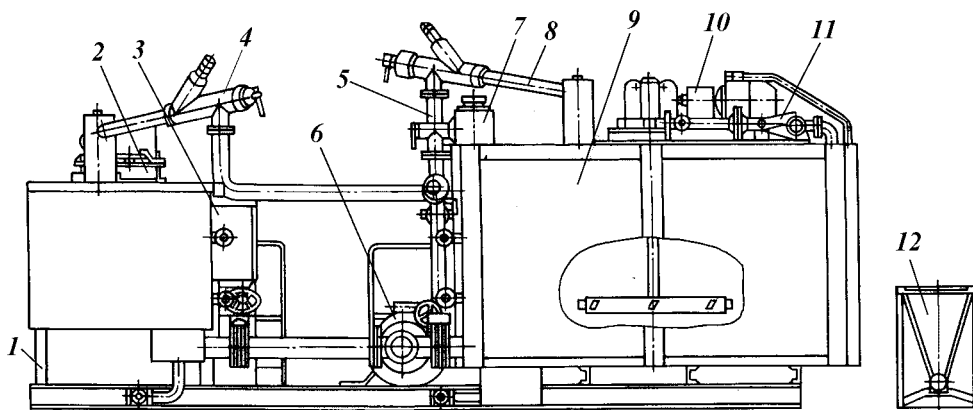
К преимуществам использования блока относятся сокращение времени приготовления растворов, возможность одновременного смешивания и диспергирования (эмульгирования) компонентов раствора за один цикл циркуляции жидкости, исключение потерь материалов, экологичность про-



**Рис. 17.8. Схема блока приготовления буровых растворов и спецжидкостей БПР-1:**  
 1 – воронка смесителя переносная; 2 – щит электрооборудования; 3 – электронасосный агрегат; 4 – вакуумный гидравлический смеситель; 5 – шаровый циклонный диспергатор; 6 – механический перемешиватель; 7 – диспергатор; 8 – резервуар; 9 – рама

цесса приготовления химреагентов, буровых растворов и спецжидкостей, механизация и безопасность работ, простота обслуживания и эксплуатации, возможность организовать обратное водоснабжение на буровой.

**Блок приготовления буровых растворов и спецжидкостей БПР-2** предназначен для приготовления буровых растворов, химических реагентов и различных технологических жидкостей при строительстве и капитальном ремонте скважин. Применяется в составе циркуляционных систем буровых установок всех классов, а также с установками для капитального ремонта скважин и другими техническими средствами. Общий вид блока показан на рис. 17.9.



**Рис. 17.9. Схема блока приготовления буровых растворов и спецжидкостей БПР-2:**  
 1 – резервуар химреагентов; 2 – механический перемешиватель; 3 – шкаф электроуправления; 4 – гидравлический смеситель; 5 – коллектор; 6 – электронасосный агрегат; 7 – шаровый диспергатор; 8 – гидравлический смеситель; 9 – основной резервуар; 10 – механический перемешиватель; 11 – гидравлический диспергатор ДГ-2; 12 – переносная смесительная воронка

#### Техническая характеристика БПР-2

|   |                |
|---|----------------|
| Объемная производительность приготовления химреагентов, технологических жидкостей и буровых растворов, м <sup>3</sup> /ч..... | 10/15          |
| Полезный объем резервуара, м <sup>3</sup> .....   | 10             |
| Пределы изменения плотности буровых растворов и спецжидкостей, г/см <sup>3</sup> .....  | 0,8–2,2        |
| Мощность установленного оборудования, кВт.....  | 45             |
| Габариты, мм.....   | 5880×2600×2590 |
| Масса, кг.....  | 6000           |

Блок обеспечивает сокращение времени приготовления растворов, возможность одновременного смешивания и диспергирования (эмульгирования) компонентов раствора за один цикл циркуляции жидкости, исключение потерь материалов, экологичность процесса приготовления химреагентов, буровых растворов и спецжидкостей, механизацию и безопасность работ, простоту обслуживания и эксплуатации, позволяет организовать оборотное водоснабжение на буровой.

**Блок обезвоживания буровых растворов** предназначен для удаления избытка бурового раствора из циркуляции, ликвидации его после окончания бурения скважины, а также для обезвоживания слива из центрифуги при регенерации барита из бурового раствора.

Блок состоит из манифольда, двух емкостей объемом 3 м<sup>3</sup> каждая для приготовления растворов коагулянта и флокулянта. Емкости оснащены механическими перемешивателями с червячным редуктором и двумя насосами для подачи растворов в манифольд. Манифольд обвязан также с насосами для подачи воды и бурового раствора. Смесь бурового раствора, воды, коагулянта и флокулянта подается на осадительную шнековую центрифугу, где разделяется на твердую фазу и воду, пригодную после обработки для использования в системе водоснабжения буровой или слива на местность.

**Промежуточных блок** предназначен для хранения необходимого объема бурового раствора. На емкостях блока установлены по два механических и гидравлических перемешивателя. Последние подсоединены к вспомогательному напорному трубопроводу. Приемный блок по конструкции аналогичен промежуточным блокам.

Изготовители: ОАО НПО «Бурение», ДАООТ «Хадыженский машзавод».

**Блок-модуль хранения сыпучих материалов** (рис. 17.10) предназначен для приема, хранения, контролируемой выдачи сыпучих материалов, приготовления и утяжеления бурового раствора. Позволяет производить загрузку бункеров сыпучими материалами (глинопорошок, барит, цемент, химреагенты и пр.) непосредственно из цементовозов, а также с помощью имеющегося в комплекте пневмопогрузчика — из мешков и контейнеров. Измеритель усилия и указатель уровня обеспечивают контроль загрузки, хранения и выдачи сыпучих материалов.

Блок-модуль применяется в составе циркуляционной системы буровых установок при бурении нефтяных и газовых скважин глубиной более 5000 м.

#### Техническая характеристика

|   |     |
|---|-----|
| Число бункеров хранения.....  | 2   |
| Объем бункера хранения, м <sup>3</sup> .....  | 42  |
| Объем пневмопогрузчика, м <sup>3</sup> .....  | 2,9 |
| Максимальная подача сыпучих материалов в гидросмеситель, т/ч:                               |     |
| барита.....   | 30  |
| бентонита.....  | 5   |
| химреагентов.....   | 2   |
| Объемная производительность при приготовлении и утяжелении раствора, м <sup>3</sup> /ч..... | 90  |



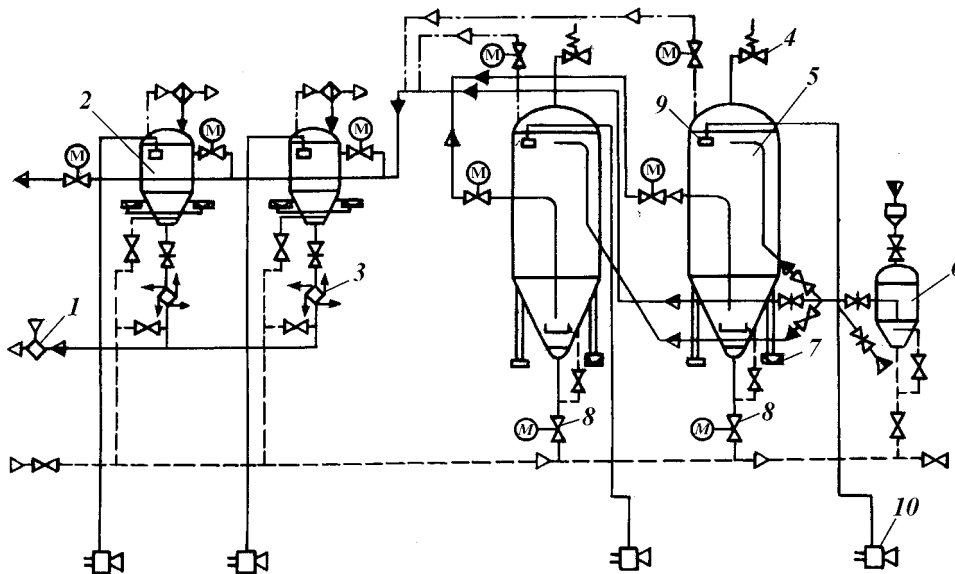


Рис. 17.10. Схема блок-модуля хранения сыпучих материалов:  
 1 – гидросмеситель; 2 – разгрузитель; 3 – шлюзовой питатель; 4 – предохранительный клапан;  
 5 – бункер хранения; 6 – пневмоперегрузчик; 7 – измеритель усилия; 8 – шламмовый затвор с электродвигателем; 9 – указатель уровня; 10 – сигнальная сирена

По требованию заказчика возможна поставка от 2 до 5 бункеров.

Изготовитель: ДАООТ «Туймазинский завод «Химмаш».

**Блоки приготовления раствора (БПР-40, БПР-70)** предназначены для приготовления, утяжеления и хранения порошкообразных материалов при бурении нефтяных и газовых скважин. Также могут быть использованы для приготовления жидких химических реагентов из различных порошкообразных материалов.

В настоящее время изготавливаются два типа конструкций блоков с объемом сосудов 40 и 70 м<sup>3</sup>. Оба типа блоков по конструкции аналогичны, за исключением объемов сосудов и основания блоков.

В качестве примера на рис. 17.11 показан блок БПР-70. Он состоит из фильтров 1, двух цилиндрических емкостей (силосов) 2, аэрирующих устройств 3, разгрузочных устройств 4, основания 5 и ограждения 6. В комплект блока входит также выносной гидросмеситель 7. Каждый силос имеет коническое днище с аэрирующими устройствами, к которым поступает сжатый воздух от компрессора буровой.

Гидросмеситель монтируется на одной из емкостей циркуляционной системы на расстоянии не более 8–10 м от разгрузочного устройства силоса, с которым он соединяется рукавом. Силосы загружают из автоцементовозов через шланг и загрузочную трубу с быстроразъемным соединением. Подача порошка из силоса в гидросмеситель производится за счет вакуума, создаваемого жидкостью при поступлении ее в камеру гидросмесителя. Точность порционной подачи порошка из силоса в гидросмеситель обеспечивается гидравлическим измерителем усилия ГИУ-1.

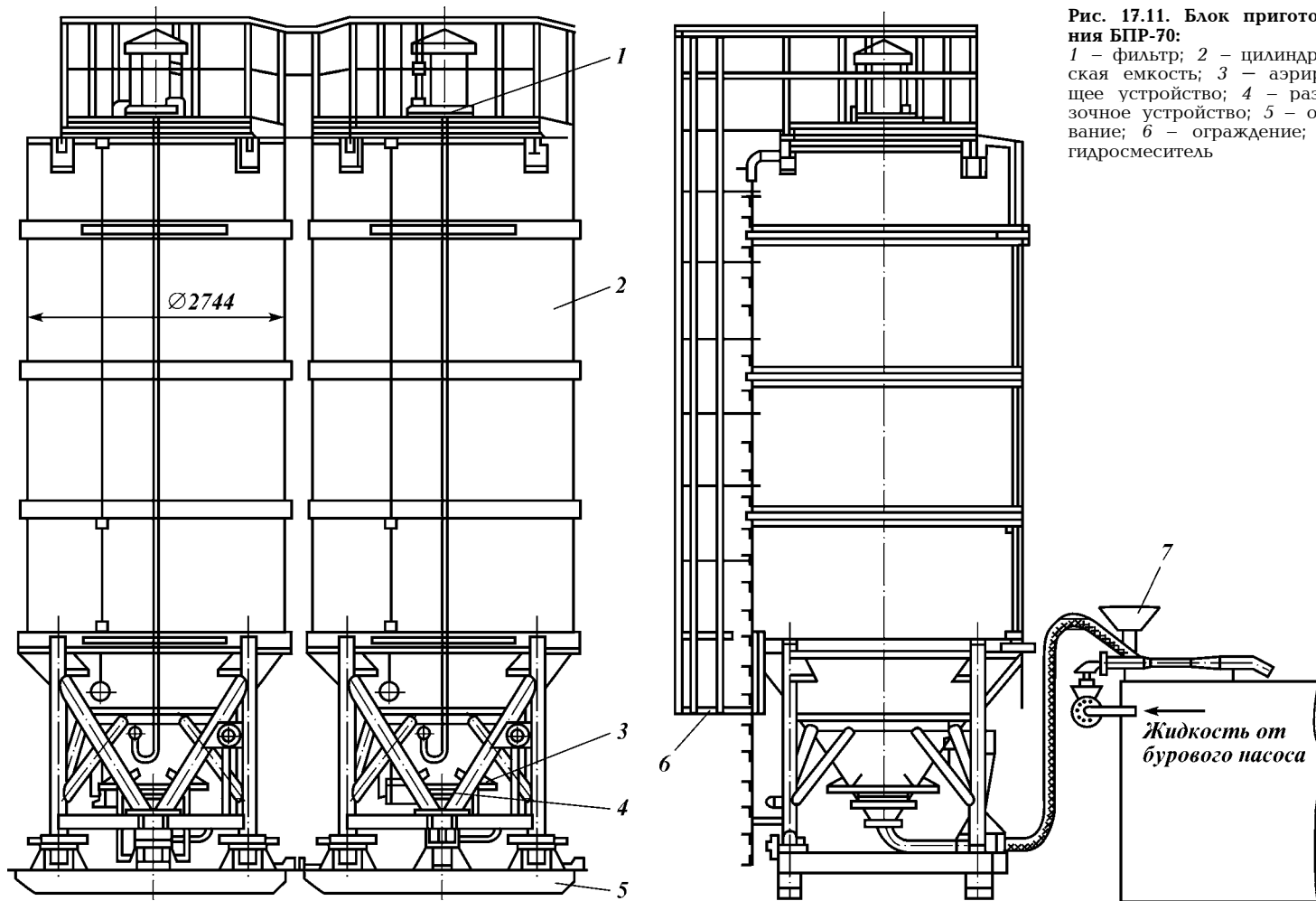


Рис. 17.11. Блок приготовления БПР-70:

1 - фильтр; 2 - цилиндрическая емкость; 3 - аэрирующее устройство; 4 - разгрузочное устройство; 5 - основание; 6 - ограждение; 7 - гидросмеситель

#### **Техническая характеристика**

|  |                |
|--|----------------|
| Объем силосов, м <sup>3</sup> .....  | 70             |
| Производительность при приготовлении глинистой суспензии или утяжелителя, м <sup>3</sup> /ч..... | 60             |
| Максимальная подача порошка в гидросмеситель, т/ч, не более.....                                 | 15             |
| Число силосов.....   | 2              |
| Габариты, мм.....  | 6050×3680×9340 |
| Масса, кг.....   | 9115           |

Комплект поставки включает силосы в сборе, эжекторный смеситель, технологическую обвязку, запасные насадки для гидросмесителя.

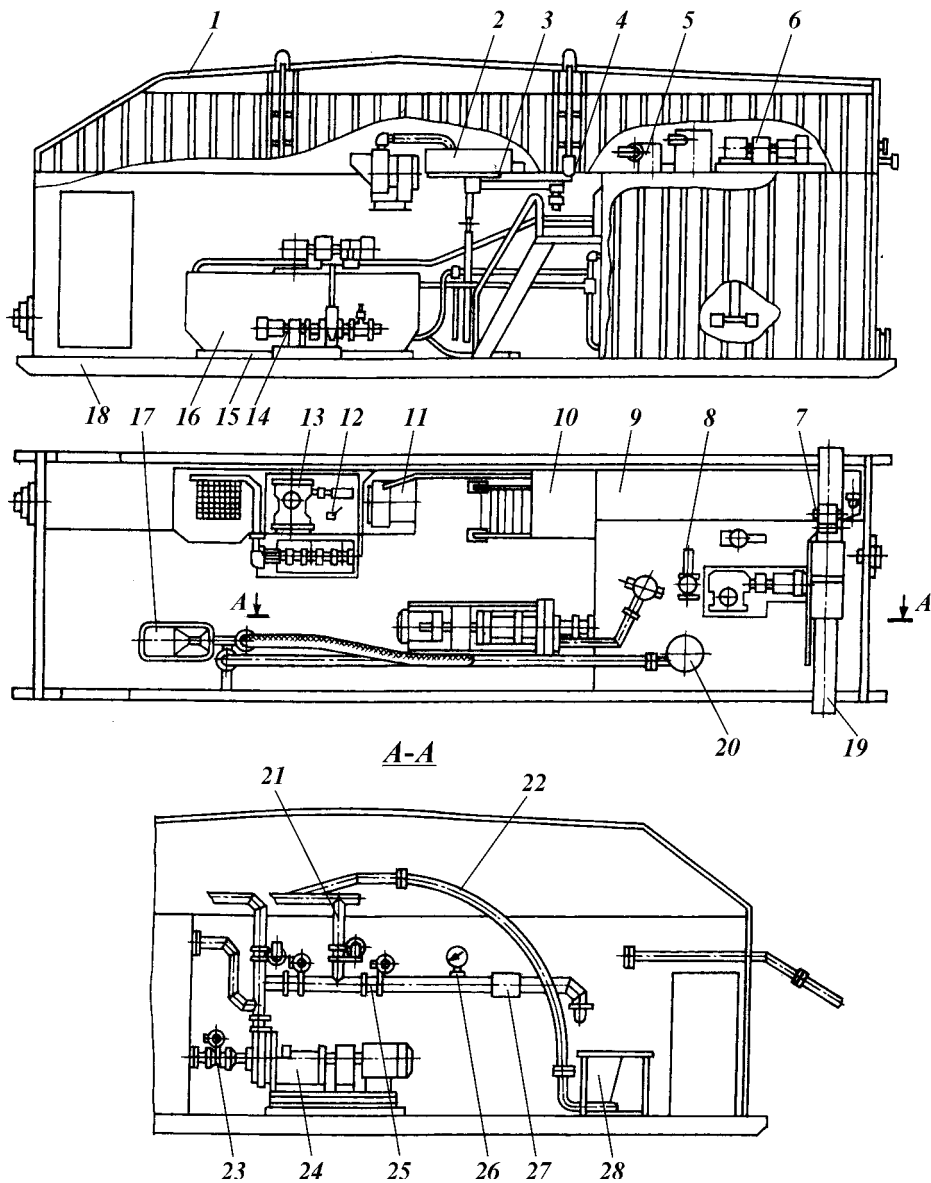
Изготовители: БПР-70 – ДАООТ «Туймазинский завод «Химмаш», БПР-40 – ДАООТ «Хадыженский машзавод».

#### **БЛОКИ ЦИРКУЛЯЦИОННЫХ СИСТЕМ ПРОИЗВОДСТВА АООТ «ВОЛГОГРАДСКИЙ ЗАВОД БУРОВОЙ ТЕХНИКИ»**

Циркуляционные системы производства АООТ «Волгоградский завод буровой техники» (рис. 17.12–17.15) скомпонованы в виде цельно-металлических блок-модулей (для северных регионов) или таких же блок-модулей с быстроразборной съемной крышей и мягким укрытием (для южных регионов). Межблочные соединения блоков – быстро-разъемные.

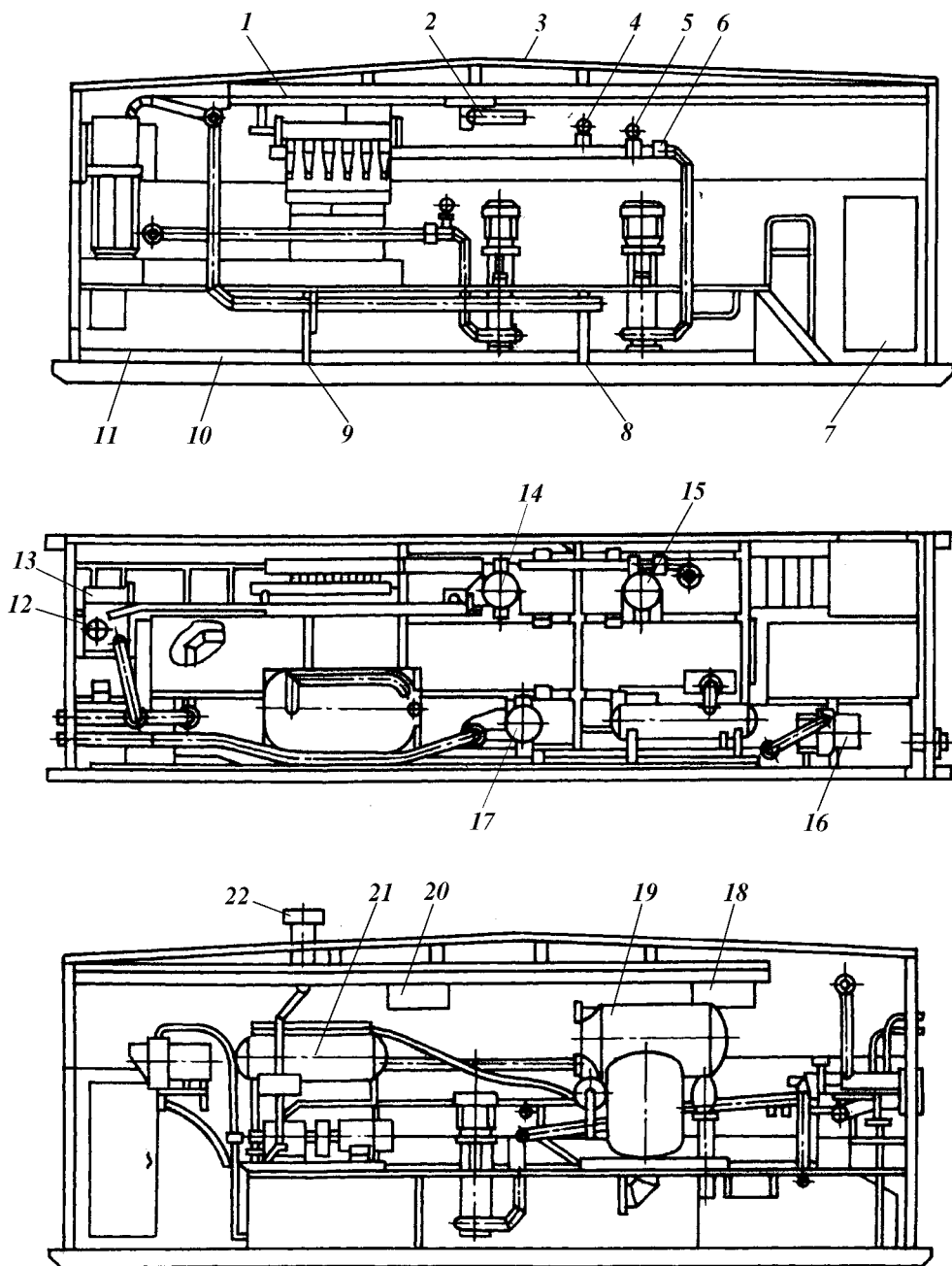
Блок-модули снабжены: системой освещения; застекленными окнами; системой приточно-вытяжной вентиляции; люками для очистки емкостей; желобной системой для перетока бурового раствора по емкостям; донными клапанами для слива отработанного бурового раствора; пароподогревателями в донной части емкостей, паровыми калориферами для обогрева помещений ЦС; консольно-поворотными балками с таями для вывода из помещения ЦС комплектующего оборудования для ремонта; паровыми и водяными линиями для обмыва, очистки оборудования; кольцевой системой растворопровода, позволяющей осуществлять перекачку бурового раствора из любой емкости и подачу во всасывающую линию буровых насосов.

Эти блоки являются основой для компоновки ЦС, однако АООТ «Волгоградский завод буровой техники» по требованию заказчика может исключить отдельные виды комплектующего оборудования, заменить аналогами отечественного или зарубежного производства, дополнить необходимыми системами.



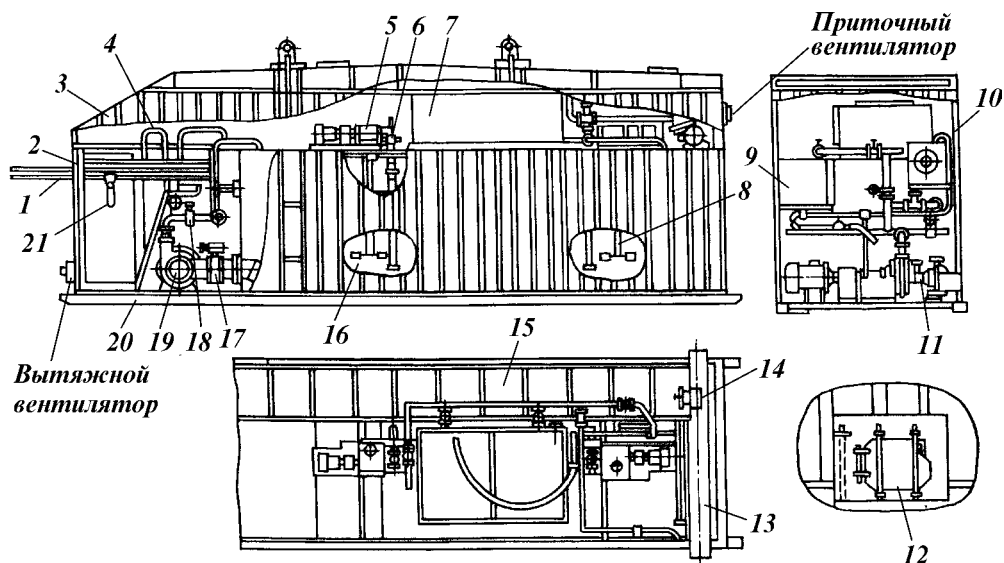
**Рис. 17.12. Блок приготовления и обработки бурового раствора:**

1 – крыша; 2 – кран-балка; 3 – консольно-поворотная балка; 4 – таль ручная; 5 – диспергатор; 6, 13 – лопастные перемешиватели; 7 – клапан сливной; 8 – гидравлический перемешиватель; 9 – желоб; 10 – лестница с площадкой; 11 – отопительный агрегат; 12 – затвор; 14 – электронасосный агрегат; 15 – узел приготовления химреагентов; 16 – резервуар химреагентов; 17 – воронка гидросмесителя; 18 – укрытие с рамой; 19 – коллектор; 20 – деаэратор; 21 – гидравлический смеситель; 22 – соединительный рукав; 23, 25 – поворотный затвор дисковый; 24 – электронасосный агрегат; 26 – манометр с разделителем; 27 – соединительная муфта; 28 – воронка гидросмесителя



**Рис. 17.13. Блок очистки (тип 2):**

1 – илоотделитель ИГ-45М; 2 – кран-балка и ручная таль; 3 – крыша; 4 – манометр с разделителем; 5 – поворотный дисковый затвор; 6 – соединительная муфта; 7 – дверной блок; 8, 9 – шиберы; 10 – емкость; 11 – укрытие с рамой; 12 – поплавковое устройство регулятора уровня раствора; 13 – сливной бак; 14, 15, 17 – насос вертикальный шламовый ВШН-150; 16 – отопительный агрегат; 18 – вентиляционный люк; 19 – блок вакуум-насоса дегазатора «Каскад-40»; 20 – окно; 21 – камера дегазации дегазатора «Каскад-40»; 22 – дефлектор с заслонкой



**Рис. 17.14. Блок хранения (тип 1):**

1 – кран-балка; 2 – балка; 3 – крыша; 4 – лестница; 5, 8 – лопастный перемешиватель; 6 – гидравлический перемешиватель; 7 – резервуар химреагентов; 9 – желоб; 10 – отопительный агрегат; 11, 17, 18 – поворотный дисковый затвор; 12 – сливной люк; 13 – растворопровод; 14 – сливной клапан; 15 – желоб; 16 – емкость; 19 – электронасосный агрегат ГрА170/40; 20 – укрытие с рамой; 21 – ручная таль

### 17.3. ПЕРЕМЕШИВАТЕЛИ

Для равномерного распределения компонентов по всему объему бурового раствора применяют перемешивающие устройства. Отечественная промышленность выпускает гидравлические и механические перемешиватели.

Гидравлический перемешиватель ПГ (рис. 17.16) – двухшарнирный и состоит из приемного патрубка 1, корпуса 3, монитора 4 и насадок 5. Он присоединяется к трубопроводу, по которому поступает буровой раствор, с помощью фланца. Монитор фиксируют в заданном положении с помощью пальцев. Угольник монитора 6 и приемный патрубок с резиновыми уплотнениями на концах 2 и 7 вставлены в корпус перемешивателя и двумя рядами шариков зафиксированы от перемещения в осевом направлении, в результате чего монитор свободно вращается вокруг двух взаимно перпендикулярных осей корпуса.

Механический перемешиватель ПМ (рис. 17.17) также предназначен для перемешивания бурового раствора в емкостях ЦС. Он состоит из лопастного 1 и промежуточного 2 валов, рамы 3, мотор-редуктора 4 и крыльчатки 5. Лопастный вал выполнен в виде трубы, к верхней части которой приварен фланец, а к нижней – присоединена втулка с шестью лопастями. Нижняя часть промежуточного вала соединена с лопастным валом при помощи фланца, а верхняя часть – с мотор-редуктором при помощи муфты.

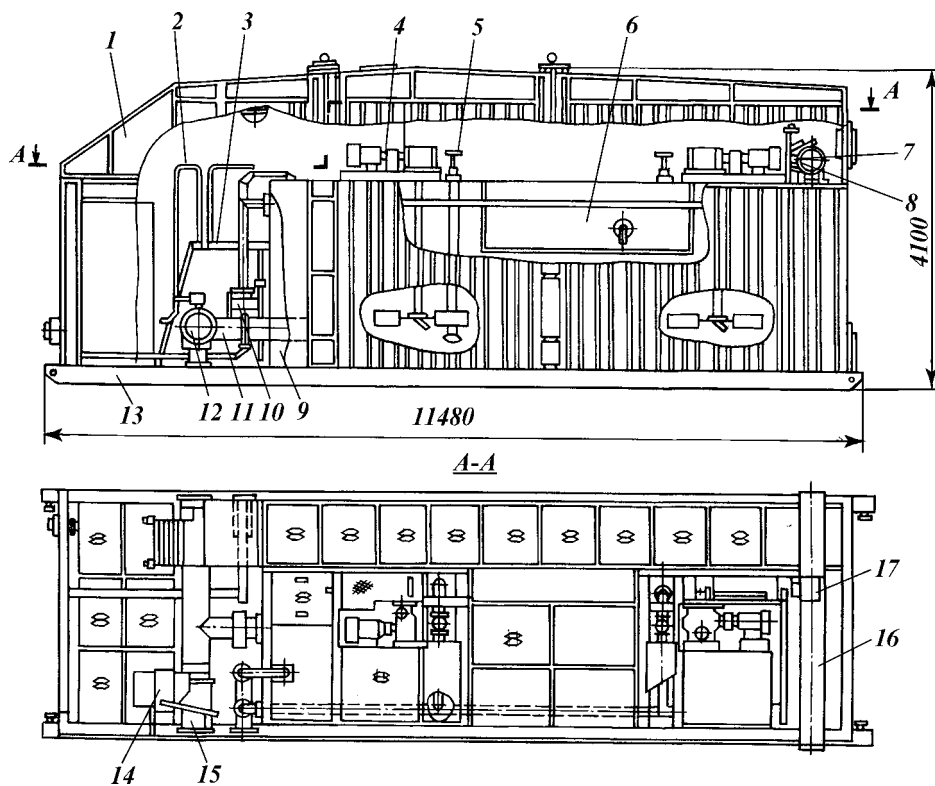


Рис. 17.15. Блок хранения (тип 2):

1 – крыша; 2 – лестница; 3 – площадка; 4, 17 – лопастные перемешиватели; 5 – гидравлический перемешиватель; 6 – отсек; 7 – клапан; 8, 11 – растворопровод; 9 – емкость; 10, 12 – поворотный затвор с ручным приводом; 13 – укрытие с рамой; 14 – отопительный агрегат; 15 – соединительная муфта растворопровода; 16 – отсек

В настоящее время налажено серийное производство наиболее совершенных механических перемешивателей ПЛ<sub>1</sub> и ПЛ<sub>2</sub> (рис. 17.18).

Главным преимуществом их является то, что они оснащены комбинированным турбинно-пропеллерным перемешивающим органом, позволяющим значительно повысить эффективность перемешивания буровых растворов. Кроме того, их конструкция упрощена, а вместо дефицитного мотор-редуктора МПО2-15В-5,5/45,5 используются редукторы массового производства.

Механический перемешиватель с комбинированным перемешивающим органом создает в буровом растворе перекрестные потоки сразу в нескольких плоскостях, в результате чего обеспечивается интенсивное перемешивание бурового раствора, предупреждается выпадение утяжелителя на дно емкостей и исключаются застойные зоны в буровом растворе.

**Техническая характеристика перемешивателей**

|  |                       |                 |
|--|-----------------------|-----------------|
| Тип перемешивателя.....                | ПЛ <sub>1</sub>       | ПЛ <sub>2</sub> |
| Мощность привода, кВт.....             | 5,5                   | 3,0             |
| Частота вращения крыльчатки, об/с..... | 2,2                   | 0,75            |
| Диаметр крыльчатки, мм.....            | 700                   | 1240            |
| Вид мешалки.....                       | Турбинно-пропеллерная |                 |
| Число лопастей.....                    | 3×4                   | 6×6             |
| Габариты, мм.....                      | 700×1320×2700         | 1240×1320×2700  |

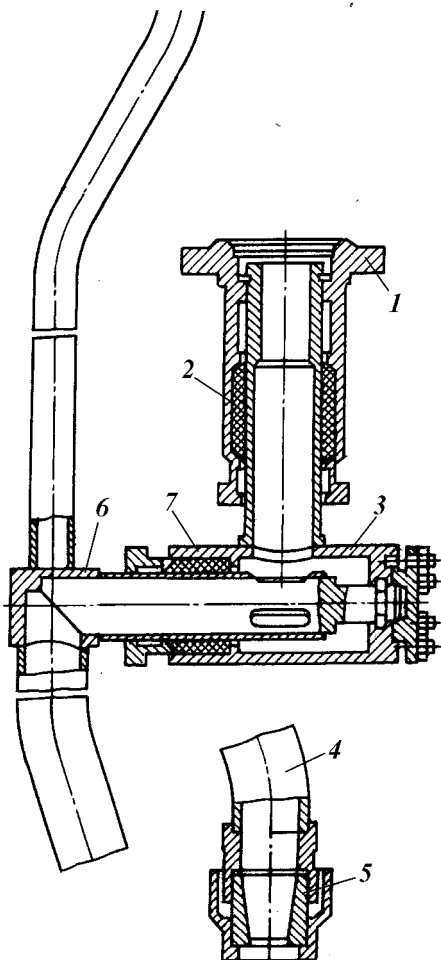


Рис. 17.16. Гидравлический перемешиватель

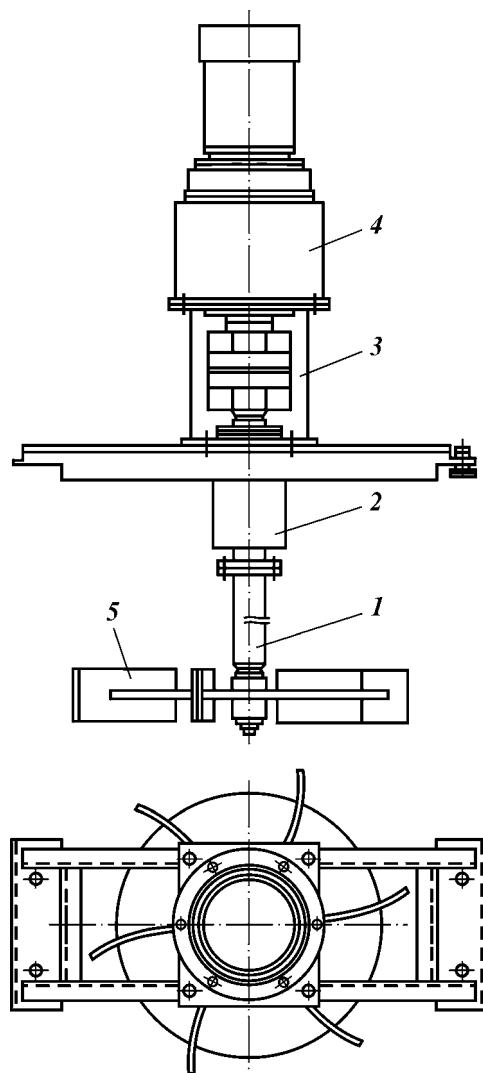


Рис. 17.17. Механический перемешиватель

Технология приготовления бурового раствора из порошкообразных материалов представляет собой ряд последовательных операций, включающих расчет компонентного состава, подготовку материала к выгрузке из бункеров БПР и транспортирование его в зону смешения, дозированное введение материала в дисперсионную среду, диспергирование компонентов и гомогенизацию готового раствора.

Дальнейшее совершенствование приготовления эмульсионных и суспензионных систем идет по пути интенсификации взаимодействия компонентов. Для этой цели в последние годы разработаны и начали успешно применяться диспергаторы ДГ-2 и ДШ-100.

Диспергатор ДГ-2 предназначен для диспергирования твердой и эмуль-



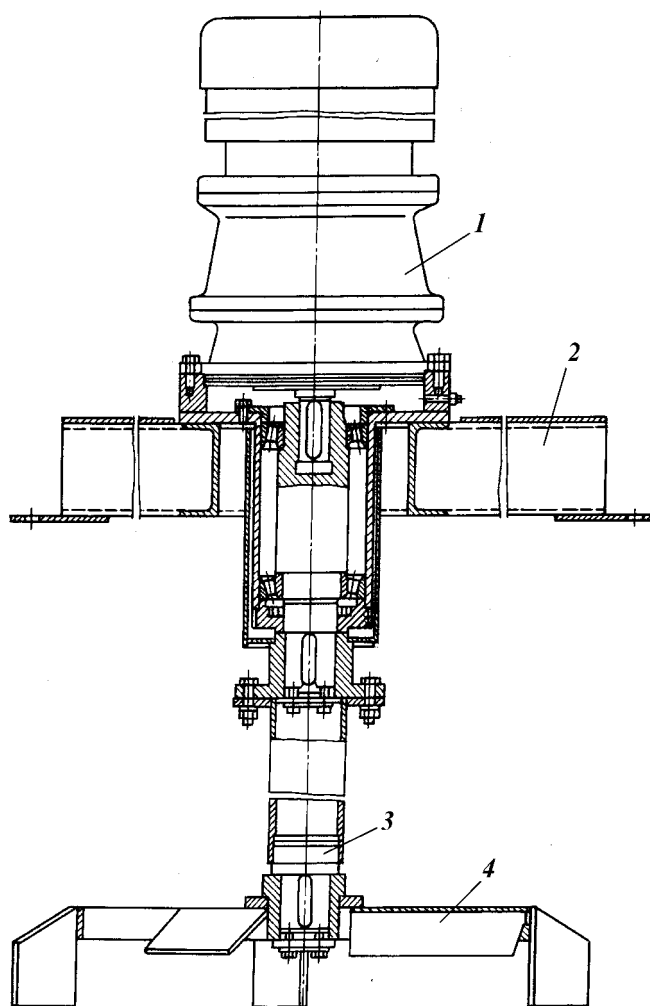
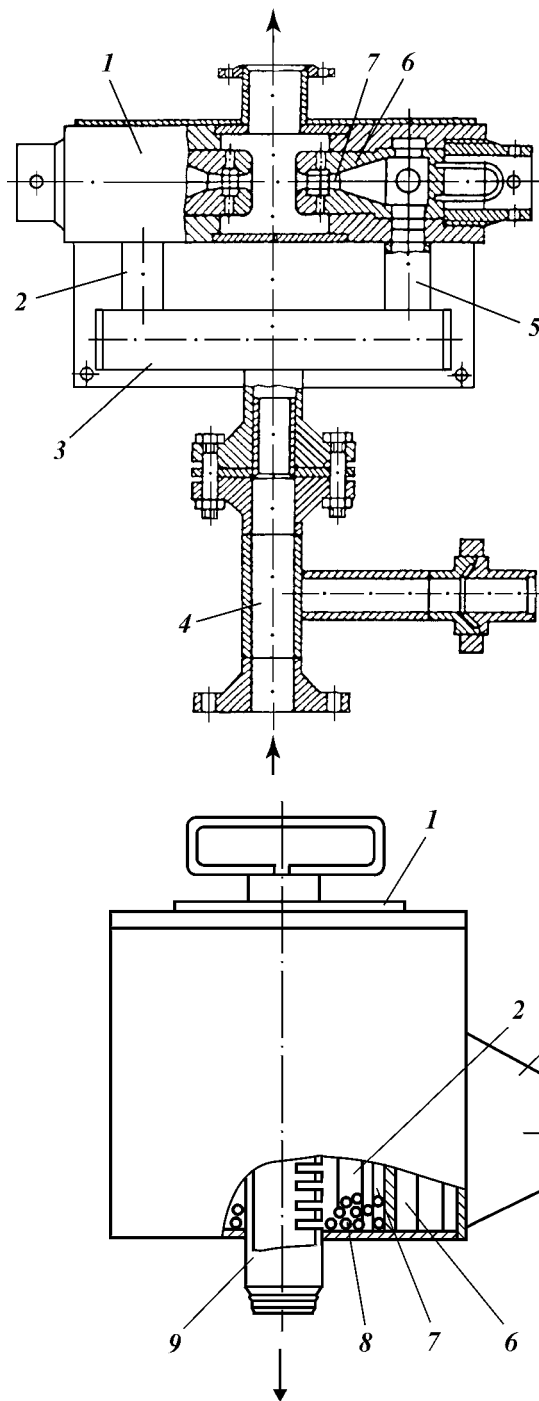


Рис. 17.18. Механический перемешиватель с турбинно-пропеллерной мешалкой:  
1 – мотор-редуктор; 2 – основание; 3 – вал; 4 – мешалка

гирования жидкой фаз буровых растворов и других жидкостей специального назначения при их приготовлении и применяется при строительстве и капитальном ремонте скважин в нефтяной и газовой промышленности, а также в других отраслях при работе с насосами высокого давления. При его использовании обеспечивается сокращение расхода материалов и ускорение приготовления и утяжеления буровых растворов (рис. 17.19).

**Техническая характеристика ДГ-2**

|   |                                |
|---|--------------------------------|
| Принцип измельчения компонентов раствора.....     | Гидравлический «струя в струю» |
| Рабочее давление на входе в диспергатор, МПа..... | 10 – 14                        |
| Пропускная способность, м <sup>3</sup> /ч.....    | 40 – 100                       |
| Габариты, мм.....                                 | 1190×750×280                   |
| Масса, кг.....                                    | 190                            |



**Рис. 17.19. Гидравлический диспергатор типа «струя в струю» ДГ-2:**  
 1 – корпус; 2, 5 – патрубки; 3 – коллектор; 4 – входной патрубок; 6 – сопло; 7 – насадка

**Рис. 17.20. Циклонный шаровой диспергатор ДШ-100:**  
 1 – крышка; 2 – внутренняя камера; 3 – патрубок; 4 – клапан; 5 – запорное устройство; 6 – наружная камера; 7 – щелевидное сопло; 8 – мелющие тела; 9 – фильтр

Диспергатор ДШ-100 предназначен для диспергирования твердой и эмульгирования жидкой фаз буровых растворов и различных технологических жидкостей при их приготовлении. Применяется при строительстве и капитальном ремонте скважин в нефтяной и газовой промышленности и строительной индустрии при работе с насосами низкого давления (рис. 17.20).

**Техническая характеристика ДШ-100**

|   |                   |
|---|-------------------|
| Принцип измельчения компонентов раствора.....     | Гидромеханический |
| Рабочее давление на входе в диспергатор, МПа..... | 0,3 – 0,4         |
| Пропускная способность, м <sup>3</sup> /ч.....    | 80 – 100          |
| Габариты, мм.....                                 | 600×250×400       |
| Масса, кг.....                                    | 50                |

Преимущества этих диспергаторов состоят в следующем: низкая энергоемкость процесса диспергирования, безопасность работ, сокращение расхода материалов, простота обслуживания и эксплуатации, что подтверждено успешной эксплуатацией в управлениях буровых работ и тампонажных конторах объединения «Грознефть», «Коминнефть», «Киргизнефть» и др.

**17.4. ОБОРУДОВАНИЕ ДЛЯ ОЧИСТКИ БУРОВОГО РАСТВОРА ОТ ШЛАМА**

В связи с тем, что поступающие в буровой раствор частицы выбуренной породы оказывают вредное влияние на его основные технологические свойства, а следовательно, на технико-экономические показатели бурения, очистке буровых растворов от вредных примесей уделяют особое внимание.

Для очистки бурового раствора от шлама используется комплекс различных механических устройств: вибрационные сита, гидроциклонные шламоотделители (песко- и илоотделители), сепараторы, центрифуги. Кроме того, в наиболее неблагоприятных условиях перед очисткой от шлама буровой раствор обрабатывают реагентами-флокулянтами, которые позволяют повысить эффективность работы очистных устройств.

На средства грубой очистки, т.е. вибросита, приходится большая часть очистки бурового раствора от шлама, поэтому именно им следует уделять особое внимание. Для утяжеленных буровых растворов это, в сущности, единственный высокоэффективный аппарат. В практике отечественного бурения широко используются одноярусные сдвоенные вибросита СВ-2 и СВ-2Б, а также одноярусные двухсеточные вибросита ВС-1.

Вибрационное сдвоенное вибросито СВ-2 (рис. 17.21) предназначено для очистки бурового раствора от шлама при бурении глубоких скважин в любых типах пород. Оно состоит из рамы 1, распределительного желоба 2, двух электродвигателей 3, ограждения 4, вибрирующей рамы 5, амортизаторов 6 и барабанов для натяжения сетки 7. Боковые стенки, приваренные к полозьям опорной рамы, образуют ванну, в которую поступает очищенный буровой раствор. На опорной раме установлены распределительный желоб и две вибрирующие рамы. Распределительный желоб устроен таким образом, что обеспечивает прием бурового раствора с трех сторон и подачу его на сетку вибрирующей рамы через два сливных лотка. Выравниватели сливных лотков обеспечивают равномерное распределение раствора по

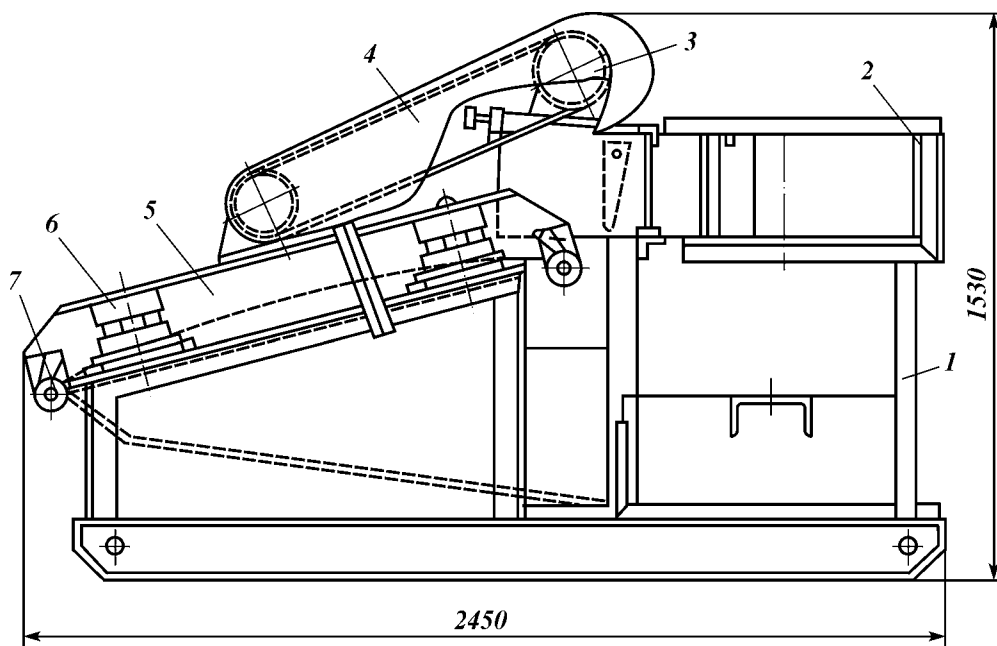


Рис. 17.21. Вибрационное сито СВ-2

ширине сетки. Выравниватели могут полностью перекрыть сливные лотки желоба.

В центре распределительного желоба выполнено окно, с помощью которого желоб соединяется с ванной вибросита. Поэтому при закрытых выравнивателях лотков и поднятом вверх угловом шибере раствор будет поступать непосредственно в ванну, минуя сетку. Окно перекрывается угловым шибером.

Колебательные движения сеткам сообщают вибраторы, приводимые в движение двумя электродвигателями. Каждая вибрирующая рама опирается на четыре резиновых амортизатора и имеет вибратор с эксцентриковым валом. На концах вибрирующей рамы установлены два барабана с храповыми механизмами. Между барабанами натягивается рабочая часть сетки, и ее запасная часть, которая в 2 раза больше рабочей, наматывается на верхний барабан вибрирующей рамы. По мере износа сетки перематывают на нижний барабан до полного износа по всей длине.

Вибросито СВ-2 в состоянии пропустить до 60 л/с бурового раствора при сетке с размером ячейки 1×5 мм. Длина рабочей части сетки 1,2 м, ширина 0,9 м. Общая длина устанавливаемой на вибросито сетки 4,5 м. Сетка колеблется с частотой 1600 или 2000 колебаний в 1 мин. Наклон сетки к горизонту 12–18 °С. Масса вибросита 1380 кг.

Вибрационное сито СВ-2Б представляет собой модернизированный вариант сита СВ-2. Оно рассчитано для установки непосредственно над емкостью ЦС и поэтому не имеет ванны для приема очищенного раствора. Кроме того, к корпусной стенке распределительной коробки приварены патрубки диаметрами 325 и 60 мм. К 325-мм патрубку присоединяют трубопровод, идущий от устья скважины; 60-мм патрубок с фланцем через

задвижку соединяется с вспомогательным нагнетательным трубопроводом блока очистки.

Конструкция вибрирующих рам, барабанов с сеткой и приводов вибраторов аналогична конструкции этих узлов на сите типа СВ-2. Технологические характеристики этих вибраторов одинаковые.

Вибрационное сито ВС-1 значительно сложнее описанных выше, но более эффективно, особенно при очистке утяжеленных буровых растворов. Оно состоит (рис. 17.22) из станины 1 для крепления вибратора на блоке очистки ЦС (станина является также сборником и распределителем очищенного раствора) и вибрирующей рамы 2, предназначенной для непосредственной очистки бурового раствора путем процеживания его через сменные вибрирующие сетки и сброса шлама в отвал.

Станина представляет собой пространственную конструкцию, выполненную из профильного проката. Ползья-сани соединены между двумя трубами 3 и листом-поддоном. На ползьях устанавливается приемная емкость 4 для поступающего из скважины бурового раствора. В верхней части приемной емкости смонтированы поворотные распределители потока 5, с помощью которых обеспечивается равномерная подача раствора на сетку. Распределители могут фиксироваться под любым углом к потоку. Если необходимо подавать раствор, минуя сетку, приемная емкость имеет клиновидный шибер 6, степень открытия которого регулируется вручную и фиксируется цепью. По бокам ползьев-саней выполнены отверстия, позволяющие выпускать очищенный раствор. Отверстия закрываются плоскими шиберами 7.

На ползьях установлены четыре тумбы 8 для монтажа вибрирующей рамы. Связь между станиной и вибрирующей рамой осуществляется при помощи четырех витых цилиндрических пружин 9.

Под козырьком приемной емкости расположена ручная станция для периодической смазки подшипников вибратора.

Вибрирующая рама по конструкции представляет собой закрепленное между боковинами основание для крепления сетки. Кроме основания сетки боковины скрепляются стяжной трубой, корпусом вибратора и рамой привода. В корпусе вибратора 10 размещен вал, на обоих концах которого установлены дисбалансы, создающие необходимую амплитуду колебаний. На

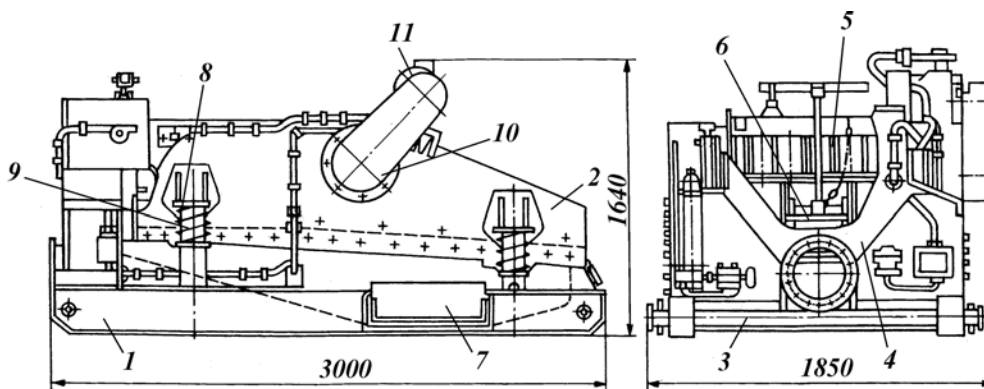


Рис. 17.22. Вибрационное сито ВС-1

раме привода размещен электродвигатель 11, обеспечивающий нужную частоту колебаний, а на противоположном конце расположены грузы, уравновешивающие привод. Передача движения от двигателя к вибратору осуществляется двумя клиновыми ремнями.

Вибросито ВС-1 оснащается двумя заделанными в кассеты сетками. Используются сетки с размерами ячейки 0,16×0,16; 0,2×0,2; 0,25×0,25; 0,4×0,4 и 0,9×0,9 мм. Первая сетка устанавливается горизонтально, а вторая – с наклоном около 5° к горизонту. Поперечное натяжение каждой сетки осуществляется подпружиненными болтами с усилием до 50 кН. Траектория колебаний сеток эллиптическая. Наибольшая двойная амплитуда 8 мм, частота колебаний 1130 и 1040 в 1 мин. Рабочая поверхность сетки 2,7 м<sup>2</sup>.

Вибросито ВС-1 способно пропустить через сетку с ячейкой 0,16×0,16 мм 40 л/с воды и не менее 10 л/с бурового раствора. При использовании сетки 0,9×0,9 мм пропускная способность вибросита превышает 100 л/с. Масса вибросита 1800 кг, длина 3 м, ширина 1,85 м, высота 1,64 м.

В зарубежной практике механическим средствам грубой очистки уделяют большое внимание. Несколько фирм США выпускают вибросита самых разнообразных конструкций: одинарные, сдвоенные и строенные, одно-, двух- и трехъярусные комбинированные, двухступенчатые и т.д.

Гидроциклон – один из наиболее сложных аппаратов, используемых для очистки флюидов от механических примесей. Его технологические характеристики меняются при изменении любого геометрического размера.

Технологические показатели работы циклона при разделении суспензии на жидкую и твердую фазы ухудшаются при уменьшении напора подающего насоса, увеличении вязкости или плотности подаваемой жидкости, повышении концентрации твердых частиц в суспензии, понижении плотности твердой фазы, уменьшении размера отделяемых частиц, резком отличии формы частиц от сферической, сокращении размера отверстия песковой насадки.

Гидроциклонные шламоотделители делят на песко- и илоотделители условно. Пескоотделители – это объединенная единым подающим и сливным манифольдом батарея гидроциклонов диаметром 150 мм и более. Илоотделителями называют аналогичные устройства, составленные из гидроциклонов диаметром 100 мм и менее. Число гидроциклонов в батареях песко- и илоотделителя разное.

Как и вибросита, эти аппараты должны обрабатывать весь циркулирующий буровой раствор при любой подаче буровых насосов. Считается, что производительность пескоотделителя должна составлять 125 %, а илоотделителя – 150 % от максимальной подачи насоса. Это позволяет гарантировать обработку всего потока бурового раствора на гидроциклонных шламоотделителях, а иногда использовать часть очищенного раствора для разбавления неочищенного и таким образом существенно повышать эффективность работы гидроциклонов.

Гидроциклонные шламоотделители обычно включают в работу с момента забуривания скважины. Уже при бурении под кондуктор система очистки бурового раствора должна работать на полную мощность. Шлам необходимо удалить из бурового раствора раньше, чем он будет подвергнут многократному истиранию и диспергированию в циркуляционной системе и стволе скважины. Только в этом случае удастся сохранить стабильными параметры бурового раствора, избежать перерасхода запасных деталей к

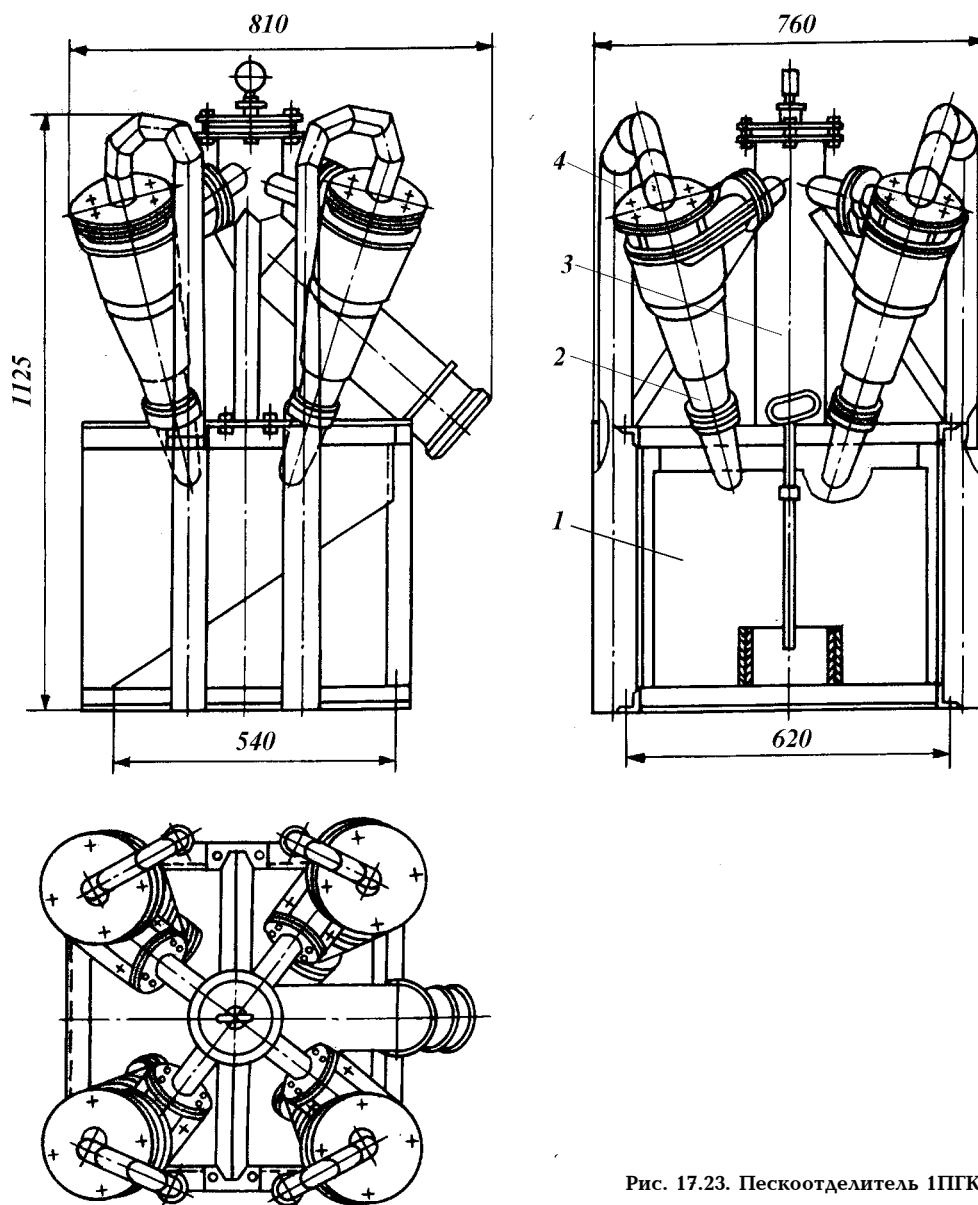


Рис. 17.23. Пескоотделитель 1ПГК

гидравлическому оборудованию, сохранить стабильным ствол и достичь высоких показателей работы долот.

В отечественной практике широко распространен гидроциклонный шламоотделитель типа ПГК, называемый пескоотделителем. Он представляет собой батарею из четырех параллельно работающих гидроциклонов диаметром 150 мм. Буровой раствор в гидроциклоны подается вертикальным шламовым насосом.

Батарея гидроциклонов (рис. 17.23) состоит из сварной рамы 1, четырех гидроциклонов 2, крестовины 3 и четырех отводов 4 с резиновыми ру-

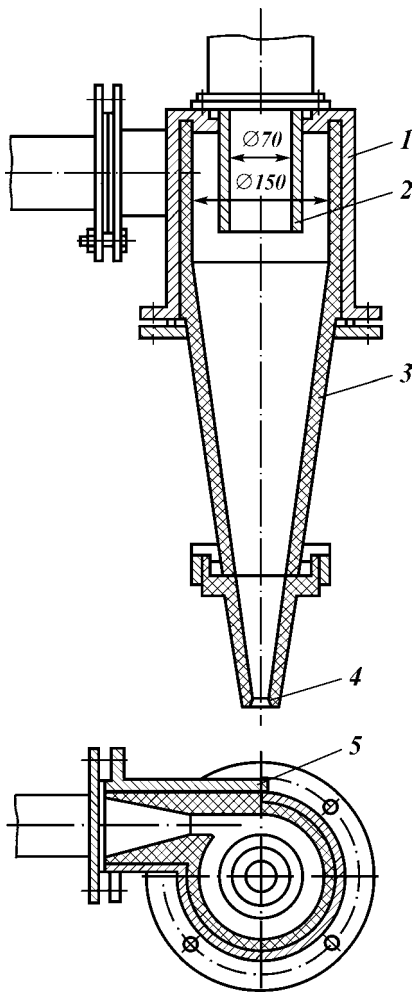


Рис. 17.24. Гидроциклон

кавами. Внутренняя часть рамы выполнена в виде лотка с наклонным дном и люком. В передней торцовой стенке установлен шибер. При открытом шибере песковые насадки погружаются в раствор со шламом, вытекающим через верхнюю кромку передней торцовой стенки. При открытом шибере шлам свободно вытекает через люк.

Гидроциклон (рис. 17.24) включает металлический корпус 1, внутри которого установлен цельнолитой полый резиновый или пластмассовый конус 3, питающую резиновую насадку 5 и металлическую сливную насадку. В нижнюю часть гидроциклона вставляется резиновая песковая насадка 4 с отверстием 15 или 25 мм. Раствор из гидроциклона сливается по патрубку 2.

Вертикальный шламонасос (рис. 17.25) представляет собой центробежный насос погружного типа с открытым рабочим колесом 5, установленным в полости 8. Колесо защищено дисками 7. Вместо сальника в нем используется разъемная резиновая втулка 4, которая служит не только уплотнителем, но и одновременно является опорой нижнего конца вала 6 насоса.

Два шарикоподшипника играют роль основных опор вала колеса. Они расположены в верхней части корпуса 3 насоса выше уровня перекачиваемого раствора и надежно защищены от его воздействия.

Привод насоса осуществляется от вертикального фланцевого электродвигателя 1 через упругую пальцевую муфту 2. Электродвигатель крепится к корпусу насоса, который имеет два опорных кронштейна с приваренными цапфами для установки в емкости ЦС. Такое устройство позволяет переводить насос из рабочего вертикального положения в горизонтальное для ремонта.

Пескоотделитель 1ПГК способен обрабатывать до 60 л/с бурового раствора и удалять из него частицы шлама размером 60 мкм при наименьшем допустимом давлении около 0,2 МПа. Общая масса установки составляет 1310 кг.

В настоящее время применяют более надежные модели пескоотделителей ПГ-50 и ПГ-90 (число обозначает производительность в л/с). Они отличаются более стойкими и совершенными по форме резиновыми элементами.



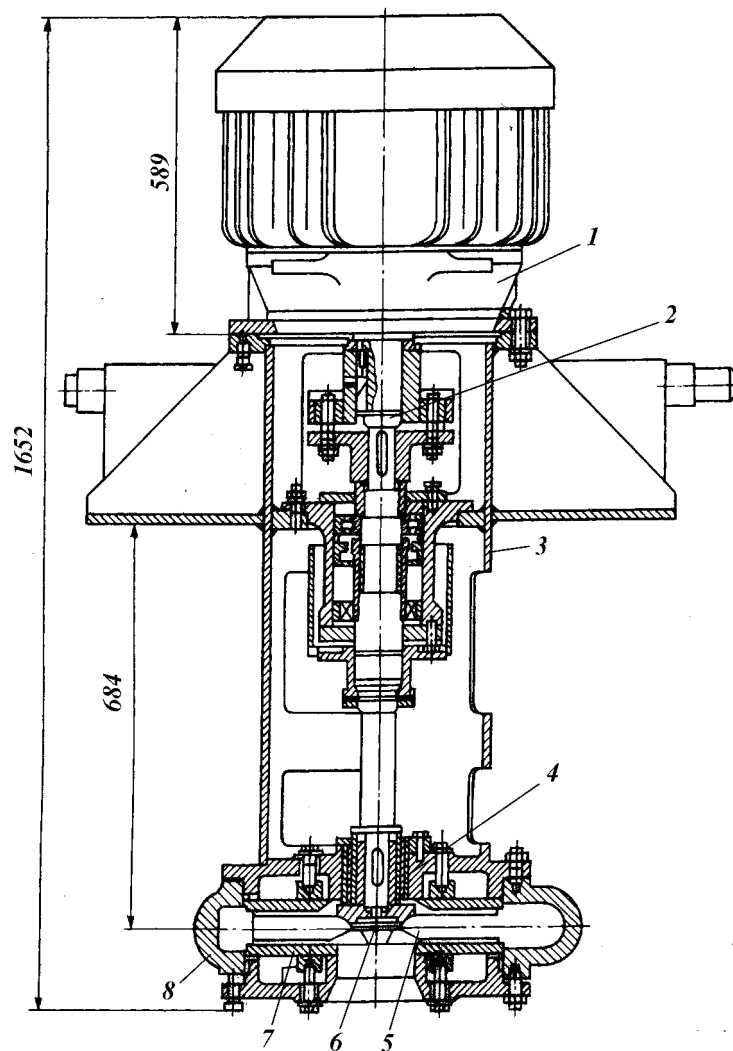


Рис. 17.25. Вертикальный шламный насос типа ВШН

Кроме того, во многих районах России внедрены шламоотделители с гидроциклонами диаметрами 75 и 100 мм, так называемые илоотделители. Они представляют собой блок из 12–16 гидроциклонов, установленных на общей раме и имеющих общий ввод раствора, и поддон для сбора ила (шлама с раствором). Для подачи раствора используется вертикальный шламный насос.

### 17.5. ДЕГАЗАТОРЫ ДЛЯ БУРОВЫХ РАСТВОРОВ

В процессе бурения скважин возможно насыщение бурового раствора пластовым газом, воздухом, а также его вспенивание. В результате этого ухудшаются технологические свойства раствора: уменьшается

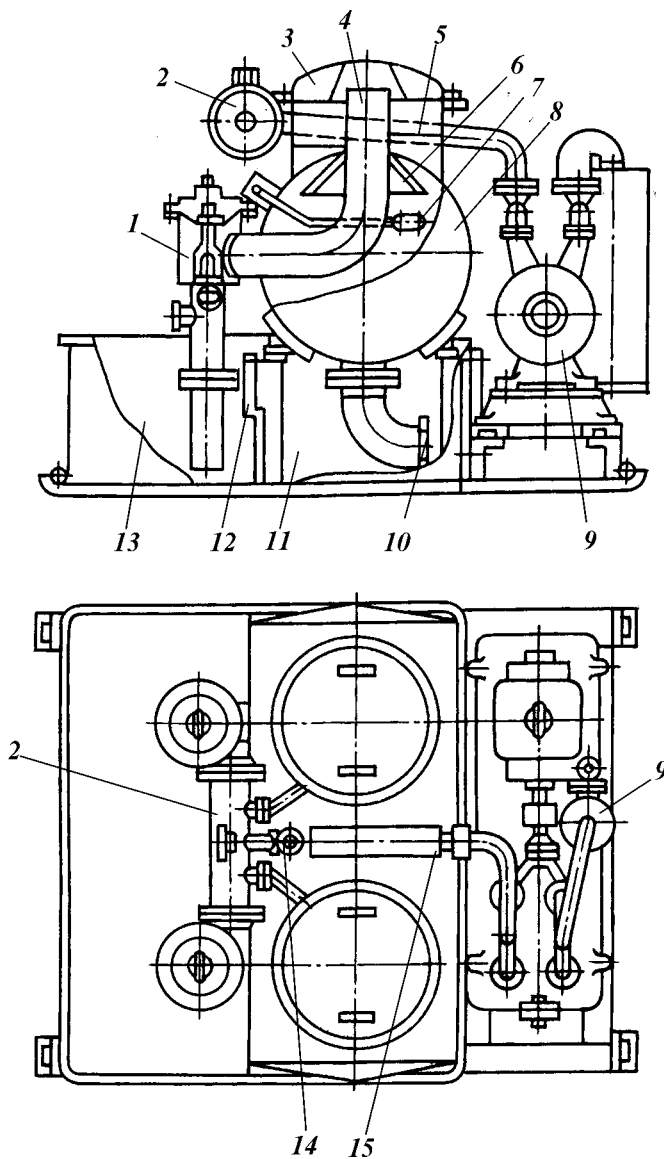


Рис. 17.26. Двухкамерный вакуумный дегазатор типа ДВС-II

плотность, увеличиваются статическое напряжение сдвига и вязкость. Поэтому ухудшаются условия работы оборудования циркуляционной системы, буровых насосов, усиливается опасность возникновения различных видов осложнений. Для предупреждения осложнений, связанных с газированием бурового раствора, используют методы механической и вакуумной дегазации.

В основе механического способа дегазации лежит разделение газожидкостного потока путем разбрызгивания, турбулизации или воздействия инерционным полем. Для реализации метода применяют различные устройства с вращающимся ротором, гидроциклоны, разбрызгиватели. Ваку-

умный способ основан на извлечении свободного газа из жидкости путем создания над ее поверхностью разреженной зоны. Этот способ реализуется с помощью камеры, куда периодически или непрерывно поступает на обработку газированный буровой раствор и где при помощи вакуум-насоса создается разрежение, под действием которого газ отделяется от жидкости.

В отечественной практике бурения скважин наиболее распространены вакуумные дегазаторы периодического воздействия. Они обрабатывают буровой раствор порционно. В период всасывания жидкости и ее дегазации в камере создается вакуум, а в период слива дегазированной жидкости камера сообщается с атмосферой. На таком принципе работает двухкамерный вакуумный дегазатор ДВС-II конструкции УкрНИИгаза. Он включает в себя следующие основные узлы (рис. 17.26): цилиндрическую камеру 8, разделенную на два одинаковых отсека, оборудованных дегазационной камерой 3. В последней имеются специальные тарелки 5 и конусы 6, попадая на которые буровой раствор дегазируется в вакуумной среде во время всасывания его через приемный клапан 1 и всасывающую трубу 4 из емкости 13. Отсек емкости 11 перекрывается заслонкой 12. Дегазационные камеры периодически подключаются к вакуумному насосу 9 посредством клапана-разрядника 2, управляемого регуляторами уровня поплавкового типа 7. Вся система управления дегазатором подключена к вакуум-насосу через вакуумный ресивер 15. Приемные клапаны снабжены резиновыми мембранами, которые управляются золотниковым механизмом 14. Автоматически действующие сливные клапаны 10 открываются и закрываются в результате изменения направления потока бурового раствора.

Отечественной промышленностью, кроме того, выпускается вакуумный дегазатор ДВС-2К, который незначительно отличается от дегазатора ДВС-II; в нем отсутствует специальная емкость, так как он входит в состав блока очистки циркуляционной системы буровой установки.

В условиях низких сезонных температур иногда используют дегазатор ДВМ-2, который имеет следующие конструктивные особенности по сравнению с дегазатором ДВС-II: роль конусов и тарелок выполняет один решетчатый конус; приемный клапан перенесен внутрь всасывающей трубы, что позволило исключить корпус выкидного клапана; клапан управляется не резиновой мембраной, а постоянно поджимается пружиной. В результате перенесения выкидного клапана внутрь всасывающей трубы обеспечивается полное опорожнение трубы в перерывах между работой, поэтому исключается замерзание в ней жидкости в зимнее время. Дегазатор ДВМ-2 более транспортабелен, так как его масса составляет 800 кг.

#### **17.6. УСТАНОВКА ДЛЯ ОБРАБОТКИ БУРОВОГО РАСТВОРА НА БАЗЕ ЦЕНТРИФУГИ**

Установка для обработки бурового раствора на базе центрифуги предназначена для комплектации новых и эксплуатируемых циркуляционных систем буровых установок. Она позволяет вести безамбарное бурение, решая экологические проблемы. Основой установки является центрифуга модели ОГШ-500. При очистке неутяжеленных растворов удаляются частицы размером до 5 мкм, а также обезвоживаются сливы из песко- и илоотделителей. Применение установки позволяет вскрывать пласты при

циркуляции бурового раствора плотностью  $1,06 \text{ г/см}^3$ , получаемого без разбавления водой.

При работе с применением утяжеленных буровых растворов использование установки дает возможность вести бурение на одном объеме утяжелителя, выводя из раствора коллоидную фазу и исключая тем самым избыток нарабатываемого утяжеленного бурового раствора. Экономия барита при этом может составлять 40–60 % и более; также существенно снижается расход химреагентов.

При использовании центрифуг в несколько раз возрастает межремонтный период насосного оборудования, увеличивается стойкость долот. Кроме того, облегчается управление свойствами буровых растворов.

Установка комплектуется центробежным насосом и мембранным насосом для работы с утяжеленными буровыми растворами. В комплекте с блоком флокуляции центрифуги обезвоживают избыточный буровой раствор, возвращая жидкую фазу в обратное водоснабжение.

#### Техническая характеристика

|  |               |
|--|---------------|
| Частота вращения, об/мин.....                    | 1200–2000     |
| Производительность, $\text{дм}^3/\text{с}$ ..... | 0,5–5         |
| Мощность привода, кВт.....                       | 30            |
| Масса центрифуги, кг.....                        | 2500          |
| Габариты, мм.....                                | 2465×1943×986 |

### 17.7. ВСАСЫВАЮЩИЕ ЛИНИИ ДЛЯ БУРОВЫХ НАСОСОВ

Очищенный буровой раствор посредством подпорных насосов либо самовсасыванием подается из приемных резервуаров циркуляционной системы в буровые насосы. Всасывающим трубопроводом или линией всасывания называют участок трубопровода, по которому подводится раствор из опорожняемой емкости к насосу.

Всасывающие линии имеют важное значение в обеспечении заданных технических показателей буровых насосов. Эффективность действия их определяется полнотой заполнения жидкой средой рабочих камер насоса. При неполном заполнении рабочих камер при всасывании уменьшается подача буровых насосов, а также снижаются прочность и долговечность всей насосной установки из-за гидравлических ударов, возникающих при обратном ходе поршней. Для полного заполнения рабочих камер насоса всасываемая жидкость должна безотрывно следовать за поршнем. При отрыве всасываемой жидкости от поршня в рабочих камерах насоса образуется вакуум, в результате которого возникает кавитация, способная привести к полному срыву подачи. Поэтому для обеспечения безотрывного перемещения всасываемой жидкости за поршнем и предотвращения кавитации давление на входе в насос должно быть выше давления насыщенных паров жидкой среды.

В зависимости от компоновки циркуляционной системы буровые насосы располагаются выше или ниже уровня бурового раствора в емкости. Предпочтительнее располагать насос ниже уровня бурового раствора в опорожняемой емкости. В этом случае насосы работают с подпором, определяемым разностью высот бурового раствора в опорожняемой емкости и центра тяжести сечения входа в насос. Если буровой насос располагается выше уровня раствора в емкости, то высота установки его ограничивается допустимой вакуумметрической высотой всасывания, при которой обес-

печивается работа насоса без изменения основных технических показателей.

Высоту всасывания вычисляют на основании уравнения Бернулли для потока жидкости в сечениях  $z_a$ , совпадающих с уровнем раствора в опорожняемой емкости, и в сечении  $z_b$ , совпадающем с входом в насос:

$$\rho g z_a + p_a + \rho \frac{v_a^2}{2} = \rho g z_b + p_b + \rho \frac{v_b^2}{2} + \Delta p_{и} + \Delta p_{г} + \Delta p_{к}. \quad (17.1)$$

Скорость  $v_a$  опорожнения емкости можно принять равной нулю, а давление  $p_a$  над свободной поверхностью жидкости — равным давлению  $p_0$  окружающей среды. Учитывая, что высота всасывания  $z = z_b - z_a$ , из уравнения (17.1) получают

$$z = \frac{p_0 - p_b - \rho \frac{v_b^2}{2} - \Delta p_{и} - \Delta p_{г} - \Delta p_{к}}{\rho g}, \quad (17.2)$$

где  $p_b$  — давление на входе в насос, Па;  $v_b$  — скорость бурового раствора на входе в насос, м/с;  $\rho$  — плотность бурового раствора, кг/м<sup>3</sup>;  $g$  — ускорение силы тяжести, м/с<sup>2</sup>;  $\Delta p_{и}$  — потери давления на преодоление инерции бурового раствора (определяются массой и ускорением бурового раствора во всасывающей трубе), Па;  $\Delta p_{г}$  — потери давления на преодоление гидравлических сопротивлений всасывающей трубы и приемного коллектора насоса, Па;  $\Delta p_{к}$  — потери давления на преодоление сопротивления клапана насоса, Па.

Для снижения инерционных потерь давления рекомендуется на всасывающей линии устанавливать воздушный компенсатор. При недостаточном давлении  $p_b$  на входе в насос и работе с буровыми растворами высоких плотности и вязкости всасывающие линии снабжаются подпорными насосами.

Длина всасывающей линии должна быть минимально возможной, а диаметр используемых труб должен быть не менее диаметра приемного коллектора бурового насоса. На свободном конце всасывающей линии устанавливают сетчатый фильтр, суммарная площадь просветов которого должна быть не менее площади сечения труб, используемых в линии всасывания. Всасывающий трубопровод крепят к насосу посредством фланцевого соединения, уплотняемого листовой прокладкой из резины. Неточность изготовления и монтажа всасывающих линий компенсируется подвижными соединительными муфтами (компенсаторами). Для защиты бурового раствора от промерзания всасывающие линии покрывают теплоизоляционным материалом. Запасные емкости циркуляционной системы с буровым раствором и химическими реагентами подключаются к всасывающей линии с помощью труб сравнительно небольшого диаметра, снабженных клиновыми задвижками или поворотными шиберами.

## ПОРОДОРАЗРУШАЮЩИЙ ИНСТРУМЕНТ: БУРОВЫЕ ДОЛОТА, БУРИЛЬНЫЕ ГОЛОВКИ, РАСШИРИТЕЛИ, КАЛИБРАТОРЫ

Горные породы на забое скважины разрушаются долотами различных типов и моделей, расширителями и бурильными головками. Долота для сплошного бурения различаются по воздействиям на забой и по своему конструктивному исполнению.

Все долота для сплошного бурения по характеру воздействия на породу разделяются на четыре 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, дробящие породу;
- 4) долота с матричным корпусом, оснащенным твердосплавными штырями или алмазами, режущие и истирающие породу.

Наибольшее распространение получили шарошечные долота. ими ежегодно выполняется около 95 % объема проходки. В зависимости от числа рабочих органов шарошечные долота бывают одно-, двух-, трех-, четырех-, шести- и многошарошечные. Наиболее распространен трехшарошечный вариант. Его конструкция отличается наилучшей вписываемостью в круглое сечение скважин трех конических шарошек, обеспечивающих оптимальное центрирование и устойчивость долота и т.д.

Более подробно породоразрушающий инструмент можно классифицировать по следующим признакам.

По принципу действия: режуще-скалывающие; дробяще-скалывающие; режуще-истирающие.

По назначению: для сплошного бурения; для колонкового бурения; для расширения ствола скважины; для специальных работ в скважине.

По конструкции рабочего элемента: лопастные; шарошечные; матричные.

По количеству рабочих элементов: одноэлементные; двухэлементные; трехэлементные; четырехэлементные; шестиэлементные и т.д.

По конструкции промывочных устройств: с центральным одним отверстием; с периферийными несколькими отверстиями; с гидромониторными осесимметричными насадками; с асимметричной одной гидромониторной насадкой.

По типу и стойкости вооружения: для бурения мягких пород; для бурения пород средней твердости; для бурения твердых пород; для бурения крепких пород.

## 18.1. ШАРОШЕЧНЫЕ ДОЛОТА

Простейшая конструкция корпусного трехшарошечного долота с центральной промывкой показана на рис. 18.1, *а* (без сопел) и на рис. 18.1, *б* (с соплами).

Долото состоит из следующих основных узлов: литого корпуса *1*, лап *2*, узла опор, включающего цапфу *3* и подшипники *4–6*, шарошек *7* и очищающего или промывочного узла. В состав последнего могут входить насадки *8* и *9*, формирующие высоконапорный поток бурового раствора, а также каналы *10* (рис. 18.1, *б*), просверленные в корпусе *1*. Верхняя часть *11* 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 *12*. На нижней части корпуса *1* обычно предусмотрены пазы, в которые вставляют лапы *2* со смонтированными шарошками. Лапы приваривают к корпусу *1* сварными швами.

Конструкция, показанная на рис. 18.1, характерна для отечественных долот диаметром 394 мм и более; большинство трехшарошечных долот выполняются секционными. Внешний вид и внутренние элементы секционного долота показаны соответственно на рис. 18.2 и 18.3.

Секционное шарошечное долото собирается из секций, свариваемых вместе по всему наружному контуру сопрягаемых поверхностей. При этом верхние сегментные части секций образуют присоединительную головку *1*, на которой затем нарезается коническая наружная (ниппельная) резьба (см. рис. 18.2). Средняя часть долота составляет также единое целое в результате сваривания лап *3*. На наружной поверхности лап *3* предусмотрены приливы *12*, кромки и ребра жесткости, а также округлые полуцилиндрические приливы (бобышки) *2* под промывочные сопла (насадки) *10*.

В СНГ сопла изготавливают обычно из металлокерамического материала. Сопла закрепляют при помощи удерживающего замка (в данном

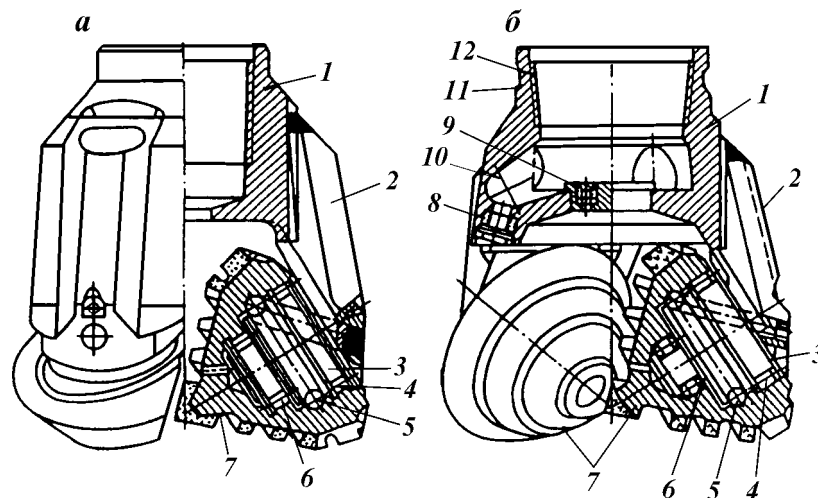


Рис. 18.1. Корпусное шарошечное долото:  
*а* – Д394С; *б* – Д394МГ

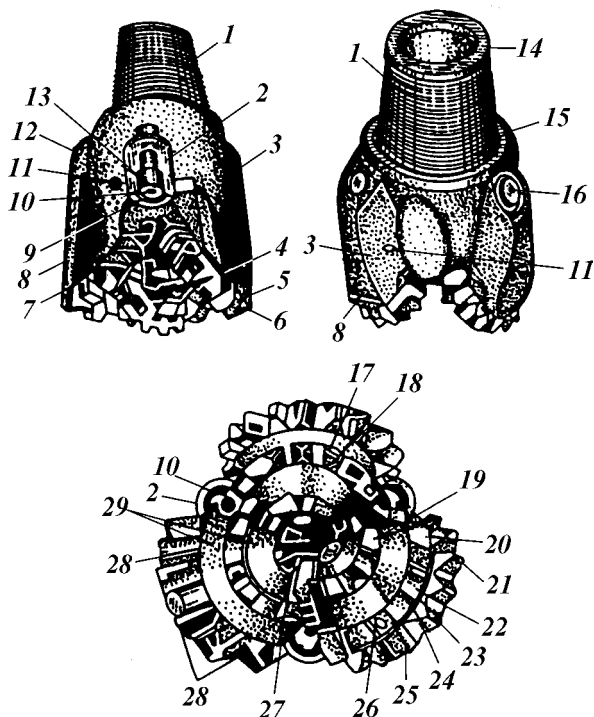


Рис. 18.2. Секционное трехшарошечное долото типа XV

случае стопорного кольца 9). Герметизация зазора между соплом и внутренней стенкой полости (гнездо прилива 2) обеспечивается обычно резиновым уплотнением 13. Козырек 7 лапы обычно (как и в приведенном случае) защищается антиабразивным покрытием 8, приближенным к торцу 4 шарошки и ее тыльной части 6, называемой часто обратным конусом. На тыльной части 6 шарошки наплавляют защитное покрытие с хорошо сопротивляющейся абразивному износу калибрующей поверхностью 5, разделяемой одной из конических поверхностей корпуса шарошки. Вершина

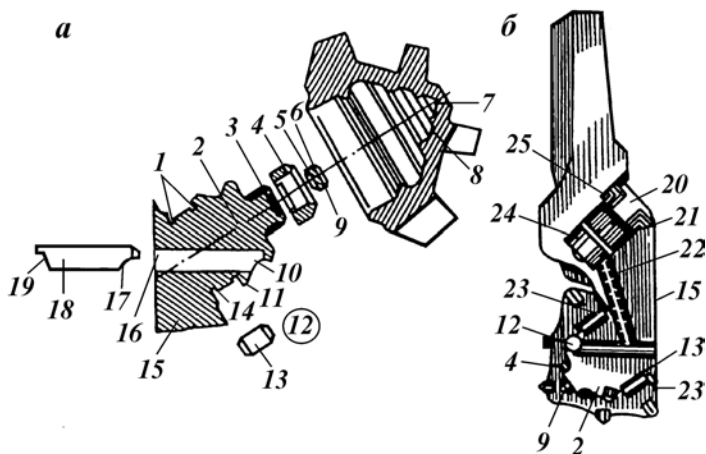


Рис. 18.3. Внутренние элементы шарошечного долота:  
а - элементы опоры шарошки; б - секция долота с герметизированной опорой



первой шарошки в данном случае, как и у долота со стальным вооружением некоторых других типов, выполняется с лопатовидными элементами и называется лопаткой 27.

Ряд породоразрушающих элементов, расположенных примерно по одной окружности, называется венцом. Венец 21, находящийся на периферии (у основания) шарошки, называется периферийным или калибрующим, поскольку он не только углубляет забой, но и калибрует ствол скважины. Средние 20 и привершинные 19 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 29. 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 также и кольцевой канавкой.

Стальной выфрезерованный породоразрушающий элемент шарошки принято называть зубом, а твердосплавный вставной (изготовленный из спекаемого, обычно карбидовольфрамового, порошка) — зубком, или штырем 24 (см. рис. 18.2). Углубление между двумя соседними зубьями, расположенными на одном и том же венце, называют обычно выемкой 22. Значительную выемку, образованную на месте одного-двух срезанных зубьев или сбоку одного из них, принято называть выфрезеровкой.

Нижняя часть 17 зуба — основание, а верхняя 18 — вершина. Ребра сопряжения поверхностей вершины зуба, а нередко и всю вершину полностью неправильно обобщают единым названием «режущая кромка».

Поверхность 25 зуба, обращенную к периферии — к периферийному венцу шарошки, принято называть наружной стороной, а поверхность 26, обращенную к вершине — внутренней стороной зуба. Поверхность 25, обращенная по направлению вращения шарошки, называется набегающей, или передней гранью (реже передней стороной или передним крылом зуба), а поверхность 23, 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 1 выбивают размер, заводской номер и тип долота, товарный знак и номер партии долот.

Широкий проходной канал, ограниченный внутренними стенками головки 1, принято называть внутренней полостью 14 долота, а заплечики 15 — упорным уступом (торцом), который обычно имеет скошенную фаску.

На рис. 18.2 представлены крышка 16 компенсатора и предохранительный сбрасывающий обратный клапан 11 автономной герметизированной принудительной системы смазки элементов опоры шарошки. Опора шарошки долота (рис. 18.3, а) обычно состоит из консольной цапфы 2, составляющей единое целое с лапой 15, 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 12. Его шары заводятся в соответствующее гнездо через цилиндрический проход 16, просверливаемый в цапфе и запираемый после их установки специальной деталью, называемой замковым пальцем 18. Эта деталь имеет форму штыря и выполняет роль пробки, заходящей в проход 16 и не позволяющей шарам выкатываться из беговой дорожки 10.

В пальце 18 на одном его конце (переднем) вытачивается сферический вырез 17, точно соответствующий (при совместной обработке пальца с цапфой) профилю внутренней беговой дорожки 10 замкового подшипника, а на другом — канавка 19 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 долот состоит из беговой дорожки 14, роликов 13 и направляющих плоскостей 1. Он отделяется от замкового шарикового подшипника буртиком 11.

Малый подшипник чаще всего выполняется в виде подшипника скольжения с втулкой 4, которая впрессовывается в гнездо 8, высверливаемое в шарошке. Втулку 4 часто называют фрикционной. Торцовая (концевая) 3 и боковая поверхности цапфы на участке этого подшипника, как правило, наплавляются тонким антиабразивным покрытием.

В состав опоры, как правило, входит также подшипник 9 в виде планшайбы с накаткой 6 по боковой поверхности и со шлифованным дном 5. Подпятник впрессовывают в соответствующее ему гнездо 7, высверленное в днище шарошки. Его нередко называют концевым упорным подшипником, однако под концевым подшипником также подразумевается малый подшипник с фрикционной втулкой 4 или весь комплекс элементов скольжения, включая втулку 4 и подпятник 9.

Если опора долота герметизирована (см. рис. 18.3, б), в ее состав чаще всего включают сальниковое уплотнение 23, гибкую диафрагму 21 (являющуюся основной деталью компенсатора), заполняемый смазкой резервуар (или лубрикатор) 24, каналы для смазки 22 и крышку или пробку 20 компенсатора 25, перекрывающую полость резервуара 24.

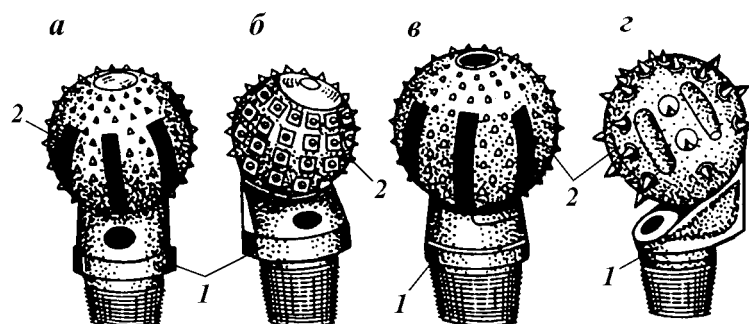
В Российской Федерации для бурения нефтяных скважин выпускаются одно-, двух- и трехшарошечные долота.

**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 (рис. 18.4, а—г). Одношарошечное долото состоит из корпуса с соединительной головкой, лапы и сферической шарошки. Промышленное 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, изготавливаемой с цапфой, ось которой наклонена под углом 30° к оси долота.

Опора включает два шарикоподшипника, один из которых выполняет



**Рис. 18.4. Модификации отечественных одношарошечных долот:**  
*a* – основная (серийная); *б* – с кольцевыми расточками на шарошке; *в* – с нижней промывкой; *г* – с коническими зубками; 1 – корпус долота; 2 – шарошка

ся 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 изготавливают двух типов – М и С.

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

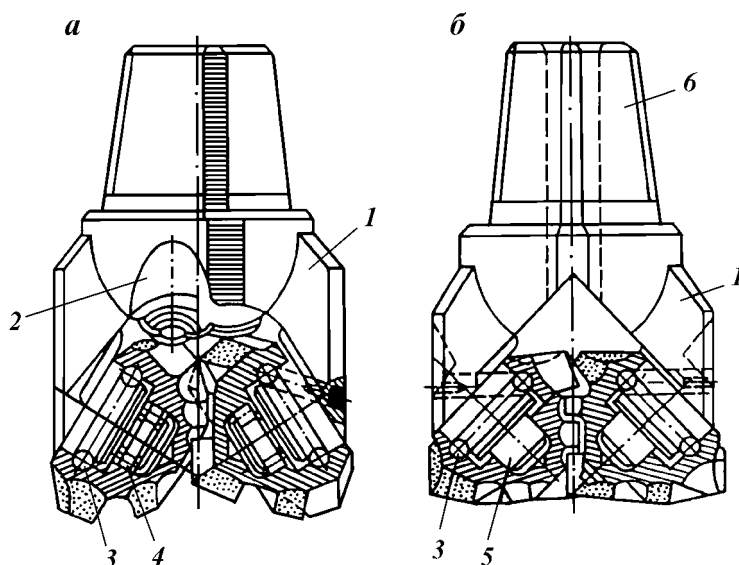
Долото В112МГ выполняется двухсекционным (рис. 18.5, *a*).

Секции (см. рис. 18.2 и 18.3, *б*) сопрягаются плоскостями на фиксирующих штифтах и свариваются сварным швом. Угол наклона цапф к оси долота  $57^{\circ}30'$ . Опора каждой шарошки выполнена по схеме СШР, т.е. подшипник скольжения – шарикоподшипник (замковый) – роликовый подшипник. Шарошки – самоочищающиеся со смещением их осей относительно оси 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  $57^{\circ}30'$  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 ТЗ), а угол заострения зубьев изменяется в диапазоне  $48^{\circ}36' - 51^{\circ}50'$ . Промывочное устройство – боковое, со струйными соплами.

Приблизительно такой же конструкцией характеризуется долото В151МГ, но у него смещение осей шарошек относительно оси долота составляет 5 мм, а заострение зубьев  $45 - 49^{\circ}$ .



**Рис. 18.5. Двухшарошечные долота:**

*a* – В112МГ; *б* – 2В93С; 1 – секция герметизированной опоры долота; 2, 6 – боковые и центральное промывочные отверстия; 3, 4, 5 – подшипники шариковый, роликовый и скольжения соответственно

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 (рис. 18.5, *б*) состоит из двух сварных секций, плоскость прилегания которых расположена симметрично относительно шарошек.

Оси цапф шарошек наклонены под углом  $47^{\circ}30'$  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  $50^{\circ}$ .

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 (рис. 18.6, *а*); 2АН или ГНУ (рис. 18.6, *б*); 1АВ (рис. 18.6, *в*); опытную 2АВ; 3АН (ГАУ); долота в конструктивном и качественном отношении, соответствующие отраслевой нормали ОН-26-128–69 и отличающиеся от остальных целыми (без десятых долей миллиметра) числовыми значениями номинального

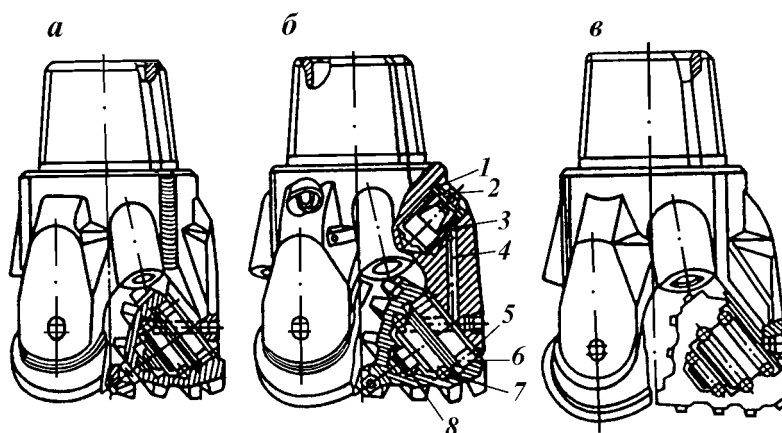


Рис. 18.6. Трехшарошечные долота

диаметра в их шифре, например, В97С, В118Т, Д394МГ (см. рис. 18.1, б) 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 предназначены преимущественно для низкооборотного бурения (на что указывает литера Н в обозначении серии) 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 торцевого фрикционных подшипников, как показано на рис. 18.6, а). Первые долота серии 1АН были разработаны во ВНИИБТ.

Долота серии 2АН предназначены для низкооборотного (40—25 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 1 (см. рис. 18.6, б) служащий резервуаром-лубликатором и перекрываемый крышкой 2 после заполнения его смазкой и установки в него эластичного компенсатора 3. Под давлением бурового раствора, проникающего в компенсатор через боковое отверстие в крышке 2, смазка проталкивается к смазочному каналу 4 к подшипникам 6—8. Утечке смазки из полости шарошки препятствует сальниковое уплотнение 5, которое перекрывает зазор между шарошкой и цапфой.

Главная особенность этих долот заключается в том, что их изготавливают с опорой, состоящей только из подшипников качения. Опора может быть выполнена по схеме ШШШ (см. рис. 18.6, а) по схеме РШР и ШШР

Таблица 18.1

Размеры шарошечных долот по их номинальному диаметру (мм)

| 1975–1976 гг. |       | 1977–1980 гг. |       | 1981 г. |       | 1982–1984 гг. |       |
|---------------|-------|---------------|-------|---------|-------|---------------|-------|
| 46            | 200   | 46            | 260,9 | 46      | 304,8 | 46            | 295,3 |
| 59            | 212,7 | 59            | 295,3 | 59      | 311,1 | 59            | 304,8 |
| 76            | 214   | 76            | 311,1 | 76      | 320   | 76            | 311,1 |
| 93            | 215,9 | 93            | 320   | 93      | 379,5 | 93            | 320   |
| 97            | 222,3 | 98,4          | 349,2 | 97      | 374,6 | 97            | 349,2 |
| 98,3          | 228,6 | 108           | 374,5 | 98,4    | 393,7 | 98,4          | 374,6 |
| 108           | 243   | 112           | 381   | 112     | 444,5 | 112           | 393,7 |
| 112           | 244,5 | 120,6         | 393,7 | 118     | 490   | 118           | 444,5 |
| 118           | 250,8 | 132           | 444,5 | 120,6   | 508   | 120,6         | 490   |
| 120           | 269   | 139,7         | 469,9 | 132     |       | 132           | 508   |
| 132           | 269,9 | 42,9          | 490   | 139,7   |       | 139,7         |       |
| 139,7         | 295,0 | 146           | 508   | 146     |       | 146,1         |       |
| 140           | 295,3 | 149,2         |       | 151     |       | 151           |       |
| 142,9         | 311,1 | 151           |       | 161     |       | 163           |       |
| 145           | 520   | 158,7         |       | 165,1   |       | 165,1         |       |
| 146           | 346   | 165,1         |       | 171,4   |       | 171,4         |       |
| 149,2         | 349,2 | 171,4         |       | 187,3   |       | 187,3         |       |
| 151           | 374,6 | 187,3         |       | 190,5   |       | 190,5         |       |
| 158,7         | 381   | 196           |       | 200     |       | 200           |       |
| 161           | 393   | 200           |       | 212,7   |       | 212,7         |       |
| 165,1         | 394   | 212,7         |       | 212,7   |       | 212,7         |       |
| 165,1         | 394   | 212,7         |       | 212,7   |       | 212,7         |       |
| 165,1         | 394   | 212,7         |       | 215     |       | 215,9         |       |
| 171,4         | 444,5 | 215,9         |       | 222,3   |       | 222,3         |       |
| 187,2         | 445   | 222,3         |       | 242,9   |       | 242,9         |       |
| 190           | 469,9 | 228,6         |       | 244,5   |       | 244,5         |       |
| 190,5         | 490   | 244,5         |       | 250,8   |       | 250,8         |       |
| 196,5         | 508   | 250,8         |       | 269,9   |       | 269,9         |       |
|               |       |               |       | 295,3   |       |               |       |

(в основном в долотах диаметрами 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 (диаметрами 76–151 мм) и большие (диаметрами 346–490 мм, особенно 445 и 490 мм) размеры.

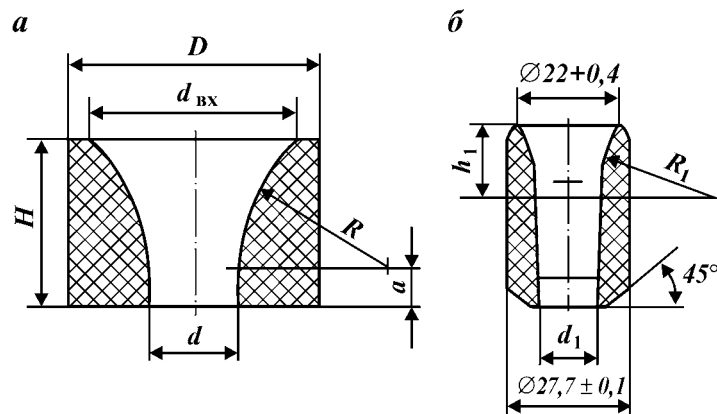


Рис. 18.7. Сопла (насадки) для шарошечных долот марок (а) и НКВ (б)

Переменные параметры (мм) сопла НКВ

| Параметр (см.<br>рис. 18.7, б) | Номер сопла |       |       |       |       |       |       |       |
|--------------------------------|-------------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
|                                | 1           | 2     | 3     | 4     | 5     | 6     | 7     | 8     |
| $d_1$                          | 16          | 15    | 14    | 13    | 12    | 11    | 10    | 9     |
| $R_1$                          | 52,5        | 45,48 | 40,3  | 36,28 | 30,12 | 30,59 | 28,53 | 26,99 |
| $h_1$                          | 15,31       | 15,71 | 16,01 | 16,28 | 16,38 | 16,51 | 16,72 | 16,78 |

В наиболее широком ассортименте (по числу серий, классов, типов, модификаций и моделей) изготавливают 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.

В табл. 18.1 показана динамика изменения значений и общего числа размеров шарошечных долот в течение ряда лет по период действия устанавливаемых эти значения документов отраслевых нормалей и ГОСТов. Как видно из табл. 18.1, размерный ряд долот с 1975 г. по 1984 г. существенно изменился.

За это время было введено много новых размеров, в основном соответствующих международному стандарту.

Сопла (насадки) выполняют двух модификаций: НД (рис. 18.7, а) или НКВ (рис. 18.7, б). Сопло НД выполняется укороченным с относительно крутым сужением внутреннего радиального профиля проходного канала, характеризующимся радиусом кривизны  $R_1$ . Значения этого и других параметров, обозначенных на рис. 18.7, зависят от номера (размера) сопла (табл. 18.2).

Большинство долот с опорой качения в настоящее время выпускается в соответствии с ГОСТ 20692–75 серии 1АВ (см. рис. 18.6, в).

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.

## 18.2. ЛОПАСТНЫЕ ДОЛОТА

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

Лопастные долота обеспечивают высокую механическую скорость в рыхлых, мягких и нецементированных 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 значи-

тельного искривления ствола скважины. 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.

Одна из наиболее простых конструкций лопастного долота показана на рис. 18.8. В состав лопастного долота входят корпус 1 и лопасти 2. В верхней части корпуса нарезается присоединительная резьба 3 (в данном случае внутренняя муфтовая), а в нижней — просверливаются основные промывочные отверстия 4 без сопел для подачи бурового раствора на забой.

Боковые калибрующие и другие рабочие поверхности лопастей обычно покрывают релитом 5 или чугуном 6.

Более сложная конструкция лопастного долота показана на рис. 18.9, а, б. В состав этого долота, кроме корпуса 1 и лопастей 2, входят сопло 7, уплотнительные кольца 3 для герметизации промывочного узла и зазора между соплом 7 и гнездом в корпусе долота, байонетная шайба 5 для удержания сопла, болт 8 со стопорной шайбой 9 для крепления байонетной шайбы, запрессованные почти вровень с поверхностью лопасти твердосплавные вставки (штыри) 4 и пластины 10.

Присоединительная резьба 6 на верхней части корпуса 1 выполняется наружной, ниппельной на такой же конической присоединительной головке, как и у шарошечных долот.

Отечественные лопастные долота выпускаются следующих пяти раз-

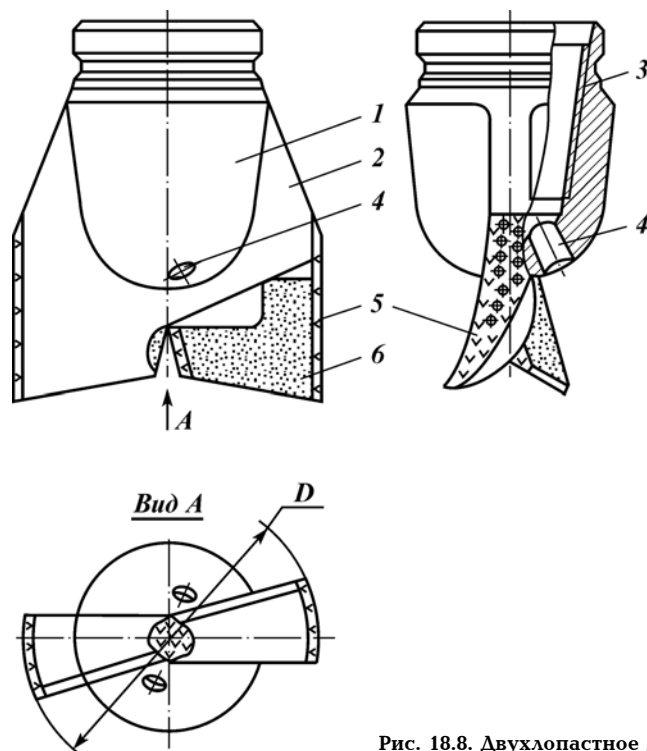


Рис. 18.8. Двухлопастное долото



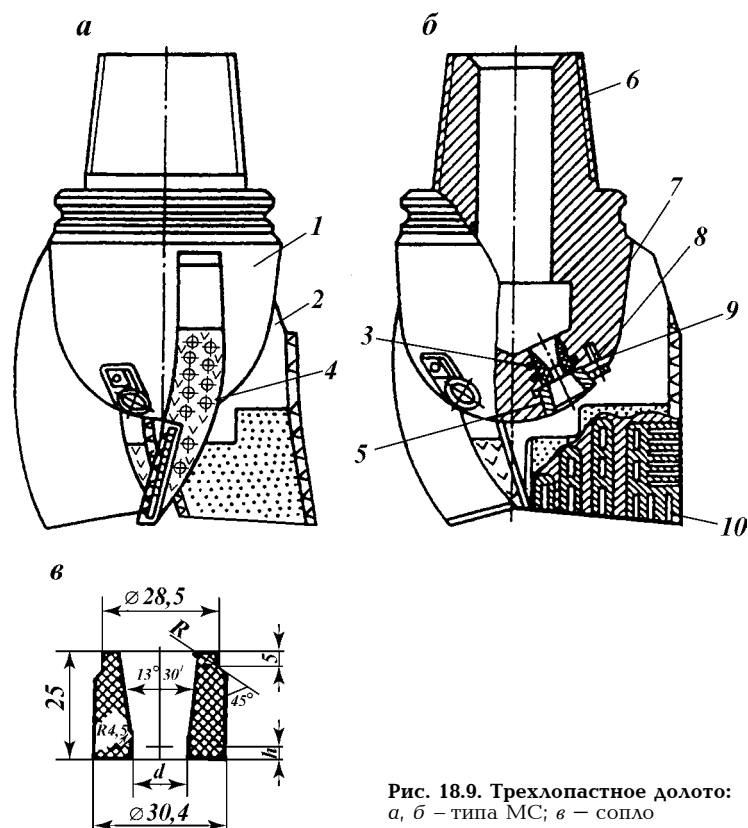


Рис. 18.9. Трехлопастное долото:  
 а, б – типа МС; в – сопло

новидностей: 2Л – двухлопастные (см. рис. 18.8), 3Л – трехлопастные (см. рис. 18.9, а, б), ЗИР – трехлопастные истирающе-режущие (рис. 18.10), БИР – шестилопастные истирающе-режущие (рис. 18.11), П – пикообразные однолопастные (рис. 18.12).

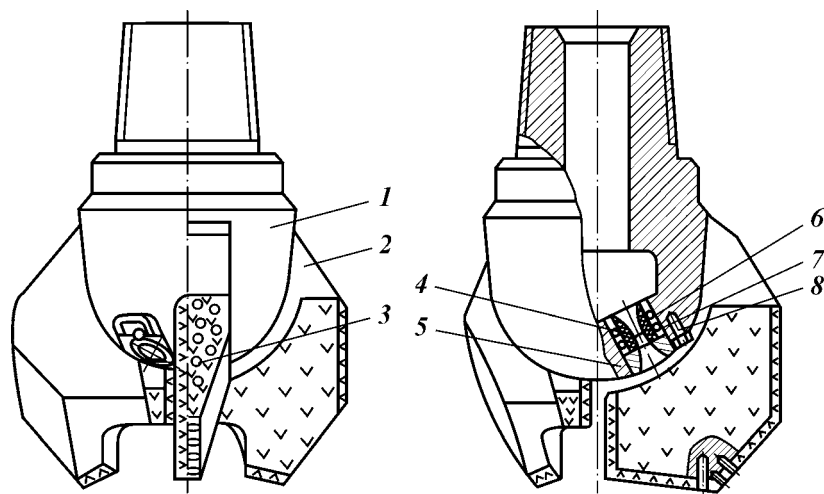
Лопастные долота делятся на типы в соответствии с их назначением.

В настоящее время лопастные долота первых четырех указанных разновидностей принято относить к одному из четырех типов: М, МС, МСЗ или С. При этом долота разновидности 2Л и 3Л разделяются на два типа: М – для бурения мягких пород (супеси, суглинки, несвязные грунты и т.п.); МС – для разбуривания среднемягких пород (мел, рыхлый мергель, глины, слабый известняк).

Долота разновидности ЗИР, согласно их назначению, относят к типу МСЗ (для бурения абразивных среднемягких пород – слабощементированные песчаники, песчаные глины, алевролиты), а разновидности БИР – к типу М (для бурения средних пород – аргиллиты, глинистые сланцы, гипсы).

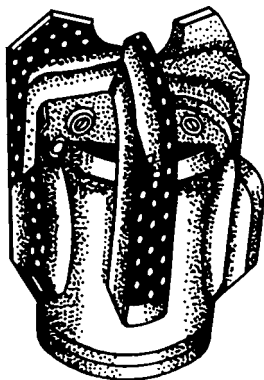
Пикообразные долота изготовляют двух типов: Ц – для разбуривания цементных пробок и металлических деталей низа обсадных колонн, Р (см. рис. 18.12) – для расширения ствола скважины.

Рассмотрим номенклатуру лопастных долот каждой разновидности. Долота разновидности 2Л, т.е. двухлопастные (см. рис. 18.8), выпускаются двух типов – М и МС.



**Рис. 18.10. Долото ЗИР:**

1 – корпус; 2 – лопасти; 3 – твердосплавные штыри; 4 – сопло; 5, 8 – байонетная и стопорная шайбы; 6 – уплотнительное кольцо; 7 – болт



**Рис. 18.11. Долото БИР**

Долота типа М характеризуются армированием нижних режущих кромок лопастей релитом с последующим покрытием всей передней (по ходу вращения долота) поверхности (грани) каждой лопасти специальным чугуном. Боковая калибрующая поверхность лопасти армируется твердосплавными штырями с последующей наплавкой релитом. Внутренние поверхности лопастей в центральной части долота также наплавляют релитом.

Двухлопастные долота обоих типов изготавливают только одной модификации – цельноковаными и лишь с обычной (неструйной) промывкой, без сопел (с двумя цилиндрическими промывочными отверстиями). Оси промывочных отверстий отклоняются от продольной оси долота под углом  $15^\circ$  и  $20^\circ$  в долотах диаметрами соответственно 76–132 и 140–161 мм. В поперечном (горизонтальном) сечении их проекции наклонены к оси симметрии под углом  $60^\circ$ .

Указанные долота выпускают следующих моделей: 2Л76М, 2Л76МС, 2Л93М, 2Л93МС, 2Л97М, 2Л97МС, 2Л112М, 2Л112МС, 2Л118М, 2Л118МС, 2Л132М, 2Л132МС, 2Л140М, 2Л140МС, 2Л151М, 2Л151МС, 2Л161М и 2Л161МС.

В приведенных цифрах сочетание 2Л обозначает разновидность долота (двухлопастное), далее цифрами обозначен номинальный диаметр в милли-

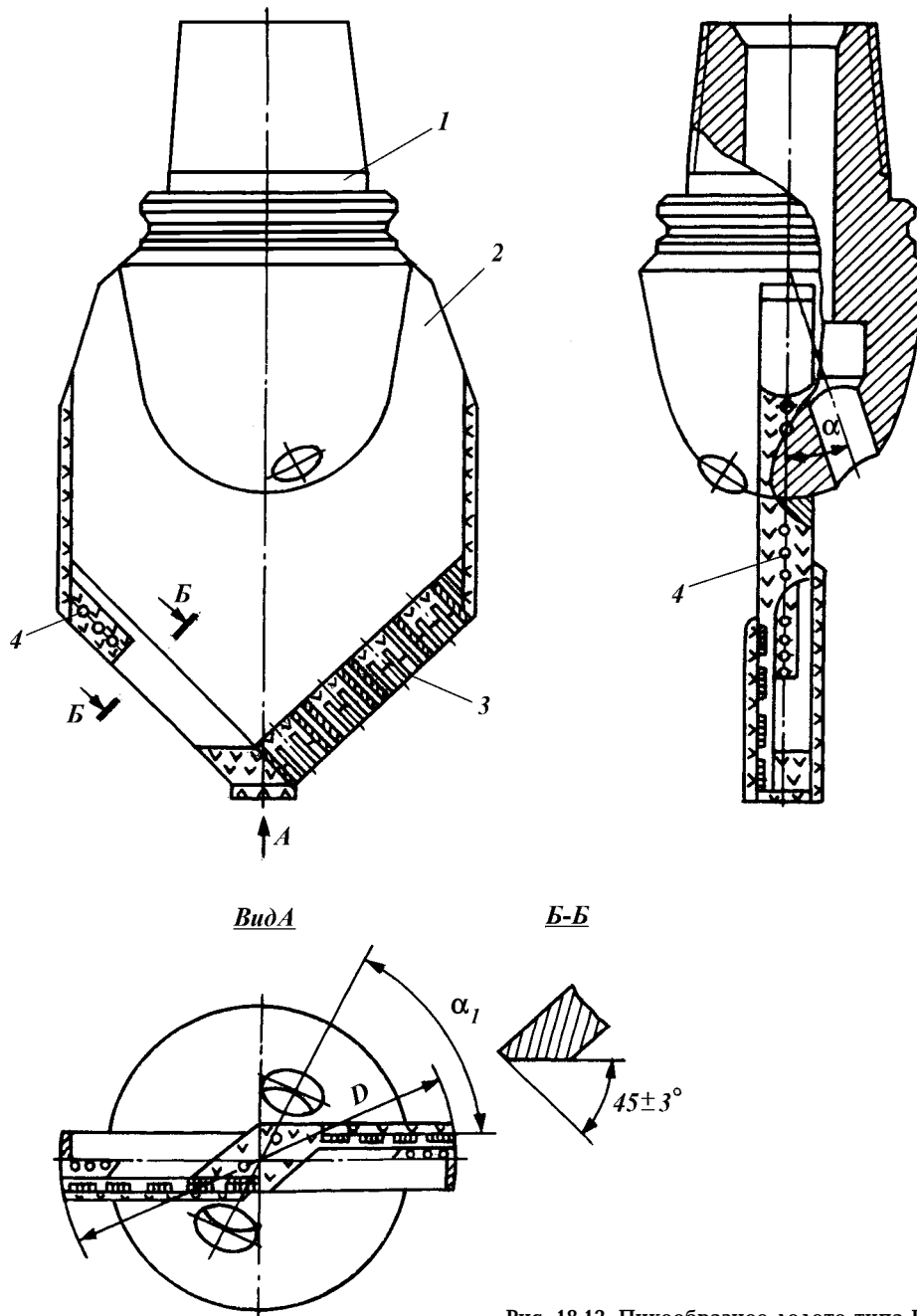


Рис. 18.12. Пикообразное долото типа Р

метрах (например, 76, 93 и т.д.) и в конце шифра буквами М или МС указан тип долота.

ОСТ 26-02-1282 – 75 предусматривает изготовление двухлопастных долот типов М и МС 14 малых размеров – диаметрами от 76 до 165,1 мм. До-

долота разновидности 3Л (трехлопастные), так же, как и двухлопастные, выпускают двух типов — М и МС. Особенности долот каждого из этих типов такие же, как и у долот разновидности 2Л, т.е. режущие кромки лопастей у долота типа М армированы релитом, а у долота типа МС — твердосплавными пластинами.

Долота обоих типов изготавливают только сварной модификации, т.е. с приваренными к корпусу лопастями. По конструкции промывочного устройства они могут быть выполнены с соплами (струйными или гидромониторными) либо без сопел.

Долота разновидности ЗИР (см. рис. 18.10) изготавливают только типа МСЗ — для мягких и среднемягких абразивных пород. Они имеют такое же количество лопастей, как долота 3Л, однако формы их выполнения и армирования существенно различаются.

Долота разновидности БИР (см. рис. 18.11) выпускают только типа С — для бурения средних пород. Эти долота в отличие от предыдущих оснащены, помимо трех основных, тремя укороченными боковыми лопастями, армированными твердосплавными штырями и релитом примерно таким же образом, как и основные лопасти. Главное назначение этих лопастей — усиление калибрующей способности долота, что обеспечивается большим количеством штырей на боковых поверхностях основных лопастей. При сопоставлении рис. 18.10 и 18.11 можно заметить, что форма выполнения основных лопастей у долота БИР несколько иная, чем у долота ЗИР. Так, сужение лопастей от периферии к оси долота и выполнение тыльной поверхности выражено более четко у долот БИР, чем у долот ЗИР.

Долота разновидности П, т.е. пикообразные или однолопастные, часто называют долотами специального назначения, так как в отличие от других они разбуривают не забой скважины, а главным образом цементные пробки и металлические детали низа обсадных труб (тип Ц) или стенки скважины при расширении ее ствола (типа Р).

Долота обоих типов выполняются с круглым корпусом 1 (см. рис. 18.12) и заостренной (под углом около  $90^\circ \pm 1^\circ 45'$ ) пикообразной лопастью 2. Рабочая кромка лопасти скошена под углом  $45^\circ$  и армирована с набегающей стороны релитом и твердосплавными платами 3. Сверху наносят защитное чугунное покрытие. Тыльную сторону рабочей кромки, согласно ТУ 26-02-675–75, также покрывают чугуном.

Долота типа Р отличаются от долот типа Ц армированием боковых калибрующих поверхностей лопасти твердосплавными штырями 4 и релитом (см. рис. 18.12). Эти поверхности являются рабочими, разрушающими и калибрующими стенки скважины при расширении ее ствола.

Долота типа Ц выпускают в соответствии с ТУ 26-02-675–75 следующих моделей: ПЦ97, ПЦ112, ПЦ118, ПЦ140, ПЦ151, ПЦ161, ПЦ190, ПЦ295,3 (ПЦ295), ПЦ320, ПЦ370 и ПЦ444,5 (ПЦ445).

Изготавливают следующие модели долота типа Р — ПР118, ПР132, ПР140, ПР151, ПР161, ПР190, ПР295,3 (ПР295), ПР320, ПР370 и ПР445,5 (ПР445).

### 18.3. ФРЕЗЕРНЫЕ ДОЛОТА

Фрезерные долота характеризуются более простой конструкцией, 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 металлических и твердосплавных обломков, 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.

#### 18.4. 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, 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 могут быть выполнены цельноковаными 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, – меньшей стоимостью и поршневанием, лучшей проходимость 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 ИСМ (рис. 18.13) по внешнему виду и конструкции похоже на долото БИР (см. рис. 18.11), 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 1, 2 и 3 (рис. 18.13, б) сходятся вместе по общей оси долота и привариваются к составному корпусу 4 в специальных пазах. Дополнительные (стабилизирующие) лопасти 5 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 6 (с плоской рабочей головкой, не выступающей за поверхность лопасти), которые запрессовываются и по боковым поверхностям основных лопастей. Поэтому дополнительные лопасти

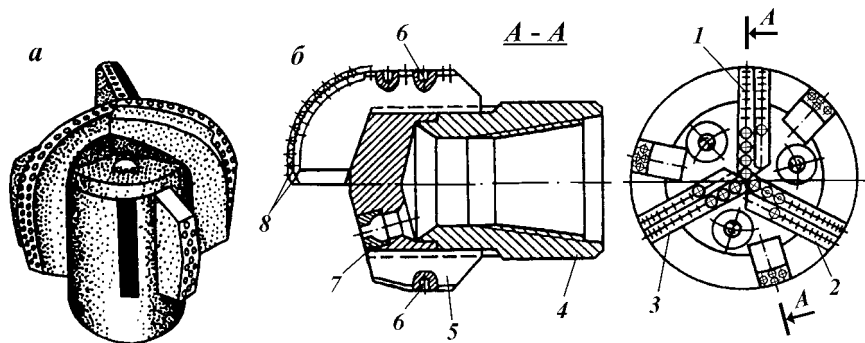


Рис. 18.13. Режущее долото ИСМ первой модификации:  
*a* – без сопел; *б* – с соплами

не только обеспечивают стабилизацию и уравнивание долота в стволе скважины, но и способствуют росту общей калибрующей поверхности долота по диаметру.

Вставки *8*, оснащенные славутичем, выполняют с цилиндрической боковой поверхностью и полусферической (для торца основной лопасти) и плоской (для калибрующей поверхности лопасти) рабочими головками. Сопла *7* изготавливают 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 показано на рис. 18.14, *б*. Оно отличается одним широким центральным промывочным отверстием, разделенным лопастями на три сектора.

Струйная модификация по промывке отличается от первой соплами, которые смонтированы и закреплены (с помощью пайки) в боковых каналах, просверленных в корпусе долота (см. рис. 18.13, *б*).

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

Долота с обычной («сводовой») промывкой (преимущественно вторая модификация по промывке) выпускаются девяти размеров по диаметрам

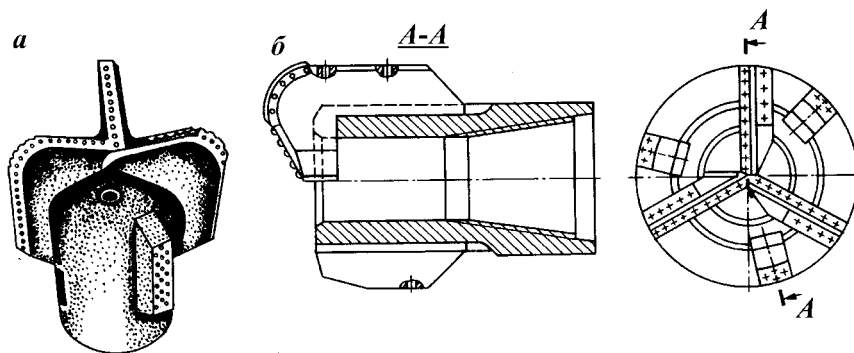


Рис. 18.14. Режущее долото ИСМ второй модификации с узким (*a*) и широким (*б*) промывочным отверстиями

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.

Пример обозначения режущего долота: ИСМ 188-РГ-10, где ИСМ – вид долота, 188 – номинальный диаметр по калибрующей части в мм, Р – разновидность долота (режущее), Г – модификация (гидромониторная промывка), 10 – порядковый номер конструкции.

Торцовые долота ИСМ (рис. 18.15) предназначены для бурения и забуривания нового ствола, но могут быть использованы и при ликвидации аварий. Внешне они похожи на фрезерные долота. Торцовые долота ИСМ изготавливают с полным цилиндрическим корпусом 2, верхняя часть которого выполняется в виде муфтовой присоединительной головки, а нижняя (вогнутая) – с расширением снаружи и коническим (в виде воронки) внутренним вырезом, армированным вставками 1 из славутича. Этими же вставками защищается боковая поверхность конца долота.

В центральной части торца просверлены промывочные каналы 5, выходящие в радиальные канавки 4, разделяющие рабочую торцовую поверхность на сектора и соединяющиеся с боковыми пазами 3. Такая система очистки обеспечивает хорошее охлаждение рабочей поверхности долота и удаление из-под нее шлама.

Корпус долот рассматриваемой разновидности изготавливают из того же материала, что и корпуса других долот ИСМ. Форма и технология закрепления вставок 1 также не отличаются от описанной выше.

Истирающие долота ИСМ производят на забое скважины микрорежущее действие. Они предназначены для бурения глубоких нефтяных, газовых и разведочных скважин в осадочных малоабразивных породах.

Для армирования торцовых поверхностей истирающих долот типа ИСМ применяют вставки из славутича, рабочая поверхность которых выполнена округлой. Толщина слоя славутича в этой вставке достигает 7–8 мм.

Число лопастей в истирающем долоте определяют в каждом конкретном долоте исходя из его диаметра, назначения и условий бурения. Долота

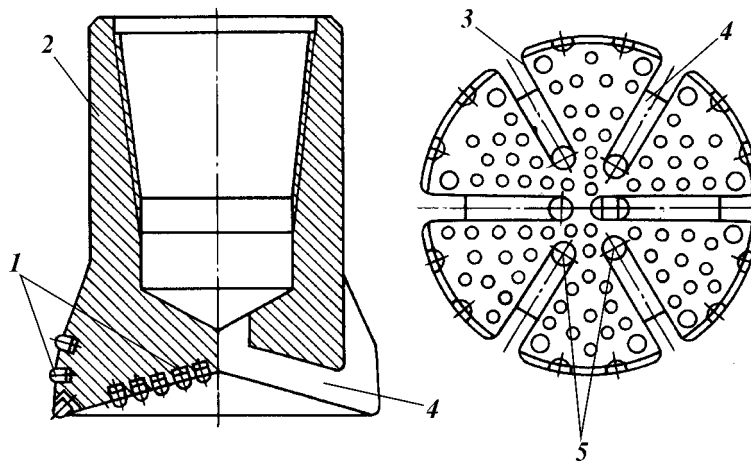


Рис. 18.15. Торцовое долото ИСМ

ИСМ диаметром 105–188 мм изготавливают преимущественно пятилопастными, диаметром 212 мм – шестилопастными, а диаметрами 243–392 мм – семи- и девятилопастными.

Долота рассматриваемой разновидности выпускают трех типов: М (для бурения мягких пород), МС (для разбуривания среднемягких пород) и С (для бурения средних пород). Долота разных типов отличаются в основном содержанием славутича, формами и размером вставок, количеством и формой выполнения рабочих органов.

По форме выполнения рабочих органов истирающие долота ИСМ могут быть изготовлены одной из двух модификаций: радиальными (рис. 18.16, а) либо секторными (рис. 18.16, б).

Долота первой модификации применяют преимущественно при турбинном бурении скважин глубиной 3000 м и более. Они имеют выступающую удлиненную биконическую форму корпуса и его рабочей поверхности с пятью – десятью ребристыми продольными рабочими органами, выступающими в радиальном направлении. Эти органы разделены продольными пазами примерно такой же длины и ширины. Такая форма выполнения долота резко уменьшает эффект поршневания при спускоподъемных операциях и способствует повышению удельной нагрузки на забой и увеличению механической скорости проходки, что особенно важно при разбуривании глубокозалегающих пластов. Нижняя часть (внутренний и наружный конусы) рабочей поверхности армируется обычно славутичем с закругленной головкой.

Долота второй модификации (секторные) применяют как при турбинном, так и при роторном способе бурения. Они характеризуются укороченной формой рабочей части (головки), наличием гидромониторных насадок 5 и разделением режущей поверхности узкими промывочными пазами 6 (см. рис. 18.16, б) на рабочие органы в виде секторов. На боковой поверхности каждого рабочего органа предусмотрен широкий проем 4.

Секторные долота имеют комбинированное вооружение. Их наружный ступенчатый конус оснащен вставками 2 с клиновидной рабочей головкой, а внутренний гладкий конус и закругленный промежуточный участок – вставками 1 с круглой рабочей головкой. Такое вооружение применяют в долотах, предназначенных для бурения пород перемежающейся твердости.

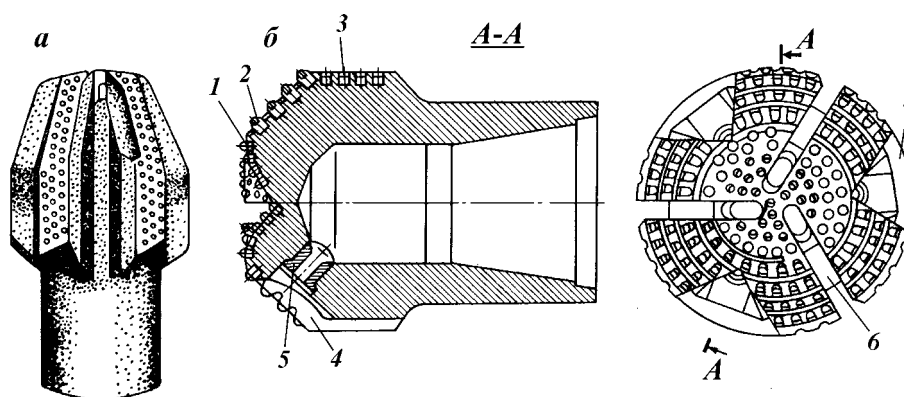


Рис. 18.16. Истирающие долота



Боковая поверхность секторного долота в зависимости от степени абразивности разбуриваемых пород армируется или твердосплавными штырями 3, или вставками со славутичем, причем содержание славутича тем больше, чем выше степень абразивности пород.

## 18.5. 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, именуемой карбонадо (абразивные технические алмазы), или черным алмазом, которые характеризуются меньшей твердостью, но значительно большей вязкостью, что в условиях бурения чрезвычайно важно.

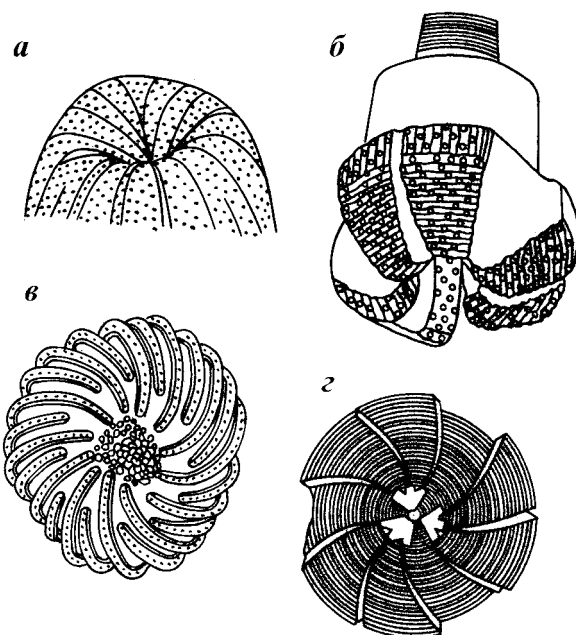
Технические показатели алмазных долот во многом зависят от качества и размеров алмазов. Качество определяют группой и категорией, а размер — числом камней на 1 кар (0,2 г). Работоспособность алмазного долота в наибольшей степени, чем инструмента любого вида, зависит от чистоты ствола и забоя и качества 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 специальной 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 твердых абразивных пород должна быть наиболее износостойкой. В мягких и средних породах матрица изнашивается мало, вследствие чего в долотах, предназначенных для бурения этих пород, материал для матрицы используется не слишком износостойким.

По форме и направлению пазов, канавок, рабочих органов и всей рабочей части выделяют три разновидности алмазного долота: радиальную (рис. 18.17, а), ступенчатую (рис. 18.17, б) и спиральную (рис. 18.17, в). Выделяются также и другие, преимущественно комбинированные разновидности.

По размещению алмазов в матрице различают две разновидности долот: однослойную (рис. 18.17, а–в) и многослойную (рис. 18.17, з), т.е. с импрегнированными алмазами. Однослойные долота получают при однослойной укладке относительно крупных алмазов в графитовую прессформу, 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



**Рис. 18.17. Разновидности алмазных долот:**

*а* – однослойное радиальное биконическое долото МЗ11; *б* – ступенчатое; *в* – спиральное ТВ573; *з* – импрегнированное ТВ54

карбида вольфрама и другими компонентами матрицы перед спеканием долота.

Размеры алмазных долот так же, как и долот ИСМ, по номинальному диаметру несколько уменьшены (обычно на 2 мм) 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.

В РФ 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 тороидально-ступенчатой формы. Алмазы для армирования этого долота относительно крупные, не низкого (XXXIV группы) качества. Такие долота выпускают пяти размеров и пяти моделей: ДК188М6, ДК212Ш, 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 одно-

слойными (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 и 188 мм. Они оснащаются техническими алмазами ХВ6 группы второго класса.

Импрегнированные долота типа С характеризуются толстым (7–8 мм) рабочим слоем матрицы, перемешанной с овализированными алмазами ХХХIV 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 изготавливают четырех диаметров – 140, 159, 188 и 212 мм. Выпускают две модели долот диаметром 140 мм (ДР140СТ1): с алмазами ХВ6 группы I категории (для наиболее тяжелых условий бурения) качества и алмазами той же группы, но II категории качества. Долота остальных размеров изготавливают только с алмазами ХВ6 группы II категории качества и выпускают под шифрами ДР159СТ1, ДР188СТ1 и ДР212СТ1.

Долота второго класса изготавливают с искусственными алмазами марки СВИ-П: синтетические, ВНИИТС (автор технологии) светлые (прозрачные), прочные. Эти алмазы несколько уступают природным 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 изготавливают с прямыми радиальными лопастными рабочими органами и выполняют со ступенчатой формой рабочей головки. Они выпускаются пяти размеров моделей ДКС138С, ДКС188С6, ДКС212С6, ДКС267С6. Литера С в середине шифра свидетельствует о том, что алмазы в долотах синтетические.

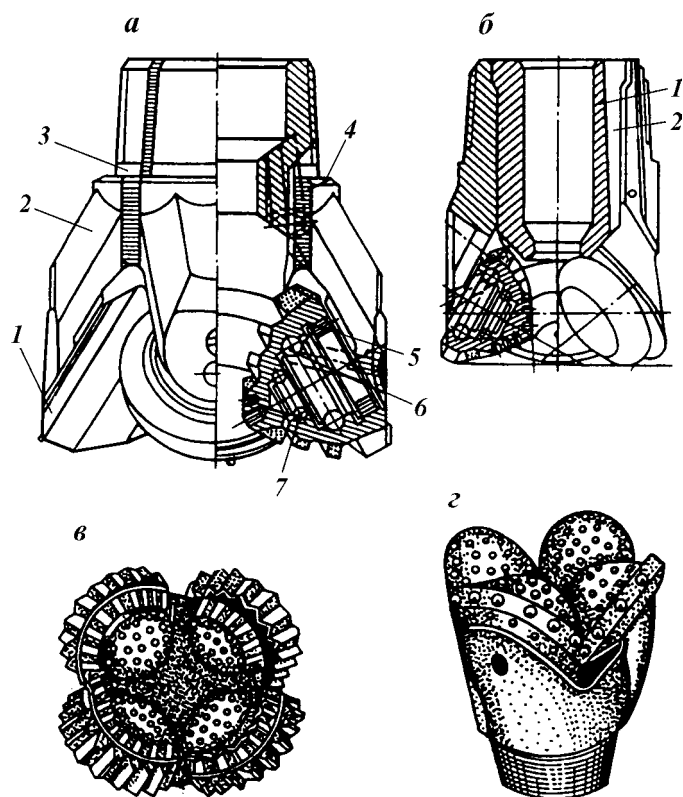
Однослойные радиальные (лопастные) долота изготавливают с прямыми радиальными лопастными рабочими органами, привариваемыми к корпусу долота в процессе изготовления последнего. Такие долота выпускают трех размеров и трех моделей: ДЛС188С1, ДЛС212С1 и ДЛС267С1.

Импрегнированные ступенчатые долота по конструкции аналогичны однослойным долотам разновидности ДК и характеризуются закругленными тороидальными ступеньками, импрегнированными дроблеными 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 одного размера – модель ДЛСМ212С3.

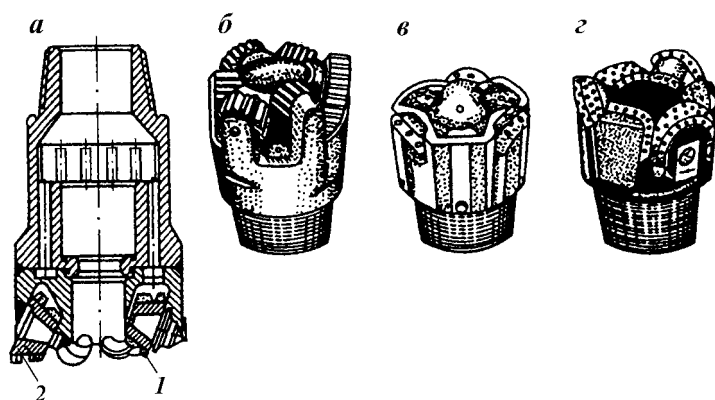
## 18.6. ШАРОШЕЧНЫЕ БУРИЛЬНЫЕ ГОЛОВКИ

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.



**Рис. 18.18. Шарошечные бурильные головки:**  
*a* – 1ВК295СТ; *б* – ДВК; *в* – 2ВК214/60СТ; *г* – 2ВК214/60ТКЗ

Как все шарошечные инструменты, бурильные головки эффективно разрушают горные породы широкого диапазона буримости, твердости и абразивности; в меньшей степени, чем лопастные, подвержены уменьше-



**Рис. 18.19. Шестишарошечные бурильные головки:**  
*a* – румынская; *б* – 21ВК190/80СТ; *в* – 10НК190/80СТЗ; *г* – 20НК190/80К; 1 – зубцы; 2 – шарошки

нию диаметра и по сравнению с инструментом ИСМ и алмазным имеют невысокую стоимость.

На рис. 18.18, *а* показаны основные узлы и элементы шарошечной бурильной головки. Она состоит из шарошек 1, лап 2, присоединительной резьбовой головки 3, промывочного устройства 4 и узла опоры, включающего подшипники 5–7.

Шарошки в бурильной головке могут быть коническими, одно-, двух- или трехконусными (рис. 18.18, *а, б*), в виде усеченного конуса (рис. 18.19, *а*), цилиндрическими (рис. 18.20), сферическими (рис. 18.21, *а*) и чечевицеобразными (рис. 18.21, *б*). Бурильная головка может быть выполнена с одним рабочим органом – шарошкой (см. рис. 18.21, *а*), с тремя (см. рис. 18.21, *б*), четырьмя (см. рис. 18.18), шестью (рис. 18.19), восемью (см. рис. 18.20) 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, в основном шарикоподшипник. Шарошки могут быть установлены как на цапфах лап (см. рис. 18.18, *а, б*), так и на осях.

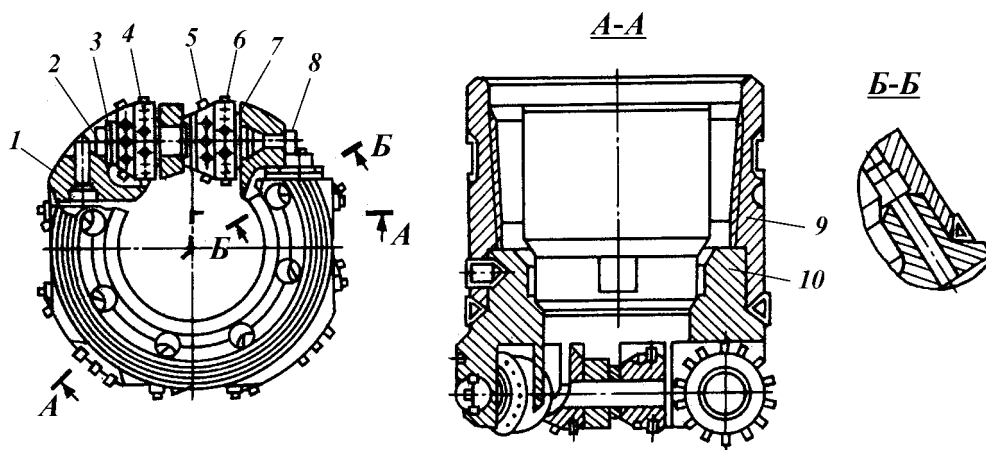


Рис. 18.20. Бурильная головка 17НК187,3/80С3

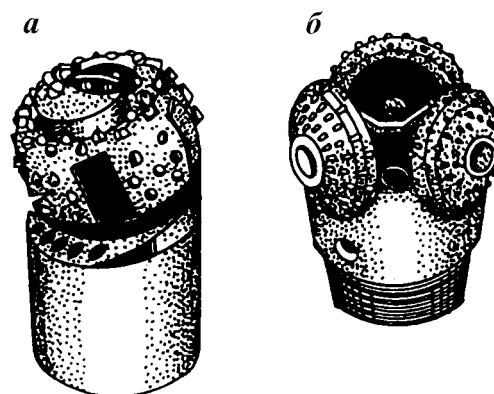


Рис. 18.21. Бурильные головки: *а* – одношарошечная 6ВК190/80С3; *б* – трехшарошечная

В конструкциях, изображенных на рис. 18.18 и 18.21, одна и та же шарошка кроме разрушения кольцевого забоя формирует керн и стенку скважины. В конструкциях, показанных на рис. 18.19, одни шарошки (см. рис. 18.19, а) расположены ближе к оси долота, обуривают керн и разрушают прилегающую к нему центральную часть забоя, а другие (см. рис. 18.19, б) обращены к периферии, разбуривают наружную зону забоя и калибруют ствол скважины. Поэтому первые называют внутренними и кернообразующими шарошками, а вторые — наружными и скважинообразующими.

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

Лапы 2 (см. рис. 18.18, а) с шарошками 1 часто образуют отдельные секции бурильной головки, собираемые на штифтах и свариваемые вместе с образованием при этом присоединительной головки 3. Но бывают бурильные головки с литым цилиндрическим корпусом (см. рис. 18.19).

Промывочное 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 (см. рис. 18.18, б). Выходные промывочные отверстия обычно располагаются 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 (см. рис. 18.21, а) 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. 18.21, б) разработаны во ВНИИБТ. В настоящее время они выпускаются серии БВК только второго (с твердосплавным вооружением) класса и одного типа СЗ.

Бурильные головки СЗ предназначены для бурения скважин кольцевым забоем в средних и среднетвердых породах малой и средней абразивности (известняки и др.).

Описанные бурильные головки изготавливают следующих моделей: 6ВК190/80СЗ, 6ВК214/80СЗ, 6НК187,3/80СЗ.

Четырехшарошечные бурильные головки выпускаются двух классов: третьего — с комбинированным вооружением и второго — со штыревым вооружением. Бурильные головки с комбинированным вооружением шарошек изготавливают 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 1ВК295СТ (см. рис. 18.18, а).

Они выполняются секционными и могут применяться как в турбинном, так и в роторном бурении соответственно со съёмными 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 фрезерованным 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 (см. рис. 18.18, в) и 2ВК269,9/60СТ, приспособленных для бурения со съёмной грунтоносной 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 изготавливают серии 2ВК двух моделей: 2ВК190/40ТКЗ и 2ВК214/60ТКЗ (см. рис. 18.18, г). 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 у бурильных головок типа СТ той же серии 2ВК.

Пятишарошечные бурильные головки в настоящее время изготавливаются 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 этой разновидности со стальным (фрезерованным) вооружением (т.е. первого класса) изготавливают одного типа СТ — для среднетвердых пород. В массовом производстве пока находятся бурильные головки только двух моделей: 21ВК190/80СТ (см. рис. 18.19, б) и 21ВК214/80СТ.

Восьмишарошечные бурильные головки выпускают одного типа — МЗС. 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 изготавливают серии 17 (см. рис. 18.20). Бурильная головка этой серии состоит из корпуса 10, приваренной к нему муфты 9 (или ниппеля) и шарошек 4 и 7, смонтированных в пазах корпуса 10 попарно на четырех осях 2. Три оси выполнены с запорным хвостовиком 1, удерживающим другую (перпендикулярную к хвостовику) ось от выпадения, а четвертая, собираемая последней, запирается винтом 8. Наружная поверхность шарошки состоит из цилиндрической и конической частей. Цилиндрическая часть оснащена твердосплавными зубками 6 с клиновидной головкой, ориентированной своим лезвием под углом  $45^\circ$  к образующей цилиндра таким образом, что зубки на наружной 4 и внутренней 7 шарошках направлены в разные стороны. Коническая часть шарошки вооружена подрезными зубками 5, служащими для калибровки керна (шарошки 7) и скважины (шарошка 4) и перекрывающими забой между основными зубками 6. Шарошка 4 упирается своим торцом в шайбу 3, 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 изготавливается двух моделей: 17НК187,3/80МСЗ (см. рис. 18.20) и 17ЕК212,7/80МСЗ.

### 18.7. ЛОПАСТНЫЕ И ФРЕЗЕРНЫЕ ТВЕРДОСПЛАВНЫЕ БУРИЛЬНЫЕ ГОЛОВКИ

Лопастные бурильные головки (рис. 18.22, *a*) 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

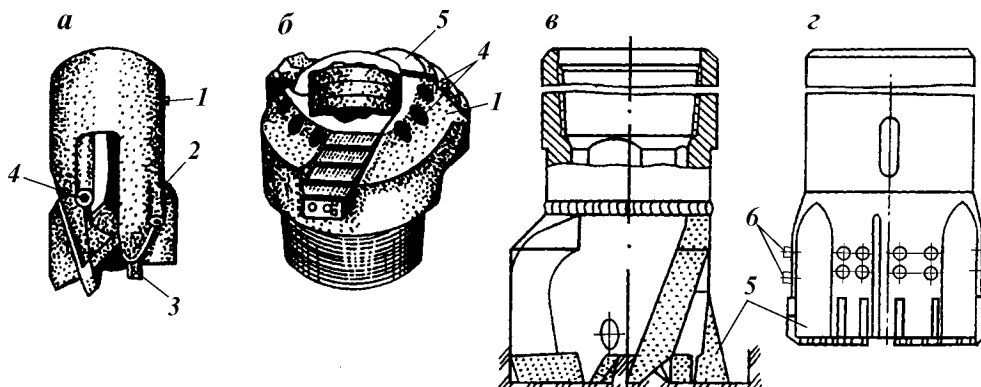


Рис. 18.22. Лопастные и фрезерные бурильные головки: *a* – бурильная головка фирмы «Эй-Уан Бит энд Тул»; *б* – бурильная головка 11НК187/80МИ; *в, г* – бурильные головки, выпускаемые в Румынии; 1 – корпус; 2 – лопасти; 3 – резцы; 4 – промывочные сопла; 5 – твердосплавные режущие инструменты; 6 – боковые промывочные сопла



узкая область применения, возможное уменьшение диаметра скважины и др.

В состав бурильной головки входят корпус 1, составляющие с этим корпусом, единое целое (обычно приварные) лопасти 2 и резцы 3, а также промывочные сопла 4. Рабочие поверхности лопастей 2 и режущие кромки резцов 3 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 (рис. 18.22, б).

Бурильные головки, изображенные на рис. 18.22, в, г, 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 РФ выпускаются лопастные бурильные головки только одной разновидности (см. рис. 18.22, б), 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.

## 18.8. 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, расположения алмазов и промывочных канавок они имеют много общего с алмазными долотами. Поэтому указанные бурильные головки могут быть классифицированы на те же два клас-

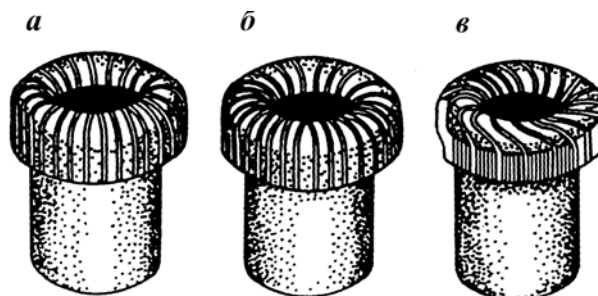


Рис. 18.23. Алмазные бурильные головки основных разновидностей:  
а – С20; б – С23; в – С22

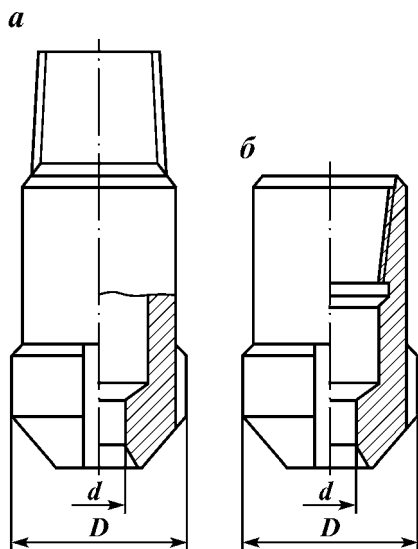
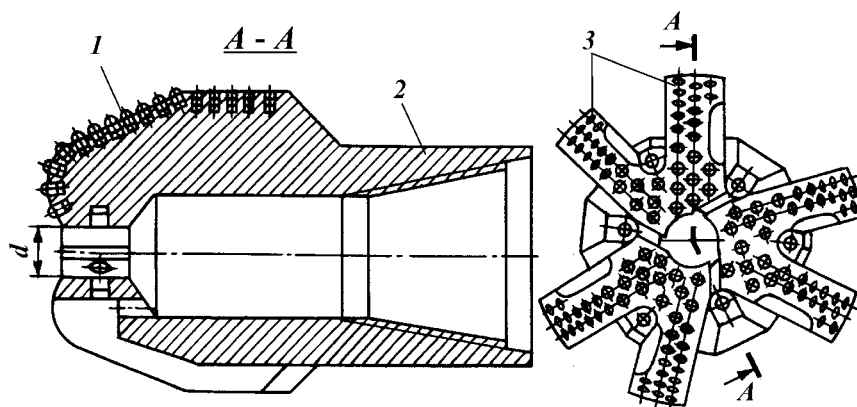


Рис. 18.24. Отечественные алмазные бурильные головки:

*a* – для колонковых снарядов со съемным керноприемником; *б* – для снарядов с несъемным керноприемником; *D* – номинальный наружный диаметр бурильной головки; *d* – диаметр кернообразующего отверстия

Рис. 18.25. Бурильная головка ИСМ



са – с природными и искусственными (синтетическими) алмазами и примерно на те же основные разновидности: радиальную (рис. 18.23, *a*), радиально-ступенчатую (рис. 18.23, *б*) и спиральную (рис. 18.23, *в*). 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.

Бурильные головки первого класса (с природными алмазами) изготавливаются трех разновидностей: однослойные радиальные, однослойные ступенчатые и импрегнированные.

Бурильные головки для колонковых снарядов со съемным керноприемником (грунтоносной) изготавливаются с ниппельной наружной присоединительной резьбой (рис. 18.24, *a*), а бурильные головки для колонковых снарядов с несъемным керноприемником – с муфтовой внутренней резьбой (рис. 18.24, *б*).

Бурильные головки ИСМ, вооруженные вставками со сверхтвердым

материалом славутич, выпускаются в настоящее время одной и той же разновидности (рис. 18.25) и одного типа МС (для бурения с отбором керна в среднемягких породах).

Эти бурильные головки армируют вставками 1 со славутичем по наружной рабочей поверхности шести лопастевидных рабочих органов 3, составляющих единое целое с продолговатым полым корпусом 2, а также по внутренней центральной части, формирующей керн.

## 18.9. 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 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 бурового раствора, производят на него минимальное разрушающее воздействие и т.п.

По принципу работы и конструктивным особенностям керноприемные устройства распределяются на следующие разновидности: Р1, Р2 — для ротационного 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 (грунтоносной), изолированным от потока бурового раствора и вращающимся вместе с корпусом снаряда. К устройствам этого типа относится колонковый снаряд «Недра» (рис. 18.26, а).

Устройства второго типа изготавливают с невращающимся керноприемником, подвешенным на одном или нескольких подшипниках, и с надежными кернорвателями и кернодержателями. К устройствам этого типа относятся керноотборные снаряды СК164 (рис. 18.26, б) 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 изготавливают всех трех типов, а остальные разновидности — одного-двух типов.

В СНГ в настоящее время изготавливают серийно керноприемные устройства разновидностей Р2, Т1 и Т2 (ГОСТ 21949—76 предусматривает выпуск устройств только Р1, Т1 и Т2). Разновидность Р2 выпускают двух типов.

Керноприемное устройство Р2 первого типа производится в единст-

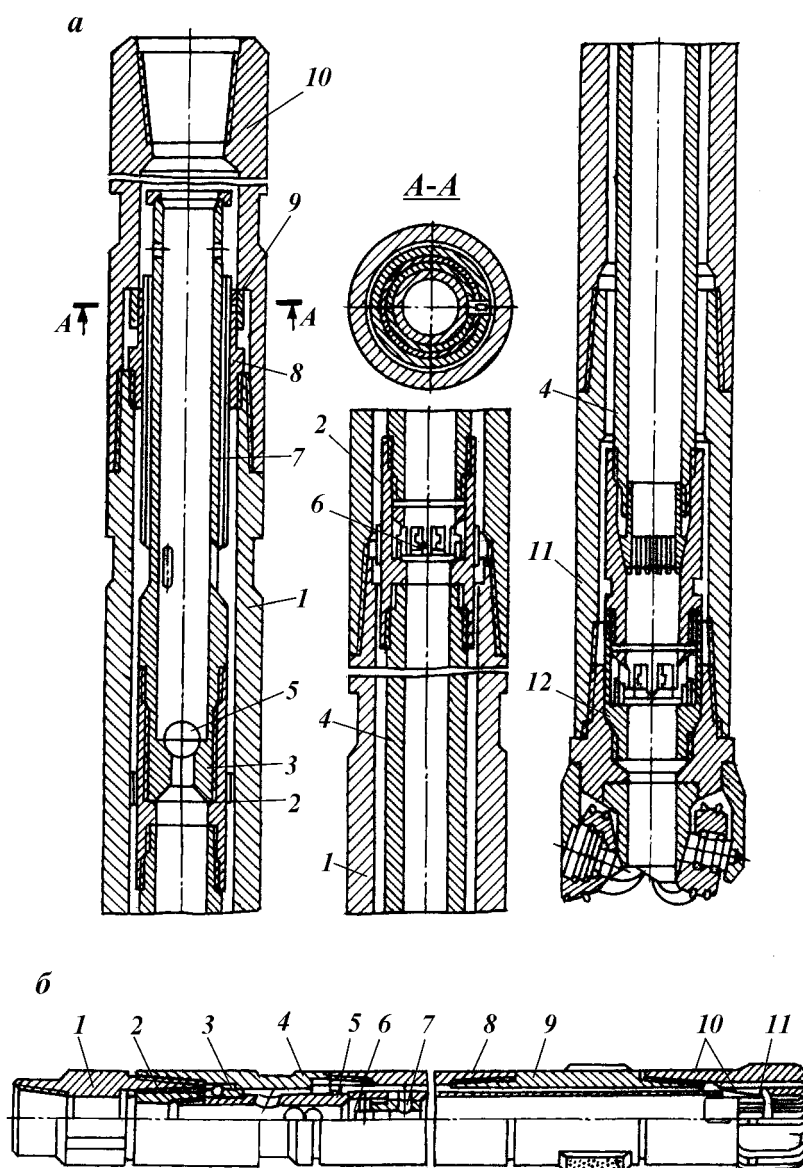


Рис. 18.26. Кернаприемные устройства:  
*a* – снаряд «Недра» КД11М-190/80; *б* – СК164/80

венной модификации – в виде снаряда «Недра» одной модели КД11М-190/80 – для отбора керна диаметром 80 мм.

Колонковый снаряд «Недра» (разработан во ВНИИБТ) состоит из двух, трех или более секций длиной по 5 м. В его состав входит корпус 1 (см. рис. 18.26, *a*), верхний 10 и нижний 11 переводники и грунтоноса 4, собранная, как и корпус, из нескольких секций, соединенных муфтой-центриратором 2. В последней смонтирован кернодержатель 6, а в нижней части грунтоноса – комплект кернорвателей 12. Верхняя часть грунто-

носки включает узел подвески с винтом 7, гайкой 8 и фиксатором 9 и обратный клапан, состоящий из сменного гнезда-седла 3 и шара 5.

Снаряд «Недра» благодаря теоретически неограниченному числу 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) изготавливается модели СК164/80 (Павловский машиностроительный завод им. Мясникова), т.е. с корпусом наружным диаметром 164 мм и керноприемным отверстием диаметром 80 мм. Этот снаряд состоит из верхнего 1 и нижнего 9 переводников (см. рис. 18.26, б), контрвтулки 2, радиально-упорного шарикового подшипника 3, головки 4, полого шпинделя 5, обратного клапана 6, керноприемника 7 (грунтоноски), трубчатого корпуса 8, башмака 10 и цангового кернорвателя 11. При отборе керна в мягких породах цанговый кернорватель заменяется лепестковым. Шариковый подшипник 3 обеспечивает свободное вращение головки 4 и корпуса 8 относительно шпинделя 5 и навинченного на этот шпиндель почти не вращающегося в процессе бурения керноприемника 7. Шарик обратного клапана 6 забрасывается в снаряд по бурильным трубам после промывки непосредственно перед бурением. Он закрывает полость керноприемника 7 от попадания в нее бурового раствора.

Снаряд СК выпускается двухсекционным. Он может быть изготовлен с одной или тремя секциями и 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 для керна 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 изготавливается колонковый шпиндель (ШУК172), 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.

## 18.10. РАСШИРИТЕЛИ

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

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

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

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.

Применяют два вида расширителей: шарошечные и лопастные (преимущественно в мягких породах). В связи с ростом 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 РФ организовано серийное производство трехшарошечных расширителей-калибраторов одного типа РШ, семи размеров, диаметрами 243–490 мм для нефтяных и газовых скважин.

## 18.11. КАЛИБРАТОРЫ-ЦЕНТРАТОРЫ

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

Рассматриваемый инструмент подразделяют 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 УВТ.

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 быть порядка одного-двух диаметров 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. Намного более значительные различия отмечаются по видам, типам, 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 плашечный, спиральный лопастный и роликовый.

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

Планочные калибраторы армируют синтетическими алмазами, славутичем или твердым сплавом. В первом случае калибраторы выпускаются одной серии (ИТС), одного типа (С), двух модификаций (С2 и С3), трех моделей: СТС188С3, СТС212С3 и СТС292С2. Они применяются 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 марки СВС-П, а средний участок – мелкими твердосплавными вставками с плоской рабочей головкой.

Планочные калибраторы, оснащенные славутичем, выполняются двух моделей: ИСМ188К и ИСМ212К. Они применяются при бурении с долотами ИСМ.

Спиральные (лопастные) калибраторы изготавливают 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. Калибраторы 10КС выпускаются двух моделей: 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 изготавливаются со сменной муфтой. Выпускают одну модель этих калибраторов – 11КС295,3СТК.

# 19

ГЛАВА

## БУРИЛЬНЫЕ ТРУБЫ. РАСЧЕТ БУРИЛЬНЫХ КОЛОНН

Из бурильных труб составляют бурильную колонну, функциональное назначение которой состоит в следующем:

передача вращения от ротора породоразрушающему инструменту (при роторном бурении);

передача неподвижному (замкнутому) столу ротора реактивного крутящего момента, который возникает при бурении скважины забойными двигателями;

создание осевой нагрузки на долото;

подача промывочного бурового раствора к забою скважины для очистки его от осколков разрушенной породы;

снабжение забойного гидравлического двигателя рабочим агентом (при бурении забойными двигателями);

обеспечение подъема керна на дневную поверхность и спуска различных приборов и инструментов в скважину;

выполнение аварийные работы в скважинах.

### 19.1. ВЕДУЩИЕ БУРИЛЬНЫЕ ТРУБЫ

На верхнем конце бурильной колонны расположена ведущая труба, предназначенная для передачи вращения от привода через ротор бурового станка бурильной колонне, состоящей из бурильных труб, замков и утяжеленных бурильных труб. На нижний конец бурильной колонны навинчено долото или другой инструмент. В отличие от бурильных труб, замков и УБТ ведущая труба, как правило, имеет форму квадратного, иногда шестигранного сечения. Другие формы сечений в нефтепромысловой практике применяются редко.

Ведущая труба также предотвращает реверсивное вращение бурильной колонны от действия реактивного момента забойного двигателя (турбобура, винтбура, электробура).

В практике бурения ведущие трубы применяются сборной конструкции, состоящие из трубы, верхнего и нижнего переводников, а также цельной (неразъемной). Ведущие трубы сборной конструкции изготавливаются в основном квадратного сечения, включают собственно трубу, верхний переводник ПШВ для соединения с вертлюгом и нижний переводник ПШН для присоединения к бурильной колонне.

Ведущие трубы сборной конструкции изготавливаются по ТУ 14-3-126 – 73 размерами 112×112, 140×140, 155×155 мм и по ТУ 14-3-755 – 78 размерами 65×65 и 80×80 мм.

Размеры и масса ведущих труб сборной конструкции приведены в табл. 19.1 и на рис. 19.1. На концах ведущей трубы нарезается трубная коническая резьба (профиль по ГОСТ 631 – 75) – правая на нижнем и левая на верхнем.

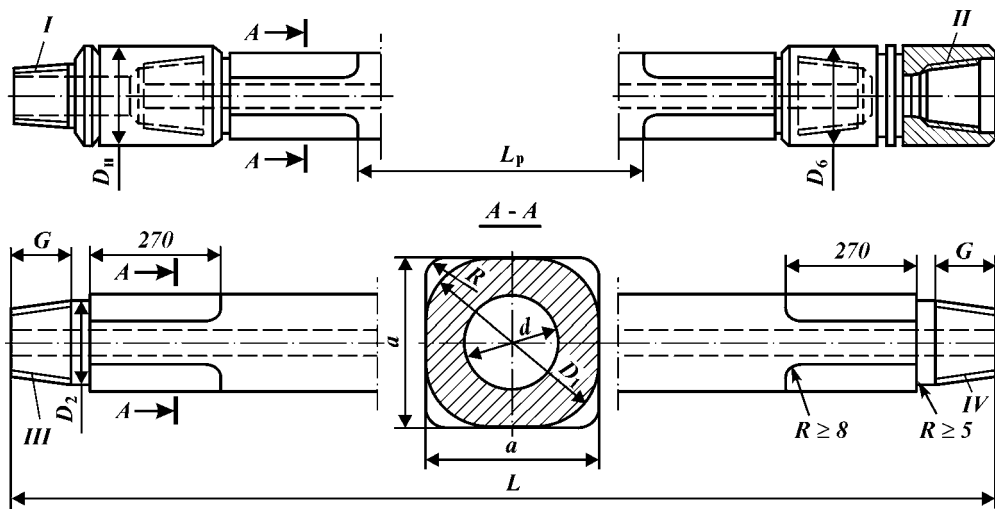
На нижний конец трубы навинчивается (горячим способом на пресовой посадке) переводник ПШН (рис. 19.2, а), а на верхний – переводник ПШВ (рис. 19.2, б).



Таблица 19.1

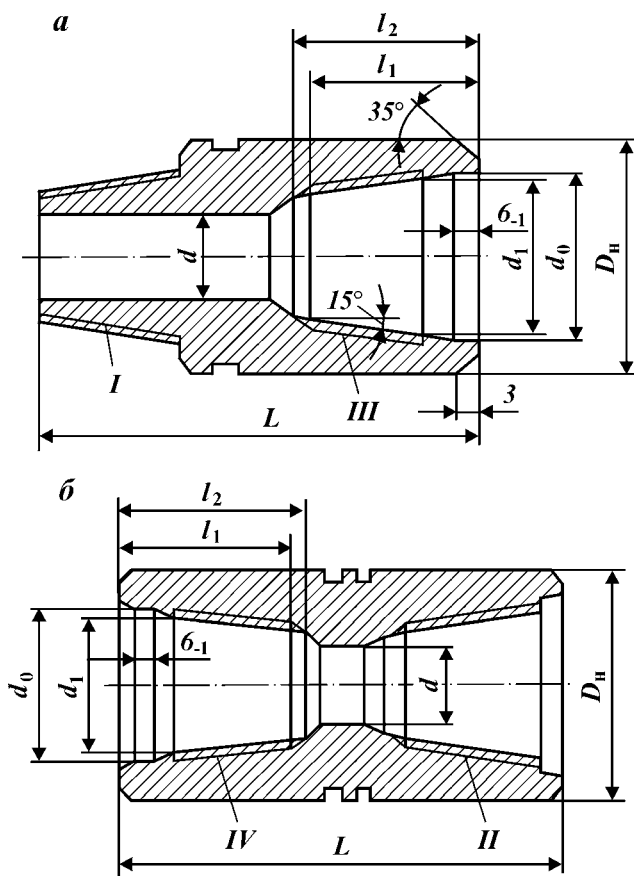
## Размеры и масса ведущих труб квадратного сечения сборной конструкции

| Условный размер трубы, мм | Сторона квадрата $a$ , мм | Диаметр канала $d$ , мм | Диаметр проточки под элеватор $D_1$ , мм | Диаметр цилиндрической проточки $D_2$ , мм | Длина резьбы $G$ (включая сбег), мм | Длина трубы, м, не менее |              | Замковая резьба переводников (ГОСТ 5286–75) |         | Наружный диаметр переводника, мм |         | Масса (теоретическая), кг  |             |         |
|---------------------------|---------------------------|-------------------------|--|--|-------------------------------------|--------------------------|--------------|---|---------|----------------------------------|---------|----------------------------|-------------|---------|
|                           |                           |                         |  |  |                                     | рабочей части $L_p$      | общая $L$    | верхнего                                    | нижнего | верхнего                         | нижнего | 1 м трубы без переводников | переводника |         |
|                           |                           |                         |  |  |                                     |                          |              |   |         |                                  |         |                            | верхнего    | нижнего |
| По ТУ 14-3-126–73         |                           |                         |  |  |                                     |                          |              |   |         |                                  |         |                            |             |         |
| 112                       | $112^{+5}_{-1}$           | $74 \pm 4$              | 114                                      | $110 \pm 0,5$                              | 95                                  | –                        | $13 - 2,5$   | –   | –       | –                                | –       | 65,6                       | –           | –       |
| 140                       | $140 \pm 2$               | $85 \pm 5$              | 141                                      | $135 \pm 0,5$                              | 105                                 | –                        | $14 + 2,5$   | –   | –       | –                                | –       | 106,6                      | –           | –       |
| 155                       | $155^{+2}_{-3}$           | $100 \pm 5$             | 168                                      | $150 \pm 0,5$                              | 120                                 | –                        | $14 + 2,5$   | –   | –       | –                                | –       | 124,3                      | –           | –       |
| По ТУ 14-3-755–78         |                           |                         |  |  |                                     |                          |              |   |         |                                  |         |                            |             |         |
| 65                        | 65                        | 32                      | 73                                       | 63   | 65                                  | 9,3                      | $10,0 + 2,5$ | 3-76Л                                       | 3-76    | 95                               | 95      | 27                         | 10          | 9       |
| 80                        | 80                        | 40                      | 89                                       | 75   | 75                                  | 9,3                      | $10,0 + 2,5$ | 3-88Л                                       | 3-88    | 108                              | 108     | 38                         | 12          | 12      |



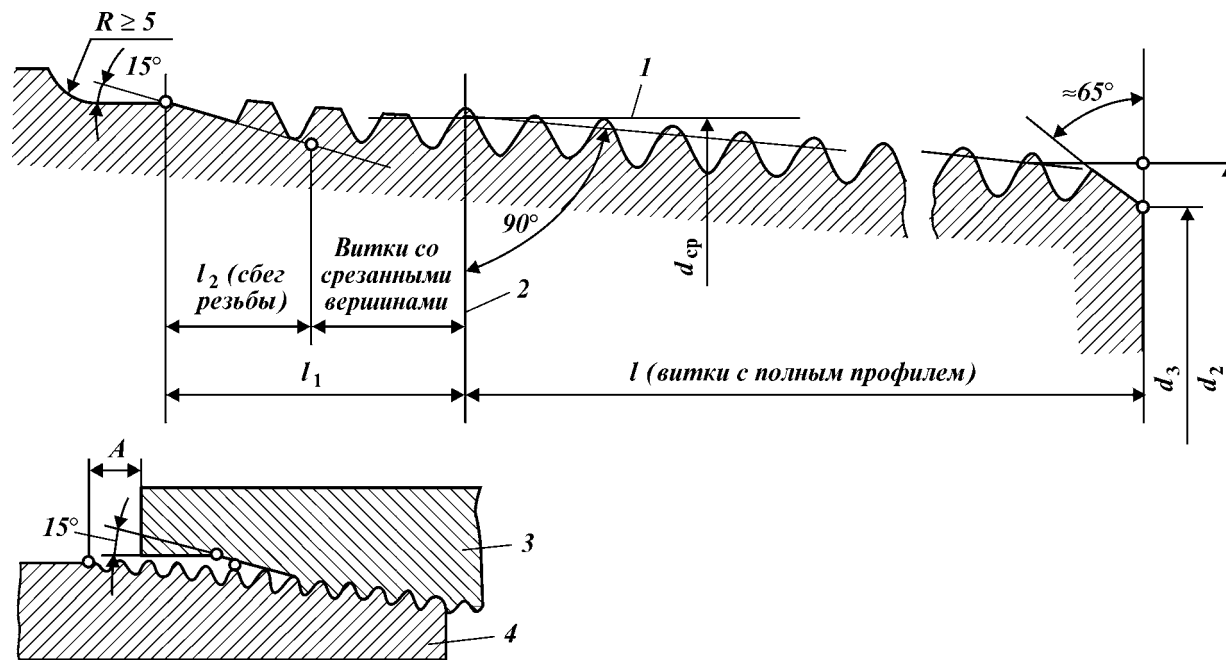
**Рис. 19.1. Ведущая труба сборной конструкции:**

*I, II* – резьба замковая по ГОСТ 5286–75 соответственно правая и левая; *III, IV* – резьба 8 ниток  $\times 25,4$  соответственно по ТУ 14-3-126–73 правая и левая



**Рис. 19.2. Переводники ведущей трубы:**

*a* – нижний; *б* – верхний; *I* – резьба замковая; *II* – то же, левая; *III* – резьба по ТУ 14-3-126–73; *IV* – то же, левая;  $D_n$  – наружный диаметр переводника;  $L$  – длина переводника;  $d$  – диаметр проходного отверстия;  $d_c$  – диаметр цилиндрической выточки;  $d_1$  – внутренний диаметр в плоскости торца;  $l_1$  – расстояние от торца до конца резьбы с полным профилем;  $l_2$  – длина конуса под резьбу



**Рис. 19.3. Резьбовое соединение ведущих труб:**

$1$  – линия, параллельная оси резьбы штанги;  $2$  – основная плоскость;  $3$  – переводник;  $4$  – штанга

Для защиты от износа замковой резьбы переводника ПШН между замком бурильной трубы и переводником ведущей трубы устанавливается переводник ПП.

Ведущие трубы (горячекатаные) изготавливаются из стали групп прочности Д и К, переводника – из стали марки 40ХН (ГОСТ 4543–71).

Трубная резьба на концах ведущей трубы не стандартизирована, за исключением профиля (рис. 19.3). На теле трубы допускаются дефекты глубиной не более 18 % толщины стенки на расстоянии более 500 мм от концов, и не более 12,5 % на остальной части трубы. Точность трубной конической резьбы должна соответствовать требованиям ГОСТ 631–75. При контроле трубной резьбы резьбовым калибром-кольцом натяг (расстояние между измерительной плоскостью калибра и концом сбег резьбы трубы) должен составлять  $9 + 3,175$  мм. На цилиндрической поверхности каждой трубы у левой резьбы или на грани должна быть нанесена маркировка: размер трубы, номер, номер плавки, марка стали, дата выпуска, клеймо ОТК завода-изготовителя. На буровую трубы поступают с навинченными предохранительными кольцами.

Технические требования для переводников к ведущим трубам должны соответствовать ТУ 26-02-652–75, а требования к резьбовым соединениям – ГОСТ 631–75 и ГОСТ 5286–75.

С целью увеличения сроков эксплуатации и повышения сопротивления усталости резьбовых соединений ведущих бурильных труб их конструкции усовершенствованы: АзНИПИнефтью (трубы ТВБ) и ВНИИБТ (трубы ТВКП).

Трубы ТВБ (рис. 19.4) имеют цилиндрический блокирующий пояс, который усиливает и герметизирует коническую резьбу. Его протачивают на стандартной горячекатаной ведущей трубе квадратного сечения 112, 140 и 155 м. Переводники на трубу навинчивают в горячем состоянии после их нагрева до 400–430 °С.

Трубы ТВКП (рис. 19.5) отличаются коническими стабилизирующими поясками и переводниками. Прочность и герметичность резьбового соединения обеспечиваются трапецеидальной резьбой профиля ТТ с углом 30° (ГОСТ 631–75) и коническим стабилизирующим пояском конусностью 1:32. Поясок протачивают на стандартной горячекатаной ведущей трубе квадратного сечения за резьбой профиля ТТ. Трубы ТВКП изготавливают по ТУ 51-276–86. Переводники изготавливают из стали марки 40ХН или

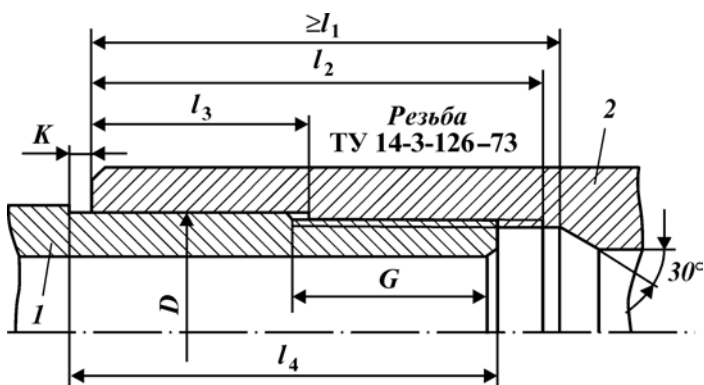


Рис. 19.4. Ведущая труба с блокирующим пояском ТВБ:  
1 – труба квадратного сечения; 2 – переводник

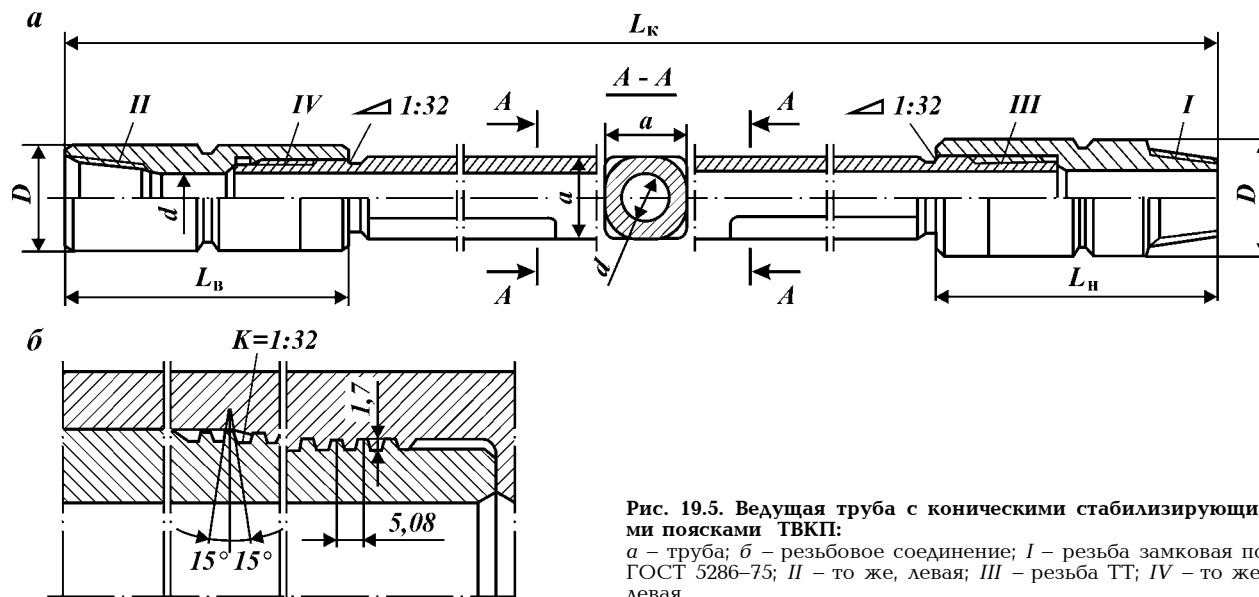
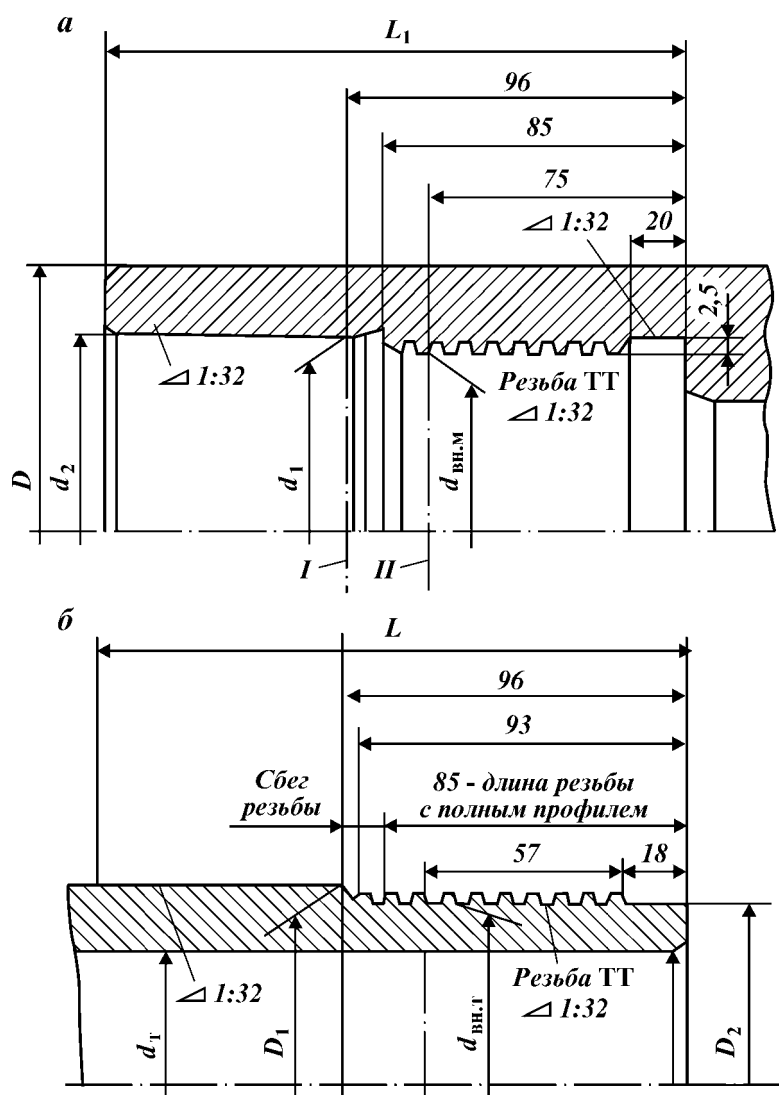


Рис. 19.5. Ведущая труба с коническими стабилизирующими поясками ТВКП:  
 а – труба; б – резьбовое соединение; I – резьба замковая по ГОСТ 5286–75; II – то же, левая; III – резьба ТТ; IV – то же, левая



**Рис. 19.6. Резьбовое соединение ведущих труб ТВКП:**  
 а – переводник; б – труба; I – расчетная плоскость конических поверхностей; II – основная плоскость

40ХН2МА. Верхний переводник снабжен левой резьбой для предотвращения его самопроизвольного отвинчивания от ствола вертлюга. Размеры соединений приведены на рис. 19.6. Сборка переводник с трубой по резьбе профиля ТТ должна производиться горячим способом с нагревом переводников до температуры 380 – 450 °С. После свинчивания соединения должно быть обеспечено сопряжение торца трубы и внутреннего упорного торца переводника по всему периметру стыка упорных поверхностей. Резьбы профиля ТТ ведущей буровой трубы контролируются резьбовыми и гладкими калибрами. В верхнем ТВВК и нижнем ТВНК переводниках кон-

тролируются внутренняя резьба профиля ТТ и коническая расточка, а также внутренняя и наружная замковые резьбы.

Промышленностью осваиваются ведущие буровые трубы цельной конструкции квадратного и шестигранного сечений, аналогичные стандарту АНИ-7.

## 19.2. БУРИЛЬНЫЕ ТРУБЫ С ВЫСАЖЕННЫМИ КОНЦАМИ И МУФТЫ К НИМ

Для увеличения толщины стенок и прочности буровых труб в нарезанной части концы их высаживают внутрь или наружу (ГОСТ 631 – 75). Буровые трубы соединяются в колонну с помощью замков. На конец трубы (типов 1, 2 по ГОСТ 631 – 75) навинчивается на резьбе треугольного профиля муфтовая или ниппельная часть замка. С целью упрочнения и исключения возможности усталостного разрушения трубы по трубной резьбе применяются буровые трубы (типов 3, 4 по ГОСТ 631 – 75) с высаженными внутрь и наружу концами и коническими стабилизирующими поясками. В практике бурения их называют соответственно ТБВК и ТБНК.

Короткие трубы (6 м) с резьбой треугольного профиля соединяются между собой соединительными муфтами.

Размеры и массы труб типа 1 и муфт к ним должны соответствовать рис. 19.7 и табл. 19.2, типа 2 – рис. 19.8 и табл. 19.3, типа 3 – рис. 19.9, а и табл. 19.4, типа 4 – рис. 19.9, б и табл. 19.4.

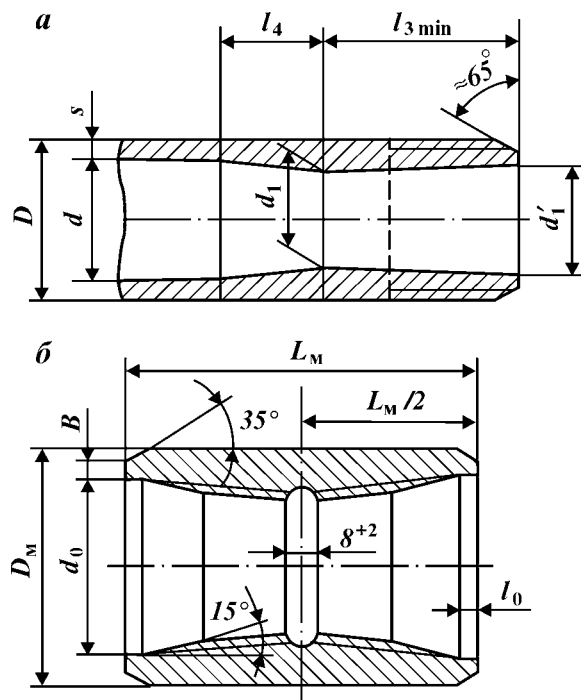


Рис. 19.7. Трубы типа 1 с высаженными внутрь концами и муфты к ним:  
а – труба; б – муфта

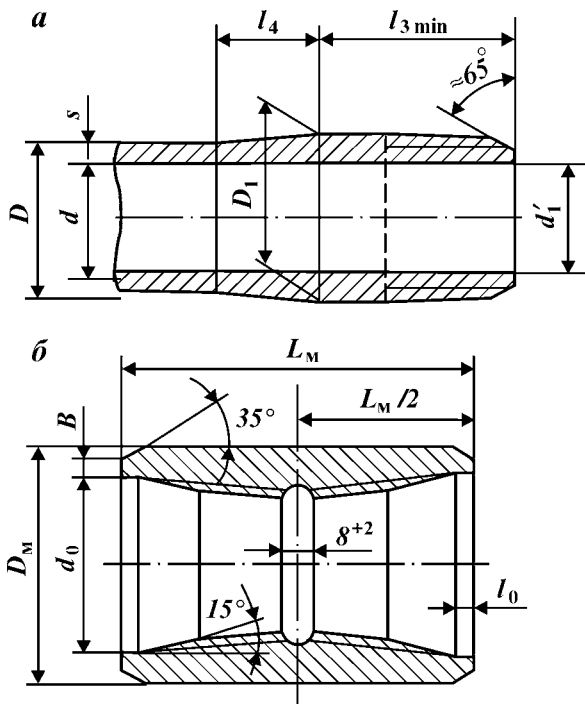


Рис. 19.8. Трубы типа 2 с высаженными наружу концами и муфты к ним:  
 а – труба; б – муфта

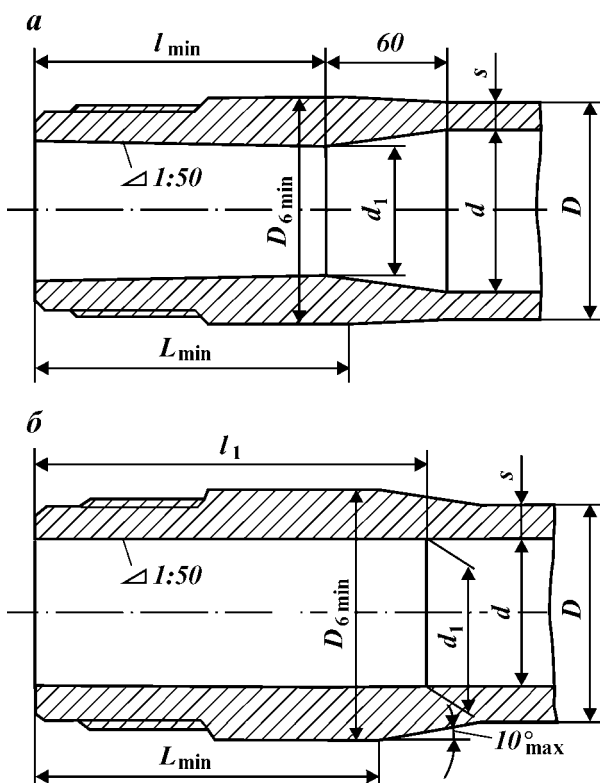


Рис. 19.9. Трубы с коническим стабилизирующим пояском:  
 а – конец трубы типа 3 с высаженными внутрь концами и коническими стабилизирующими поясками; б – конец трубы типа 4 с высаженными наружу концами и коническими стабилизирующими поясками



Таблица 19.2

## Размеры (в мм) труб типа 1 с высаженными внутрь концами и муфты к ним

| Условный диаметр трубы | Труба                |                    |                        |   |                            |                 |     | Муфта                  |             |               |               |                               | Масса, кг         |                                |       |
|------------------------|----------------------|--------------------|------------------------|---|----------------------------|-----------------|-----|------------------------|-------------|---------------|---------------|-------------------------------|-------------------|--------------------------------|-------|
|                        | Наружный диаметр $D$ | Толщина стенки $s$ | Внутренний диаметр $d$ | Высадка                                       |                            |                 |     | Наружный диаметр $D_m$ | Длина $L_m$ | Расточка      |               | Ширина торцевой плоскости $B$ | 1 м гладкой трубы | двух высадок (для одной трубы) | муфты |
|                        |                      |                    |                        | Длина до переходной части $l_3$ min, не менее | Длина переходной части $L$ | Диаметр прохода |     |                        |             | Диаметр $d_0$ | Глубина $l_0$ |                               |                   |                                |       |
|                        |                      |                    |                        |   | $d_1$                      | $d_1'$          |     |                        |             |               |               |                               |                   |                                |       |
| 60                     | 60,3                 | 7                  | 46,3                   | 90  | 40                         | 32              | 40  | 80                     | 140         | 63,5          | 3             | 5                             | 9,15              | 1,2                            | ~2,7  |
|                        |                      | 9                  | 42,3                   |   |                            | 24              | 32  |                        |             |               |               |                               | 11,3              | 1,4                            |       |
| 73                     | 73,0                 | 7                  | 59,0                   | 100   | 40                         | 45              | 54  | 95                     | 166         | 76,2          | 3             | 6                             | 11,4              | 1,6                            | ~4,2  |
|                        |                      | 9                  | 55,0                   |   |                            | 34              | 43  |                        |             |               |               |                               | 14,2              | 2,4                            |       |
|                        |                      | 11                 | 51,0                   |   |                            | 28              | 37  |                        |             |               |               |                               | 16,8              | 2,2                            |       |
| 89                     | 89,0                 | 7                  | 75,0                   | 100   | 40                         | 60              | 69  | 108                    | 166         | 92            | 3             | 6                             | 14,2              | 2,4                            | ~4,4  |
|                        |                      | 9                  | 71,0                   |   |                            | 49              | 58  |                        |             |               |               |                               | 17,8              | 3,4                            |       |
|                        |                      | 11                 | 67,0                   |   |                            | 45              | 54  |                        |             |               |               |                               | 21,2              | 3,2                            |       |
| 102                    | 101,6                | 7                  | 87,6                   | 115   | 55                         | 74              | 83  | 127                    | 184         | 104,8         | 3             | 7                             | 16,4              | 3,0                            | ~7,0  |
|                        |                      | 8                  | 85,6                   |   |                            | 70              | 79  |                        |             |               |               |                               | 18,5              | 3,4                            |       |
|                        |                      | 9                  | 83,6                   |   |                            | 66              | 75  |                        |             |               |               |                               | 20,4              | 3,8                            |       |
|                        |                      | 10                 | 81,6                   |   |                            | 62              | 71  |                        |             |               |               |                               | 22,4              | 4,0                            |       |
| 114                    | 114,3                | 7                  | 100,3                  | 130   | 55                         | 82              | 91  | 140                    | 204         | 117,5         | 3             | 7                             | 18,5              | 4,6                            | ~9,0  |
|                        |                      | 8                  | 98,3                   |   |                            | 78              | 87  |                        |             |               |               |                               | 20,9              | 5,8                            |       |
|                        |                      | 9                  | 96,3                   |   |                            | 74              | 83  |                        |             |               |               |                               | 23,3              | 6,0                            |       |
|                        |                      | 10                 | 94,3                   |   |                            | 70              | 79  |                        |             |               |               |                               | 25,7              | 6,6                            |       |
|                        |                      | 11                 | 92,3                   |   |                            | 68              | 77  |                        |             |               |               |                               | 28,0              | 6,4                            |       |
| 127                    | 127,0                | 7                  | 113,0                  | 130   | 55                         | 95              | 104 | 152                    | 204         | 130,2         | 3             | 7                             | 20,7              | 5,8                            | ~10,0 |
|                        |                      | 8                  | 111,0                  |   |                            | 91              | 100 |                        |             |               |               |                               | 23,5              | 6,4                            |       |
|                        |                      | 9                  | 109,0                  |   |                            | 87              | 96  |                        |             |               |               |                               | 26,2              | 7,0                            |       |
|                        |                      | 10                 | 107,0                  |   |                            | 83              | 92  |                        |             |               |               |                               | 28,9              | 7,6                            |       |
| 140                    | 139,7                | 8                  | 123,7                  | 130   | 55                         | 105             | 114 | 171                    | 215         | 144,5         | 3             | 8                             | 26,0              | 7,0                            | ~14,0 |
|                        |                      | 9                  | 121,7                  |   |                            | 101             | 110 |                        |             |               |               |                               | 29,0              | 7,6                            |       |
|                        |                      | 10                 | 119,7                  |   |                            | 100             | 106 |                        |             |               |               |                               | 32,0              | 8,2                            |       |
|                        |                      | 11                 | 117,7                  |   |                            | 91              | 100 |                        |             |               |               |                               | 35,0              | 9,6                            |       |
| 169                    | 168,3                | 9                  | 150,3                  | 130   | 55                         | 128             | 137 | 197                    | 229         | 171,5         | 3             | 8                             | 35,3              | 9,8                            | ~16,7 |
|                        |                      | 10                 | 145,3                  |   |                            | 124             | 133 |                        |             |               |               |                               | 39,0              | 10,8                           |       |

Примечания. 1. При вычислении массы плотность стали принята равной 7,85 г/см<sup>3</sup>. 2. Размер  $l_1$  (длина переходной части) является справочным. 3. Размер  $d_1'$  может быть равен  $d_1$ . 4. По соглашению изготовителя с потребителем допускается изготовление труб с меньшими толщинами стенок. 5. Наружный диаметр конца трубы с условным диаметром 140 мм на длине не менее  $l_{s \text{ min}}$  должен быть не менее 141,3 мм.

Таблица 19.3

Размеры (в мм) труб типа 2 с высаженными наружу концами и муфты к ним

| Условный диаметр трубы | Труба                |                    |                        |                        |   |                              | Муфта                  |             |               |               |                               | Масса, кг         |                                |       |
|------------------------|----------------------|--------------------|------------------------|------------------------|---|------------------------------|------------------------|-------------|---------------|---------------|-------------------------------|-------------------|--------------------------------|-------|
|                        | Наружный диаметр $D$ | Толщина стенки $s$ | Внутренний диаметр $d$ | Высадка                |   |                              | Наружный диаметр $D_m$ | Длина $L_m$ | Расточка      |               | Ширина торцевой плоскости $B$ | 1 м гладкой трубы | двух высадок (для одной трубы) | муфты |
|                        |                      |                    |                        | Наружный диаметр $D_1$ | Длина до переходной части $l_{3 \min}$ , не менее | Длина переходной части $l_4$ |                        |             | Диаметр $d_0$ | Глубина $l_0$ |                               |                   |                                |       |
| 60                     | 60,3                 | 7                  | 46,3                   | 67,46                  | 110   | 65                           | 86                     | 140         | 70,6          | 3             | 5                             | 9,15              | 1,5                            | ~2,7  |
| 73                     | 73,0                 | 9                  | 42,3                   | 81,76                  | 120   | 65                           | 105                    | 165         | 84,9          | 3             | 6                             | 11,3              | 2,5                            | ~4,7  |
|                        |                      | 7                  | 59,0                   |                        |   |                              |                        |             |               |               |                               | 11,4              |                                |       |
|                        |                      | 9                  | 55,0                   |                        |   |                              |                        |             |               |               |                               | 14,2              |                                |       |
| 89                     | 89,0                 | 11                 | 51,0                   | 97,13                  | 120   | 65                           | 118                    | 165         | 100,3         | 3             | 7                             | 16,8              | 3,5                            | ~5,2  |
|                        |                      | 7                  | 75,0                   |                        |   |                              |                        |             |               |               |                               | 14,2              |                                |       |
|                        |                      | 9                  | 71,0                   |                        |   |                              |                        |             |               |               |                               | 17,8              |                                |       |
| 102                    | 101,6                | 11                 | 67,0                   | 114,30                 | 145   | 65                           | 140                    | 204         | 117,5         | 3             | 7                             | 21,2              | 4,5                            | ~9,0  |
|                        |                      | 8                  | 85,6                   |                        |   |                              |                        |             |               |               |                               | 18,5              |                                |       |
|                        |                      | 9                  | 83,6                   |                        |   |                              |                        |             |               |               |                               | 20,4              |                                |       |
| 114                    | 114,3                | 10                 | 81,6                   | 127,00                 | 145   | 65                           | 152                    | 204         | 130,2         | 3             | 7                             | 22,4              | 5,0                            | ~11,0 |
|                        |                      | 8                  | 98,3                   |                        |   |                              |                        |             |               |               |                               | 20,9              |                                |       |
|                        |                      | 9                  | 96,3                   |                        |   |                              |                        |             |               |               |                               | 23,3              |                                |       |
| 140                    | 139,7                | 10                 | 94,3                   | 154,00                 | 145   | 65                           | 185                    | 215         | 157,2         | 3             | 8                             | 25,7              | 7,0                            | ~15,0 |
|                        |                      | 11                 | 92,3                   |                        |   |                              |                        |             |               |               |                               | 28,0              |                                |       |
|                        |                      | 8                  | 123,7                  |                        |   |                              |                        |             |               |               |                               | 26,0              |                                |       |
|                        |                      | 9                  | 121,7                  |                        |   |                              |                        |             |               |               |                               | 29,0              |                                |       |
|                        |                      | 10                 | 119,7                  |                        |   |                              |                        |             |               |               |                               | 32,0              |                                |       |
|                        |                      | 11                 | 117,7                  |                        |   |                              |                        |             |               |               |                               | 35,0              |                                |       |

Примечания. 1. При вычислении массы плотность стали принята равной 7,85 г/см<sup>3</sup>. 2. На внутренней полости участка высадки ( $l_{3 \min} + l_4$ ) допускается технологическая конусность до 6 мм, т.е. размер  $d_1$  может быть больше размера  $d$  на 6 мм.

Таблица 19.4

## м) труб типа 3 и 4 с высаженными наружу концами и коническими стабилизирующими поясками

| Условный диаметр трубы       | Наружный диаметр трубы $D$ | Толщина стенки $s$ | Внутренний диаметр $d$ | Высадка  |                                      |   |  |                     | Масса, кг         |  |      |      |
|------------------------------|----------------------------|--------------------|------------------------|--|--------------------------------------|---|--|---------------------|-------------------|--|------|------|
|                              |                            |                    |                        | Диаметр прохода $d_1$ (предельное отклонение $\pm 1,5$ ) | Наружный диаметр $D_{6 \text{ min}}$ | Длина механической обработки $L_{\text{min}}$ | Длина до переходной части $l_{\text{min}}$ | Длина высадки $l_1$ | 1 м гладкой трубы | Увеличение массы одной трубы вследствие высадки обоих концов |      |      |
| С высаженными внутрь концами |                            |                    |                        |  |                                      |   |  |                     |                   |  |      |      |
| 89                           | 89,0                       | 9                  | 71,0                   | 57   | 89,9                                 | 150   | 145  | —                   | 17,8              | 3,9  |      |      |
|                              |                            | 11                 | 67,0                   | 54   |                                      |   |  |                     |                   |  | 21,2 | 3,4  |
| 102                          | 101,6                      | 9                  | 83,6                   | 68   | 101,9                                | 150   | 145  | —                   | 20,4              | 5,1  |      |      |
|                              |                            | 10                 | 81,6                   | 66   |                                      |   |  |                     |                   |  | 22,4 | 5,0  |
| 114                          | 114,3                      | 9                  | 96,3                   | 78   | 115,2                                | 160   | 155  | —                   | 23,3              | 7,3  |      |      |
|                              |                            | 10                 | 94,3                   | 76   |                                      |   |  |                     |                   |  | 25,7 | 7,1  |
|                              |                            | 11                 | 92,3                   | 74   |                                      |   |  |                     |                   |  | 28,0 | 6,9  |
| 127                          | 127,0                      | 9                  | 109,0                  | 92   | 130,2                                | 160   | 155  | —                   | 26,2              | 7,8  |      |      |
|                              |                            | 10                 | 107,0                  | 90   |                                      |   |  |                     |                   |  | 28,9 | 7,6  |
| 140                          | 139,7                      | 9                  | 121,7                  | 102  | 140,2                                | 160   | 155  | —                   | 29,0              | 11,0   |      |      |
|                              |                            | 10                 | 119,7                  | 100  |                                      |   |  |                     |                   |  | 32,0 | 10,2 |
|                              |                            | 11                 | 117,7                  | 100  |                                      |   |  |                     |                   |  | 35,0 | 9,2  |
| С высаженными наружу концами |                            |                    |                        |  |                                      |   |  |                     |                   |  |      |      |
| 73                           | 73,0                       | 9                  | 55,0                   | 52,0   | 85,9                                 | 150   | —  | 155                 | 14,2              | 3,7  |      |      |
|                              |                            | 11                 | 51,0                   | 48,0   |                                      |   |  |                     |                   |  | 16,8 |      |
| 89                           | 89,0                       | 9                  | 71,0                   | 68,0   | 101,9                                | 150   | —  | 155                 | 17,8              | 4,5  |      |      |
|                              |                            | 11                 | 67,0                   | 64,0   |                                      |   |  |                     |                   |  | 21,2 |      |
| 102                          | 101,6                      | 9                  | 83,6                   | 80,6   | 115,2                                | 160   | —  | 165                 | 20,4              | 5,7  |      |      |
|                              |                            | 10                 | 81,6                   | 78,6   |                                      |   |  |                     |                   |  | 22,4 |      |
| 114                          | 114,3                      | 9                  | 96,3                   | 93,3   | 130,2                                | 160   | —  | 165                 | 23,3              | 7,9  |      |      |
|                              |                            | 10                 | 94,3                   | 91,3   |                                      |   |  |                     |                   |  | 25,7 |      |
|                              |                            | 11                 | 92,3                   | 89,3   |                                      |   |  |                     |                   |  | 28,0 |      |

Примечания. 1. При вычислении массы плотность стали принята равной  $7,85 \text{ г/см}^3$ . 2. Размер  $D_{6 \text{ min}}$  указан для механически обработанной поверхности высаженных концов труб на длине  $L_{\text{min}}$ .

Трубы типов 1, 2 изготавливаются с правой и левой резьбами, трубы типов 3, 4 — с правой резьбой и по соглашению потребителя с изготовителем — с левой.

Трубы всех типов изготавливаются длиной: 6,8 и 11,5 м при условном диаметре труб 60—102 мм; 11,5 м — при условном диаметре труб 114—168 мм.

В поставляемой партии допускается до 25 % труб длиной 8 м и до 8 % — длиной 6 м. С согласия потребителя допускается изготовление труб диаметром 114 мм, длиной 6 и 8 м. Длина трубы определяется расстоянием между ее торцами, а при наличии навинченной муфты — расстоянием от свободного торца муфты до последнего витка резьбы другого конца трубы.

Кривизна труб на концевых участках, равных трети длины трубы, не должна превышать 1,3 мм на 1 м. Общая кривизна трубы (стрела прогиба) на середине длины трубы не должна превышать 1/2000 длины трубы. Кривизна конца трубы — частное от деления стрелы прогиба на расстояние от места измерения до ближайшего конца трубы. Длина высадки в расчет не принимается.

Примеры условных обозначений бурильных труб и муфт к ним.

Трубы В-114×9-Д ГОСТ 631—75 — труба бурильная типа 1, условный диаметр 114 мм, толщина стенки 9 мм, группа прочности Д, обычной точности.

Труба В-114×9-Д ГОСТ 631—75 — то же, повышенной точности.

Муфта В-114-Д ГОСТ 631—75 — муфта к трубе типа 1, условный диаметр 114 мм, группа прочности Д.

Труба Н-114×9-Д ГОСТ 631—75 — труба бурильная типа 2, толщина стенки 9 мм, группа прочности Д, обычной точности.

Труба НП-114×9-Д ГОСТ 631—75 — то же, повышенной точности.

Муфта Н-114-Д ГОСТ 631—75 — муфта к трубе типа 2, условный диаметр 114 мм, группа прочности Д.

Труба ВК-114×9-Д ГОСТ 631—75 — труба бурильная типа 3, далее то же.

Труба ВК-114×9-Д ГОСТ 631—75 — труба бурильная типа 4, далее то же.

Для труб и муфт с левой резьбой в условном обозначении после слов «труба» или «муфта» ставится буква Л.

На наружной и внутренней поверхностях труб и муфт не допускаются плены, раковины, закаты, расслоения, трещины и песочины.

Допускаются вырубка и зачистка указанных дефектов только вдоль оси трубы при условии, что глубина этих вырубков не выводит толщины стенки за предельные минусовые отклонения. Заварка, зачеканка или заделка дефектов не допускается.

Поверхность высаженной части трубы и место перехода ее к телу трубы не должны иметь резких уступов. На внутренней поверхности переходной части высаженных наружу концов бурильных труб типа 4 всех диаметров допускается одно пологое кольцевое незаполнение шириной не более 40 мм, причем наименьшая толщина стенки в этих местах должна быть на 2 мм больше номинальной толщины стенки данного типоразмера труб. На внутренней поверхности высаженных наружу концов труб типа 2 допускаются следы исправления дефектов и отдельные пологие незаполнения металлом глубиной до 2—3 мм, шириной до 20 мм и протяженностью по окружности до 25—50 мм (меньшие размеры для труб диаметром 60—102 мм, большие — для труб диаметром 114—140 мм).

Размеры профиля резьбы труб типов 1, 2 и муфт к ним (рис. 19.10) приведены ниже.

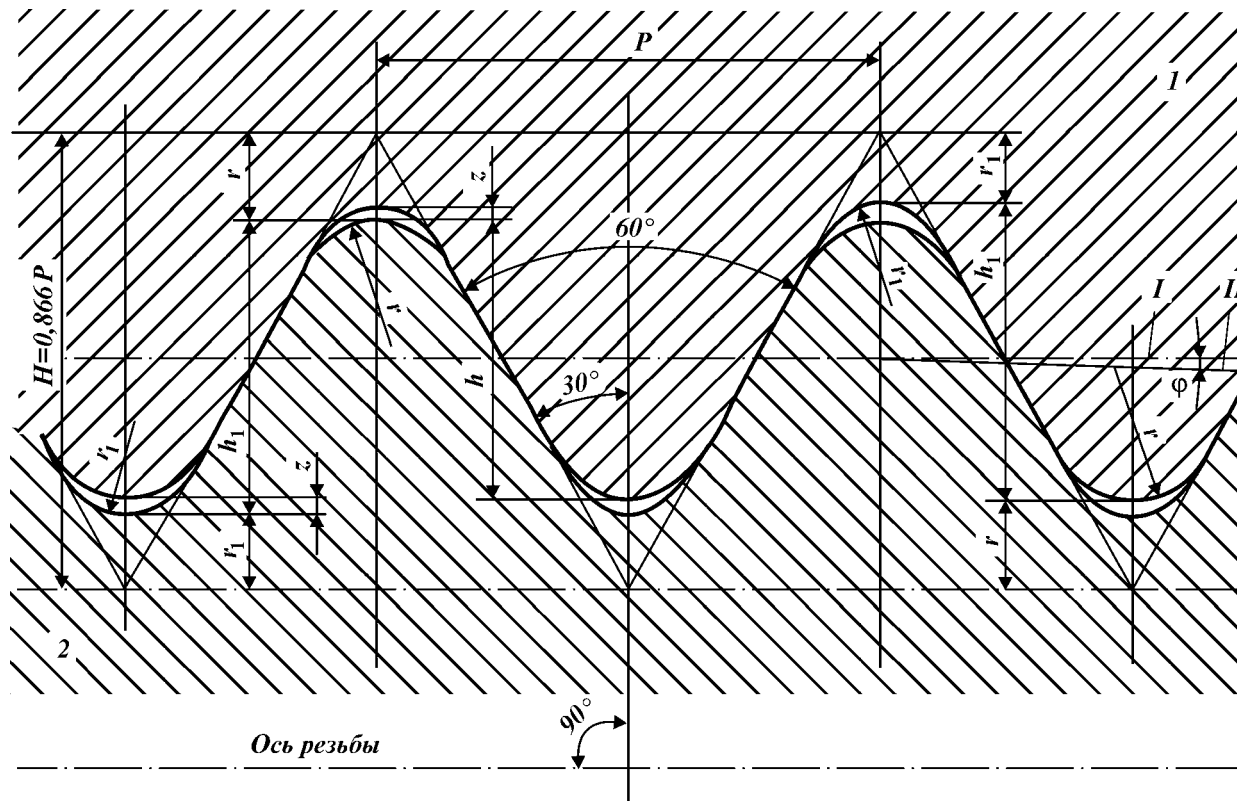


Рис. 19.10. Профиль резьбы бурильных труб типов 1, 2 и муфт к ним с треугольной резьбой:  
 1 – муфта; 2 – труба; I – линия, параллельная оси резьбы; II – линия среднего диаметра резьбы

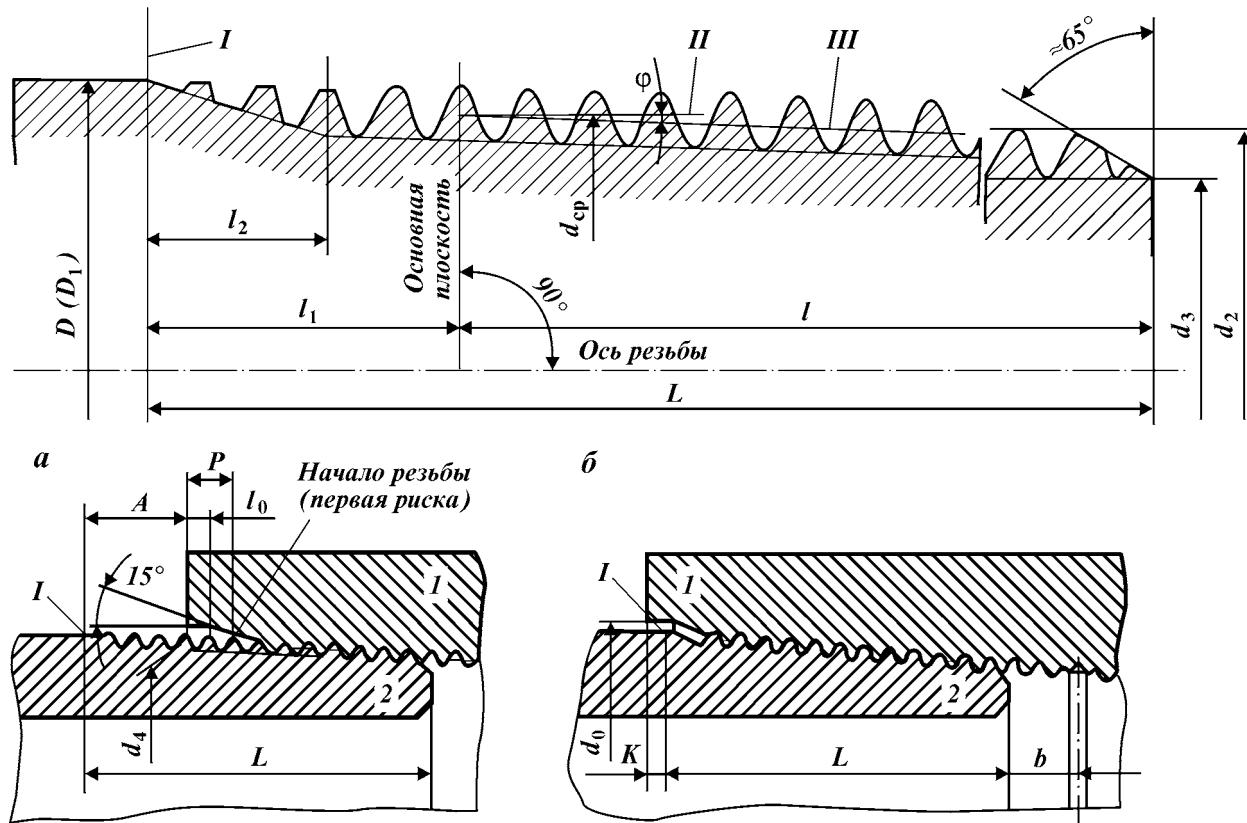


Рис. 19.11. Резбовое соединение бурильных труб типов 1 и 2:  
*a* – соединение, свинченное вручную; *б* – соединение, свинченное на станке; *I* – конец сбега резьбы (последняя риска на трубе); *II* – линия, параллельная оси резьбы трубы; *III* – линия среднего диаметра резьбы. Размер  $P_1$  приведен для труб типа 2

|                                      |   |
|--------------------------------------|---|
| Шаг резьбы $P$ , мм.....             | 3,175                                   |
| Глубина резьбы $h_1$ , мм.....       | 1,810 <sup>+0,05</sup> <sub>-0,10</sub> |
| Рабочая высота профиля $h$ , мм..... | 1,734                                   |
| Радиусы закругления, мм:             |   |
| $r$ .....                            | 0,508                                   |
| $r_1$ .....                          | 0,432                                   |
| Зазор $z$ , мм.....                  | 0,076                                   |
| Угол уклона $\phi$ .....             | 1°47'24"                                |
| Конусность $2tg \phi$ .....          | 1:16                                    |

Примечания. 1. Шаг резьбы должен измеряться параллельно оси резьбы трубы и муфты. 2. Размеры  $r$  и  $r_1$  приведены в качестве справочных для проектирования резьбонарезного инструмента.

Размеры резьбовых соединений бурильных труб типов 1 и 2 приведены на рис. 19.11.

Профиль трапецидальной резьбы труб типов 3 и 4 и их резьбовые соединения приведены соответственно на рис. 19.12 и 19.13.

К высаженному концу труб ВК и НК предъявляются следующие требования.

Торец трубы должен быть перпендикулярен к оси резьбы. Неперпендикулярность не более 0,06, неплоскостность — не более 0,1 мм. Оси резьбы и конического стабилизирующего пояска должны совпадать. Допустимое отклонение от соосности не более 0,04 мм. Разностенность в плоскости торца трубы должна быть не более: 4 мм для труб диаметром 73 мм; 4,5 мм для труб диаметром 89 и 102 мм; 5 мм для остальных диаметров труб 114, 127 и 140 мм. Поверхности конического стабилизирующего пояска и торца трубы должны быть гладкими, без заусенцев и других дефектов. На наружной поверхности высаженной части трубы, подвергающейся механической обработке, допускается выполнять переход с конического стабилизирующего пояска на цилиндрическую поверхность под углом не более 15° к оси трубы. Место перехода механически обработанной поверхности трубы к необработанной поверхности наружного диаметра высадки допускается выполнять под углом не более 15° к оси трубы. Наружный диаметр высадки должен допускать прохождение гладкого калибра кольца диаметром на 2,5 мм меньше диаметра высадки.

Трубы и муфты в зависимости от групп прочности изготавливают из углеродистых (сталь марки 45) и легированных сталей марок 38ХНМ, 36Г2С, 35Г2СВ и др. Трубы групп прочности К, Е изготавливают из легированных сталей путем нормализации с отпуском или из углеродистых сталей (закалка, отпуск) группы прочности Л,

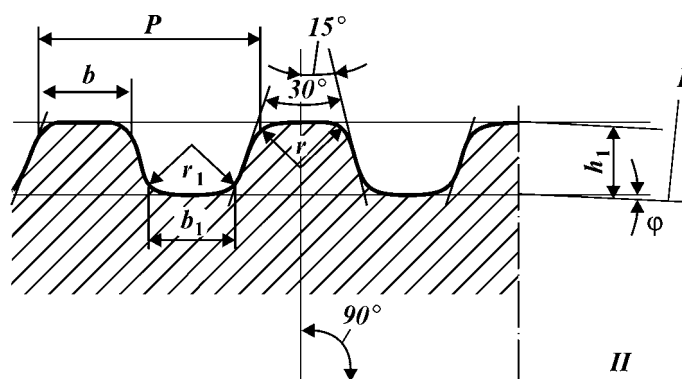


Рис. 19.12. Профиль трапецидальной резьбы труб типов 3 и 4: I — линия, параллельная оси резьбы трубы; II — ось резьбы трубы



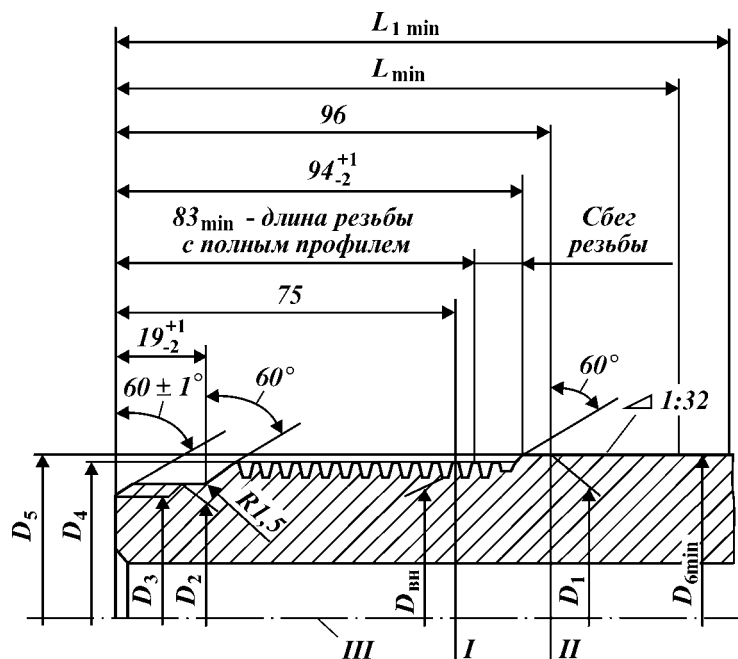


Рис. 19.13. Резбовое соединение буровых труб типов 3, 4:  
 I – основная плоскость; II – расчетная плоскость конического стабилизирующего пояса; III – ось резьбы

а трубы групп прочности выше Л (М, Р) – из легированных сталей (закалка – отпуск).

Трубы и муфты должны изготавливаться из сталей групп прочности, приведенных в табл. 19.5.

Муфты для труб типов 1 и 2 диаметром 114 мм и менее должны изготавливаться из сталей группы прочности с более высокими механическими свойствами. По соглашению изготовителей и потребителя допускается изготовление труб и муфт одной группы прочности.

Трубы диаметром более 114 мм и муфты к ним изготавливаются одной группы прочности.

Таблица 19.5

**Механические свойства материала труб и муфт**

| Показатель   | Группа прочности стали |      |      |      |      |      |      |
|--|------------------------|------|------|------|------|------|------|
|  | Д                      | К    | Е    | Л    | М    | Р    | Т    |
| Временное сопротивление $\sigma_{п}$ , МПа, не менее     | 637                    | 687  | 735  | 784  | 882  | 980  | 1078 |
| Предел текучести $\sigma_{т}$ , МПа, не менее            | 373                    | 490  | 539  | 637  | 735  | 882  | 980  |
| Относительное удлинение $\delta$ , %, не менее           | 16                     | 12   | 12   | 12   | 12   | 12   | 12   |
| Относительное сужение после разрыва $\psi$ , %, не менее | 12                     | 10   | 10   | 10   | 10   | 10   | 10   |
| Ударная вязкость КСV, Дж/м <sup>2</sup> , не менее       | 40                     | 40   | 40   | 40   | 40   | 40   | 40   |
| Ударная вязкость КСV, Дж/м <sup>2</sup> , не менее       | 39,2                   | 39,2 | 39,2 | 39,2 | 39,2 | 29,4 | 29,4 |

Примечания. 1. Трубы групп прочности Р и Т изготавливаются по соглашению изготовителя с потребителем. 2. При переводе плавок из группы прочности К в Д в маркировке и сопроводительном документе должны быть указаны обе группы.

На каждой бурильной трубе на расстоянии 0,4–0,6 м от ее конца наносится маркировка клеймами: номер трубы, группа прочности, толщина стенки, наименование или товарный знак завода-изготовителя, месяц и год выпуска. Клеймо должно быть обведено светлой краской. На каждой муфте должен быть выбит товарный знак завода-изготовителя. Все клейма на каждой трубе и муфте наносятся вдоль образующей, Рядом с клеймами на каждой трубе вдоль образующей наносится маркировка устойчивой светлой краской.

### 19.3. ЗАМКИ ДЛЯ БУРИЛЬНЫХ ТРУБ С ВЫСАЖЕННЫМИ КОНЦАМИ

Замки для бурильных труб служат для соединения в колонны бурильных труб типов 1–4. Замок состоит из двух деталей – нишпеля и муфты, соединяемых конической замковой резьбой.

Замки для бурильных труб изготавливаются по ГОСТ 5286–75 пяти типов (табл. 19.6). Замки изготавливаются: правые с правой замковой резьбой и резьбой для соединения замка с трубой.

Основные размеры и масса замков должны соответствовать указанным в табл. 19.7.

Пример условного обозначения замков с нормальным проходным отверстием и наружным диаметром 108 мм с правой (ЗН-108 ГОСТ 5286–75) и левой (ЗН-108Л ГОСТ 5286–75) резьбой.

Замки изготавливаются из стали марки 40ХН по ГОСТ 4553–71 со следующими механическими свойствами после термообработки.

|   |         |
|---|---------|
| Временное сопротивление разрыву $Q_b$ , МПа | 882     |
| Предел текучести $Q_T$ , МПа                | 735     |
| Относительное удлинение $\delta$ , %        | 10      |
| Относительное сужение $\psi$ , %            | 45      |
| Ударная вязкость КСV, кДж/м <sup>2</sup>    | 686     |
| Твердость по Бринеллю НВ                    | 285–341 |

При необходимости получения более высоких механических свойств ( $Q_b$ ,  $Q_T$ ) рекомендуется использовать замки размером свыше 120 мм из стали марок 40ХМ1ФА и 38ХНЗМФА ( $Q = 882-1078$  МПа).

Таблица 19.6

Типы бурильных замков

| Обозначение типов | Наименование  | Область применения  |
|-------------------|---|---|
| ЗН                | Замок с нормальным проходным отверстием                         | Для соединения труб с высаженными внутрь концами  |
| ЗШ                | Замок с широким проходным отверстием                            | Для соединения труб с высаженными внутрь и наружу концами   |
| ЗУ                | Замок с увеличенным проходным отверстием                        |   |
| ЗШК               | Замок с широким проходным отверстием с конической расточкой     | Для соединения труб с высаженными внутрь концами с коническими стабилизирующими поясками          |
| ЗУК               | Замок с увеличенным проходным отверстием с конической расточкой | Для соединения труб с высаженными внутрь и наружу концами с коническими стабилизирующими поясками |

Таблица 19.7

## Основные размеры (в мм) замков

| Типоразмер замка | Диаметр труб по ГОСТ 631–75  |                              | Замковая резьба | D   | L   | Масса, кг |
|------------------|------------------------------|------------------------------|-----------------|-----|-----|-----------|
|                  | с высаженными внутрь концами | с высаженными наружу концами |                 |     |     |           |
| ЗН-80            | 60,3                         | —                            | 3-66            | 80  | 404 | 12        |
| ЗН-95            | 73,0                         | —                            | 3-76            | 95  | 431 | 16        |
| ЗН-108           | 89,0                         | —                            | 3-88            | 108 | 455 | 20        |
| ЗН-113           | 89,0                         | —                            | 3-88            | 113 | 455 | 23        |
| (ЗН-140)         | 114,3                        | —                            | 3-117           | 140 | 502 | 35        |
| (ЗН-172)         | 139,7                        | —                            | 3-140           | 172 | 560 | 58        |
| (ЗН-197)         | 168,3                        | —                            | 3-152           | 197 | 603 | 76        |
| ЗШ-108           | 73,0                         | —                            | 3-86            | 108 | 431 | 20        |
| ЗШ-118           | 89,0                         | —                            | 3-101           | 118 | 455 | 23        |
| ЗШ-133           | 101,6                        | —                            | 3-108           | 133 | 496 | 37        |
| ЗШ-146           | 114,3                        | 101,6                        | 3-121           | 146 | 508 | 38        |
| ЗШ-178           | 139,7                        | —                            | 3-147           | 178 | 573 | 61        |
| ЗШ-203           | 168,3                        | —                            | 3-171           | 203 | 603 | 73        |
| ЗУ-86            | —                            | 60,3                         | 3-73            | 86  | 404 | 15        |
| ЗУ-108           | —                            | 73,0                         | 3-86            | 108 | 431 | 20        |
| ЗУ-120           | —                            | 89,0                         | 3-102           | 120 | 468 | 25        |
| ЗУ-146           | 114,3                        | 101,6                        | 3-122           | 146 | 496 | 37        |
| ЗУ-155           | 127,0                        | 114,3                        | 3-133           | 155 | 526 | 39        |
| ЗУ-185           | —                            | 139,7                        | 3-161           | 185 | 553 | 53        |
| ЗУК-108          | —                            | ТБНК-73                      | 3-86            | 108 | 431 | 17        |
| ЗШК-113          | ТБВК-89                      | —                            | 3-101           | 118 | 454 | 22        |
| ЗШК-133          | ТБВК-102                     | —                            | 3-108           | 133 | 506 | 32        |
| ЗШК-178          | ТБВК-140                     | —                            | 3-147           | 178 | 573 | 61        |
| ЗУК-120          | —                            | ТБНК-89                      | 3-102           | 120 | 468 | 20        |
| ЗУК-146          | ТБВК-114                     | ТБНК-102                     | 3-122           | 146 | 506 | 36        |
| ЗУК-155          | ТБВК-127                     | ТБНК-114                     | 3-133           | 155 | 536 | 38        |

Примечания. 1. Типоразмеры замков, указанные в скобках, применять не рекомендуется. 2. Обозначение замковой резьбы состоит из буквы З и целого значения большего диаметра основания конуса ниппеля.

На наружной и внутренней поверхностях замка не должно быть трещин, волосин, плен, раковин и расслоений. Вырубка, заварка и заделка дефектных мест не допускаются.

Поверхности упорного уступа ниппеля и упорного торца муфты должны быть гладкими, без заусенцев, забоин и других дефектов. Маркировка на этих поверхностях не допускается. Отклонения от перпендикулярности упорных торцов ниппеля и муфты к оси замковой резьбы не должны быть более 0,10 мм, а отклонения от плоскостности на ширине этих поверхностей — не более 0,07 мм.

Отклонения от перпендикулярности торцов к оси резьбы профиля ТТ не должны быть более 0,06 мм, а отклонения от плоскостности на ширине этих торцов — 0,06 мм.

Замковая резьба, резьба профиля ТТ и трубная резьба треугольного профиля должны быть гладкими, без забоин, выкрошенных ниток, заусенцев, продольных углублений вдоль образующей резьбы и других дефектов, нарушающих непрерывность, прочность и герметичность резьбы.

Несоосность осей замковой и трубной резьбы должна быть не более 0,06 мм в плоскости торца и 1,75 мм на длине 1 м. Несоосность осей конической выточки замковой резьбы и цилиндрической выточки трубной треугольной резьбы не должна быть более 0,6 мм. Несоосность осей резьбы профиля ТТ и конической расточки концов замка ЗШК, ЗУК, предназначенных для соединения с трубами, не должна быть более 0,04 мм.

На ниппелях и муфтах протачивается поясok для маркировки, а на левых замках — второй опознавательный поясok. Правые и левые ниппели и муфты замков ЗУ-120, ЗУ-155, ЗУК-120 и ЗУК-155 должны иметь опознавательную лунку. Замок ЗУК-155 заменен на ЗУК-162 (по ТУ 26-02-1026 — 86).

На ниппеле и муфте каждого замка на поясках для маркировки должна быть нанесена маркировка: товарный знак завода-изготовителя, типоразмер замка, дата выпуска (месяц, год), ГОСТ 5286 — 75.

Резьба замков, поверхности конических расточек и упорные уступы (торцы) для предохранения от коррозии покрываются смазкой по ГОСТ 9.014 — 78. Резьба и упорные торцы при транспортировке должны быть предохранены от повреждений.

Каждая партия замков, а также ниппелей и муфт сопровождается документом, удостоверяющим их соответствие ГОСТ 5286 — 75.

Для повышения износостойкости и прочности применяются высокопрочные замки ЗШК-178 с пределом текучести 980 МПа, с резьбой повышенной износостойкости МК148×7,257×1:6-ЗШК-178М (ТУ 26-02-989 — 84).

#### 19.4. БУРИЛЬНЫЕ ТРУБЫ С ПРИВАРЕННЫМИ ЗАМКАМИ

Трубы бурильные с приваренными замками выпускаются по ТУ 14-3-1293 — 84 и по ТУ 14-3-1187 — 83. Условное обозначение труб по ТУ 14-3-1293 — 84: ПК114×8,56; ПК127×9×9,19.

Размеры, предельные отклонения, масса труб по ТУ 14-3-1293 — 84 должны соответствовать указанным на рис. 19.14 и в табл. 19.8.

Овальность и разностенность не должны выводить размеры труб за предельные отклонения по наружному диаметру и толщине стенки. На поверхности труб не должно быть плен, раковин, закатов, расслоений, трещин.

Механические свойства труб после высадки и термообработки должны соответствовать указанным в табл. 19.9.

Размеры труб по ТУ 14-3-1187 — 83 приведены на рис. 19.15 и в табл. 19.10.

Механические свойства труб должны соответствовать группе прочности Д. Наружная и внутренняя поверхности высаженной части труб и места перехода от высаженной части к гладкой части труб не должны иметь резких уступов и складок; переход от высаженной части к гладкой должен быть плавным по всей длине. На внутренней поверхности высаженной части труб (до приварки замков) на длине 40 мм от торца незаполнения металлом не допускаются; на длине более 40 мм допускается одно пологое незаполнение металлом шириной не более 40 мм.

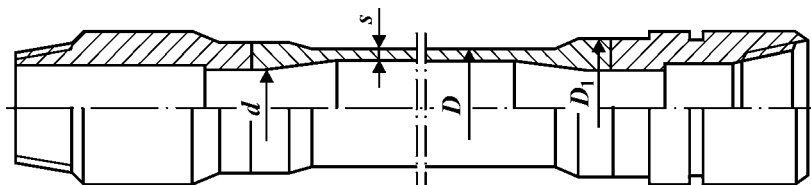


Рис. 19.14. Труба бурильная с приваренными замками по ТУ 14-3-1293—84

Таблица 19.8

**Размеры (в мм) труб с приваренными замками**

| Условный наружный диаметр трубы | Наружный диаметр $D$ | Толщина стенки $s$ | Диаметр высадки |                | Теоретическая масса, кг |   |
|---------------------------------|----------------------|--------------------|-----------------|----------------|-------------------------|---|
|                                 |                      |                    | наружный $D_1$  | внутренний $d$ | 1 м гладкой трубы       | увеличение массы трубы за счет высадки обоих концов |
| 73                              | 73,0                 | 9,19               | 81,0            | 50,8           | 14,48                   | 2,8   |
| 89                              | 88,9                 | 9,35               | 98,4            | 65,1           | 18,34                   | 4,63  |
| 102                             | 101,6                | 8,38               | 106,4           | 68,3           | 19,26                   | 4,0   |
| 114                             | 114,3                | 8,56               | 119,1           | 76,2           | 22,31                   | 3,95  |
| 114                             | 114,3                | 10,92              | 119,1           | 69,8           | 27,84                   | 7,99  |
| 127                             | 127,0                | 9,19               | 130,2           | 88,9           | 26,71                   | 7,63  |
| 127                             | 127,0                | 12,70              | 130,2           | 76,2           | 35,79                   | 6,99  |

Таблица 19.9

**Механические свойства металлов труб**

| Группа прочности | Временные сопротивления разрыву, МПа | Предел текучести, МПа, не менее | Относительное удлинение, %, не менее | Ударная вязкость, кДж/м <sup>2</sup> , не менее | Относительное сужение после разрыва, %, не менее |
|------------------|--------------------------------------|---------------------------------|--------------------------------------|---|--|
| Д                | 655                                  | 379                             | 16                                   | 690   | 50   |
| Е                | 689                                  | 516                             | 14                                   | 690   | 50   |
| Л                | 723                                  | 655                             | 14                                   | 690   | 50   |
| М                | 792                                  | 723                             | 12                                   | 690   | 45   |
| Р                | 999                                  | 930                             | 12                                   | 690   | 45   |

Наружная поверхность высаженных концов труб перед приваркой должна подвергаться обработке с целью удаления облоя; торцы труб должны быть механически обработаны.

Трубы и замки после приварки должны быть соосны; смещение осей трубы и замка в плоскости сварного стыка не должно превышать 1,2 мм, перекос осей не должен превышать 3,0 мм на 1 м длины.

Зону сварного соединения после удаления наружного и внутреннего грата необходимо подвергать термообработке.

Грат при сварке должен быть полностью удален с наружной и внутренней поверхностей.

Требования к прямолинейности труб, проверке химического анализа и механических свойств стали, к испытанию на растяжение и сплющивание приведены в ГОСТ 631 – 75.

Временное сопротивление разрыву сварного соединения и твердость в

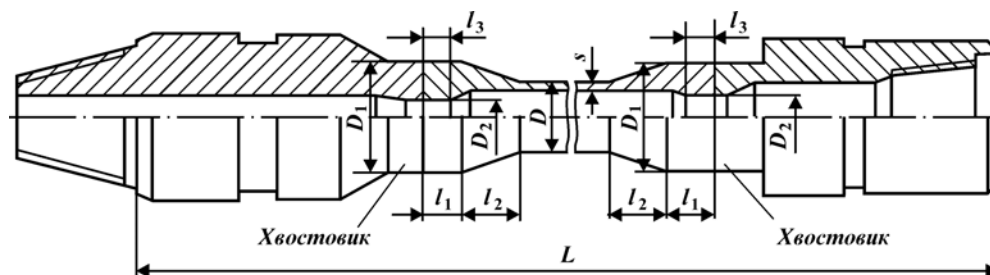


Рис. 19.15. Труба бурильная с приваренными замками по ТУ 14-3-1187-83

Таблица 19.10

## Размеры (в мм) труб с комбинированной высадкой

| Условный наружный диаметр | Наружный диаметр | Толщина стенки $s$ | Высаженная часть трубы |                          |                                  |                              |                                  |
|---------------------------|------------------|--------------------|------------------------|--------------------------|----------------------------------|------------------------------|----------------------------------|
|                           |                  |                    | наружный диаметр $D_1$ | внутренний диаметр $D_2$ | длина цилиндрической части $l_1$ | длина переходной части $l_2$ | длина цилиндрической части $l_3$ |
| 114                       | 114,3            | 9                  | 123                    | 92                       | 30                               | 25                           | 30                               |
| 127                       | 127              | 9                  | 135                    | 104                      | 30                               | 25                           | 30                               |
| Предельное отклонение     | $\pm 1,0 \%$     | $- 12,5 \%$        | $\pm 1$                | $\pm 1$                  | —                                | —                            | —                                |

Продолжение табл. 19.10

| Условный наружный диаметр | Длина готовой трубы после приварки замков $L$ | Расчетная масса, кг |  |                  |
|---------------------------|---|---------------------|--|------------------|
|                           |   | 1 м гладкой трубы   | увеличение массы трубы вследствие высадки концов | комплекта замков |
| 114                       | 12 700  | 23,3                | 6,8  | 51,5             |
| 127                       | 12 700  | 26,2                | 7,0  | 62,5             |
| Предельное отклонение     | $- 900$                                       | —                   | —  | —                |

Примечания. 1. Допускается увеличение наружного диаметра гладкой части трубы до 1 мм за высаженной частью на длине 125 мм. 2. Допускается поставка труб длиной 8700 – 700 мм в количестве не более 20 % от заказа.

зонах сварного шва и термического влияния должны быть проверены на одной трубе из партии.

Результатом испытания считается среднеарифметическое значений, полученных при испытании трех образцов от каждого типа. Допускается снижение результатов испытаний для одного образца на 10 % ниже нормативного требования.

Замки (ниппели и муфты) для приварки к трубам по ТУ 14-3-1293–84 изготавливаются по ТУ 39-10-082–84, а к трубам по ТУ 14-3–1187–83 – согласно ТУ 26-02-964–83.

Для труб групп прочности А и Е допускается изготовление замков из стали марки 40ХН с механическими свойствами по ГОСТ 5286–75. Замки к трубам по ТУ 14-3-1187–83 выпускаются по ТУ 26-02-964–83.

Требования к замковой резьбе, допускаемым отклонениям элементов, чистоте поверхности, методам контроля должны соответствовать ГОСТ 5286–75. Правила приемки и методы испытаний замков также должны соответствовать требованиям ГОСТ 5286–75.

Замки изготавливаются из стали марки 40ХН с механическими свойствами по ГОСТ 5286–75.

На наружной цилиндрической поверхности ниппеля и муфт допускаются местные черновины от окалины, на внутренней поверхности черновины допускаются местные увеличения диаметра до 3 мм и не более 1 мм на участке резьбы. Разностенность ниппеля в плоскости торца малого основания конуса замковой резьбы не должна превышать 1,5 мм для замков ЗП-114 и 2,0 мм для замков ЗП-127.

Несоосность наружной и внутренней поверхностей хвостовика муфты или ниппеля относительно наружной цилиндрической поверхности муфты или ниппеля не должна превышать 0,4 мм в плоскости торца.

На торцах хвостовиков окалина не допускается. Средний ресурс до списания 500 циклов свинчивания-развинчивания. Каждая партия замков поставляется комплектно, резьба замковая покрывается антикоррозионной смазкой (например, К-17, по ГОСТ 10877 – 76).

Партия замков сопровождается сертификатом, удостоверяющим соответствие качества замков требованиям технических условий. Замковые детали подвергаются проверке механических свойств – на растяжение и ударную вязкость. Испытание на растяжение производится по ГОСТ 10006 – 80, а испытание на ударную вязкость – по ГОСТ 9454 – 78.

Эксплуатация замков должна вестись согласно инструкции по эксплуатации. В процессе эксплуатации допускается до трех ремонтов замковой резьбы.

### 19.5. ЛЕГКОСПЛАВНЫЕ БУРИЛЬНЫЕ ТРУБЫ

Легкосплавные бурильные трубы (ЛБТ) применяются в структурном, разведочном и эксплуатационном бурении, а также при капитальном ремонте скважин.

Выпускают ЛБТ сборной конструкции (рис. 19.16, а) гладкие и с протекторным утолщением, беззамковой конструкции, а также для компоновки низа бурильной колонны с увеличенной толщиной стенки. ЛБТ сборной конструкции гладкие и с протекторным утолщением изготавливаются в соответствии с ГОСТ 23786 – 79.

ТБ – с внутренними утолщениями (рис. 19.16, б);

ТБП – с внутренними концевыми утолщениями и протекторным утолщением (рис. 19.17).

Размеры ЛБТ с внутренними концевыми утолщениями, поставляемых без резьбы, приведены в табл. 19.11.

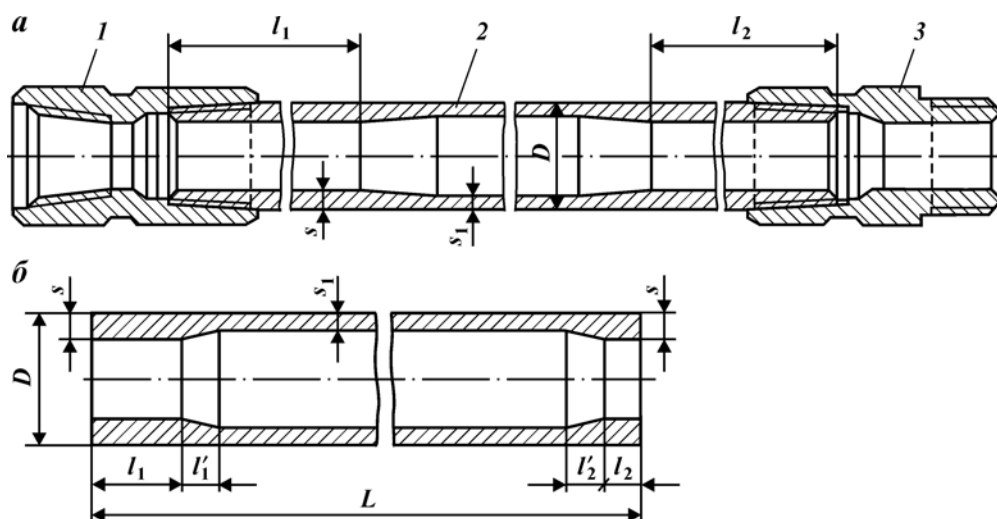


Рис. 19.16. Труба легкосплавная:

а – сборной конструкции; б – с внутренними утолщениями; 1 – муфта; 2 – труба; 3 – nipple

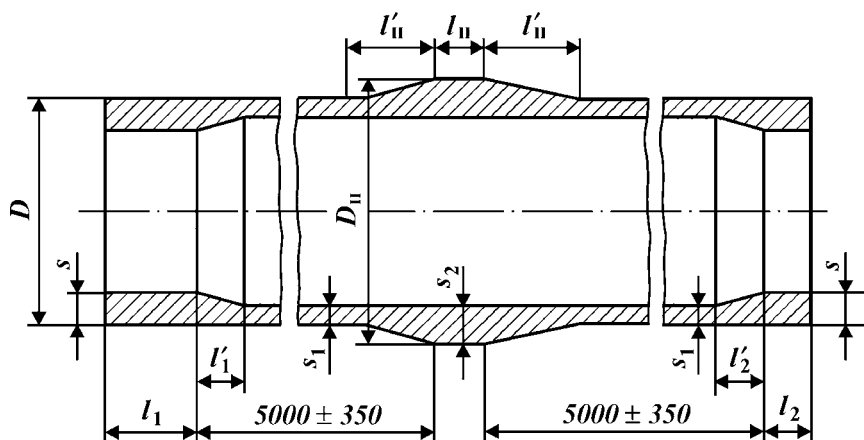


Рис. 19.17. Труба с внутренними и наружными протекторными утолщениями

Размеры труб с внутренними концевыми утолщениями, выпускаемых с нарезанной резьбой и навинченными стальными замками, приведены в табл. 19.12, а труб с протекторным утолщением — в табл. 19.13.

По согласованию с потребителем допускается изготовление труб без резьбы и замков. Номинальная длина труб без протекторного утолщения в зависимости от диаметра приведена ниже.

ЛБТ с протекторным утолщением поставляются длиной 12 м всех диаметров. Отклонения по длине +150 мм, -200 мм. Допускается 5 % труб в партии с предельным отклонением по длине +300 мм, -350 мм.

|                  |     |     |        |      |
|------------------|-----|-----|--------|------|
| Диаметр, мм..... | 54  | 64  | 64-110 | >110 |
| Длина, м.....    | 4,5 | 5,3 | 9,0    | 12,0 |

ЛБТ изготавливаются из алюминиевого сплава Д16 с химическим составом по ГОСТ 4748-74 в закаленном и естественно состаренном состоянии (Д16Т) (табл. 19.14). Механические свойства труб нормальной прочности при растяжении должны соответствовать следующим требованиям.

Таблица 19.11

Размеры (в мм) труб без резьбы с внутренними концевыми утолщениями

| Наружный диаметр $D$ |                       | Толщина стенки концевой утолщения |                       | Толщина стенки основного сечения $s_1 \pm 0, 1s_1$ | Длина концевой утолщения |                    |     |
|----------------------|-----------------------|-----------------------------------|-----------------------|--|--------------------------|--------------------|-----|
| номинальный          | предельное отклонение | номинальная                       | предельное отклонение |  | $l_1^{+200}_{-50}$       | $l_2^{+100}_{-50}$ |     |
| 54                   | $\pm 0,6$             | 13                                | +13                   | 7,5  | 150                      | 150                |     |
| 64<br>73             | +1,5<br>-0,5          |                                   | +1,5<br>-1,0          |  | 8,0                      | 200                | 200 |
| 90                   | +1,5<br>-1,0          | 16                                | +2,0                  | 9,0  |                          |                    |     |
| 103                  |                       | 15                                | -1,0                  |  | 1000                     |                    |     |
| 108                  |                       | 25                                | +2,5<br>-1,5          |  |                          |                    |     |



Таблица 19.12

**Размеры (в мм) труб с навинченными замками и внутренними концевыми утолщениями**

| Наружный диаметр<br>$D_{-1,0}^{+2,0}$ | Толщина стенки концевого утолщения $s$ |                       | Толщина стенки основного сечения $s_1 \pm 0,1s_1$ | Длина концевого утолщения |                    |
|---------------------------------------|--|-----------------------|---|---------------------------|--------------------|
|                                       | номинальная                            | предельное отклонение |   | $l_1^{+200}_{-50}$        | $l_2^{+100}_{-50}$ |
| 114                                   | 15                                     | +2,0<br>-1,0          | $\frac{10}{9}$                                    | 1300                      | 250                |
| 129                                   | 17                                     | +2,5<br>-1,5          | 11  | 1300                      | 250                |
| 147                                   | 15                                     | +2,0<br>-1,0          | 9   |                           |                    |
|                                       | $\frac{17}{20}$                        | +2,5<br>-1,5          | $\frac{11}{13}$                                   |                           |                    |
| 147                                   | 22<br>24                               | +2,8<br>-1,7          | 15<br>17  |                           |                    |

|   |        |      |
|---|--------|------|
| Наружный диаметр, мм.....                               | 54—120 | >120 |
| Временное сопротивление $\sigma_b$ , МПа, не менее..... | 392    | 421  |
| Предел текучести $\sigma_T$ , МПа, не менее.....        | 255    | 274  |
| Относительное удлинение $\delta$ , %, не менее.....     | 12     | 10   |

Кривизна на средней трети длины трубы не должна превышать 1,5 мм на 1 м, а на остальных участках, исключая протекторное утолщение и места переходов от основного сечения трубы к утолщениям — 1,3 мм.

На наружной и внутренней поверхностях труб не допускаются раковины, трещины, расслоения, неметаллические включения, пятна коррозионного происхождения. Не допускаются пленки, отслоения, пузыри, забоины, царапины, риски, задиры, вмятины, запрессовки, если глубина их залегания, определяемая контрольной зачисткой, превышает предельные отклонения по толщине стенки. Допускаются цвета побежалости, темные и белые пятна и следы технологической смазки.

На наружной поверхности протекторного утолщения и в местах переходов к нему не допускаются продольные расслоения глубиной до 2 мм, определяемые контрольной зачисткой. В месте перехода от утолщения к основному сечению трубы допускается один кольцевой пережим при условии соответствия толщины стенки и внутреннего диаметра. При этом пе-

Таблица 19.13

**Размеры (в мм) труб с протекторным утолщением**

| Наружный диаметр<br>$D_{-1,0}^{+2,0}$ | Диаметр протекторного утолщения<br>$D_{\Pi}^{+3,0}_{-2,8}$ | Толщина стенки                           |                                     |   | Длина утолщения    |                    | Длина протекторного утолщения<br>$l_{\Pi}^{\pm 5,0}$ |
|---------------------------------------|--|--|-------------------------------------|---|--------------------|--------------------|--|
|                                       |  | концевого утолщения<br>$s_{-1,0}^{+2,5}$ | основного сечения<br>$s_1 + 0,1s_1$ | протекторного утолщения<br>$s_{-0,2}^{+0,15}$ | $l_1^{+200}_{-50}$ | $l_2^{+100}_{-50}$ |  |
| 129                                   | 150  | 17                                       | 11                                  | 21,5  | 1300               | 250                | 300  |
| 147                                   | 172  |  |                                     | 23,5  |                    |                    |  |
| 170                                   | 197  |  | 24,5                                |   |                    |                    |  |
| 170                                   | 197  |  | 26,5                                |   |                    |                    |  |
|                                       |  |  | 13                                  |   |                    |                    |  |

Таблица 19.14

## Характеристика труб из сплава Д16Т

| Параметр                           | Наружный диаметр труб, мм       |      |        |        |        |        |        |        |        |        |        |        |
|------------------------------------|---------------------------------|------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|
|                                    | 64                              | 73   | 90     | 114    | 129    |        | 147    |        |        | 190    |        |        |
|                                    | Толщина стенки тела трубы s, мм |      |        |        |        |        |        |        |        |        |        |        |
|                                    | 8                               | 9    | 9      | 10     | 9      | 11     | 9      | 11     | 13     | 15     | 17     | 11     |
| Площадь сечения, см <sup>2</sup> : |                                 |      |        |        |        |        |        |        |        |        |        |        |
| тела трубы                         | 14,1                            | 18,1 | 22,5   | 32,6   | 33,9   | 40,8   | 39,0   | 47,0   | 54,7   | 62,1   | 69,5   | 54,9   |
| канала в теле трубы                | 18,1                            | 23,7 | 42,7   | 69,4   | 96,6   | 90,0   | 130,6  | 122,7  | 114,9  | 107,4  | 100,2  | 171,9  |
| Растягивающая нагрузка, кН:        |                                 |      |        |        |        |        |        |        |        |        |        |        |
| допускаемая                        | 390                             | 500  | 650    | 1170   | 1210   | 1460   | 1070   | 1290   | 1500   | 1710   | 1910   | 1510   |
| предельная                         | 460                             | 600  | 750    | 153    | 159    | 1920   | 1390   | 1680   | 1950   | 2170   | 2430   | 1980   |
| Внутреннее давление, МПа:          |                                 |      |        |        |        |        |        |        |        |        |        |        |
| допускаемое                        | 55                              | 54,2 | 43     | 38,5   | 30,7   | 37,5   | 27     | 33     | 39     | 45     | 50,9   | 28,5   |
| предельное                         | 71,4                            | 70,5 | 60     | 51,5   | 41,5   | 50,5   | 36,5   | 44,5   | 52     | 59,3   | 66,5   | 38,5   |
| Внешнее допускаемое давление, МПа  | 57,5                            | 47   | 50     | 30     | 20,5   | 29,5   | 14     | 24     | 32     | 38     | 42     | 17,5   |
| Крутящий момент, Н·м:              |                                 |      |        |        |        |        |        |        |        |        |        |        |
| допускаемый                        | 4840                            | 7100 | 12 500 | 21 500 | 26 180 | 30 500 | 34 900 | 40 900 | 46 350 | 51 340 | 55 800 | 56 400 |
| предельный                         | 5750                            | 8450 | 14 900 | 25 500 | 31 100 | 36 250 | 41 500 | 48 650 | 55 150 | 61 000 | 66 350 | 67 100 |

Примечание. Предельная нагрузка допускается в аварийной ситуации.

режим не должен выводить наружный диаметр за предельные отклонения: +1,0 мм и –2,0 мм для труб диаметрами 54 и 64 мм; +2,5 и –5,0 мм для труб остальных диаметров.

Допускаются отслоения глубиной: от наружной поверхности не более 1,5 мм и от внутренней – не более 3,0 мм.

Длина переходных зон от концевой утолщения к основному сечению трубы должна быть не более 300 мм, а от протекторного утолщения до основного сечения трубы – не более 1800 мм.

Овальность и разностенность труб должны быть в пределах допусков по наружному диаметру и толщине стенки.

Несоосность протекторного утолщения с осью трубы предусматривается не более 7 мм.

Технические требования к замкам ЛБТ должны соответствовать ГОСТ 5286–75, а требования к трубной резьбе треугольного профиля – ГОСТ 631–75 (для труб 147 мм используется резьба 146-мм труб по ГОСТ 632–80).

Условное обозначение трубы из алюминиевого сплава марки Д16 в закаленном и естественно состаренном состоянии (Т), нормальной прочности, с внутренними концевыми утолщениями, диаметром 147 мм и толщиной стенки 11 мм – труба Д16Т147×11 ГОСТ 23786–79. То же, с протекторным утолщением – труба ПД16Т147×11 ГОСТ 23786–79.

С целью улучшения механических свойств труб используется сплав 01953Т1 с пределом текучести 490 МПа, а для работы в условиях повышенных температур – АК4Т1.

## 19.6. УТЯЖЕЛЕННЫЕ БУРИЛЬНЫЕ ТРУБЫ

### УТЯЖЕЛЕННЫЕ БУРИЛЬНЫЕ СБАЛАНСИРОВАННЫЕ ТРУБЫ УБТС-2

Утяжеленные бурильные сбалансированные трубы УБТС-2 изготавливаются по ТУ 51-774–77 из хромоникельмолибденовых сталей и подвергаются термообработке только по концам на длине 0,8–1,2 м. Концы труб под термообработку нагревают с помощью специальных индукторов. Канал в УБТ получают сверлением, а механическая обработка обеспечивает необходимую балансировку труб. Условное обозначение: УБТС-2-178/3-147, ТУ 51-774–77 (труба с наружным диаметром 178 мм и резьбой 3-147). Длина труб 6,0 м.

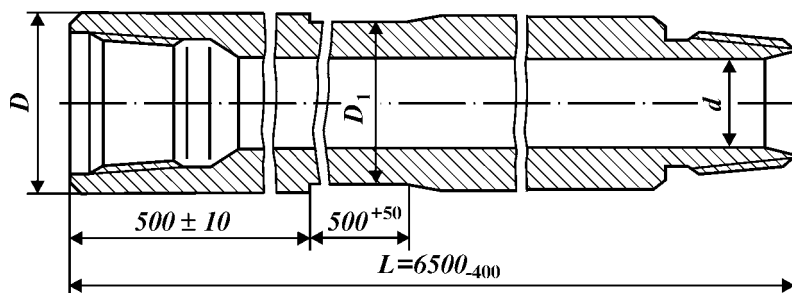


Рис. 19.18. Утяжеленная труба УБТС-2

Таблица 19.15

**Размеры (в мм) сбалансированных утяжеленных труб УБТС-2**

| Условное обозначение трубы | Наружный диаметр $D \pm 1$ | Резьба  | Внутренний диаметр $d \pm 1,5$ | Диаметр проточки под элеватор $D_1$ | Теоретическая масса 1 м гладкой трубы, кг |
|----------------------------|----------------------------|---------|--------------------------------|-------------------------------------|---|
| УБТС2-120                  | 120                        | 3-101   | 64                             | 102                                 | 63,5                                      |
| УБТС2-133                  | 133                        | 3-10864 | 64                             | 115                                 | 84,0                                      |
| УБТС2-146                  | 146                        | 3-121   | 68                             | 136                                 | 103,0                                     |
| УБТС2-178                  | 178                        | 3-147   | 80                             | 168                                 | 156,0                                     |
| УБТС2-203                  | 203                        | 3-161   | 80                             | 190                                 | 214,6                                     |
| УБТС2-229                  | 229                        | 3-171   | 90                             | 195                                 | 273,4                                     |
| УБТС2-254                  | 254                        | 3-201   | 100                            | 220                                 | 336,1                                     |
| УБТС2-273                  | 273                        | 3-201   | 100                            | 220                                 | 397,9                                     |
| УБТС2-299                  | 299                        | 3-201   | 100                            | 245                                 | 489,5                                     |

Утяжеленные бурильные трубы УБТС-2 (рис. 19.18 и табл. 19.15) изготовляют диаметрами 178, 203 и 229 мм.

Соединения ниппельного и муфтового концов труб выполняются с правой замковой резьбой, по ГОСТ 5286–75, а для диаметров 254, 273 и 299 мм – с резьбой 3-201, по ГОСТ 20692–75.

Для повышения сопротивления усталости резьбовых соединений на них протачиваются зарезьбовые разгружающие канавки ЗРК. Применяются обкатка роликами и другие упрочняющие методы обработки.

Кривизна канала трубы относительно ее теоретической оси в середине трубы не должна превышать следующие значения: 4,5 мм для труб диаметром 120 и 133 мм; 3,0 мм – 146 и 178 мм; 2,0 мм для труб остальных диаметров.

По типу конструкции труб ВК типа 3 (ГОСТ 631–75) разработаны конструкции труб ЛБТВК диаметрами 103, 114, 129, 140 и 147 мм. В соединении использована трубная трапецеидальная резьба профиля ТТ (ГОСТ 631–75), соответствующая диаметрам стальных бурильных труб с коническими стабилизирующими поясками; для труб ЛБТВК-147 применена резьба ТТ138×5,08×1:32.

Предел выносливости труб с резьбой треугольного профиля труб ЛБТВК-147 составляет соответственно 29–32 и 53 Н/мм<sup>2</sup>. Высокопрочные замки ЗЛК-178В ( $\sigma_T = 980$  МПа) и замки ЗЛК-178 изготовляют по ТУ 26-02-1001–85.

Кроме труб с навинченными замками изготовляют также трубы беззамковой конструкции, концы которых имеют значительное наружное утолщение, на которых нарезается замковая резьба. Прочность этих труб выше прочности труб сборной конструкции (табл. 19.16).

Таблица 19.16

**Характеристика беззамковых труб**

| Диаметр трубы, мм | Масса 1 м трубы, кг | Растягивающая нагрузка, кН |            | Внутреннее давление, МПа |            | Крутящий момент, кН·м |            |
|-------------------|---------------------|----------------------------|------------|--------------------------|------------|-----------------------|------------|
|                   |                     | допускаемая                | предельная | допускаемое              | предельное | допускаемый           | предельный |
| 146               | 16,5                | 1400                       | 1680       | 29,5                     | 44,5       | 25                    | 30         |
| 127               | 11,4                | 1150                       | 1400       | 35                       | 52,0       | 20                    | 25         |
| 108               | 13,1                | 830                        | 1000       | 40                       | 59,5       | 10                    | 13         |
| 90                | 6,7                 | 600                        | 700        | 52                       | 77,0       | 5                     | 6          |

Стальные замки навинчивают на ЛБТ на специальном стенде с приложением определенного крутящего момента. Резьбу бурильных труб и замков тщательно очищают, промывают и обезжиривают. На резьбу бурильных труб наносят соответствующую смазку на основе эпоксидной смолы с наполнителями и вручную навинчивают замковые детали, подобранные по натягам (сумма натягов резьбы замка и трубы должна составлять 22–25 мм). Наибольший крутящий момент на шпинделе стенда 25 кН·м. Применяется также навинчивание замков в нагретом состоянии. Замок предварительно нагревают до 380–400 °С; навинчивание на трубу осуществляют при одновременном охлаждении внутренней поверхности

Допускается холодная правка труб (без подогрева) диаметром 120, 133 и 146 мм до нарезания резьбы.

Разностенность тела трубы не должна превышать 5,0 мм для труб диаметрами 120, 133 и 146 мм; 3,5 мм для труб остальных диаметров.

Разностенность на длине резьбовой части допускается не более 1 мм.

Утяжеленные бурильные трубы должны изготавливаться из стали марки 38ХНЗМФА, по ГОСТ 4543–71 со следующими механическими свойствами после термообработки.

|   |         |
|---|---------|
| Предел текучести $\sigma_t$ , МПа, не менее .....         | 735     |
| Относительное удлинение $\delta$ , %, не менее .....      | 10      |
| Ударная вязкость КСV, кДж/м <sup>2</sup> , не менее ..... | 588     |
| Твердость НВ .....  | 285–341 |

Допускается изготовление труб из других легированных сталей, например 40ХН2МА, с механическими свойствами после термообработки.

|   |     |
|---|-----|
| Предел текучести $\sigma_t$ , МПа, не менее .....         | 637 |
| Относительное удлинение $\delta$ , %, не менее .....      | 10  |
| Ударная вязкость КСV, кДж/м <sup>2</sup> , не менее ..... | 490 |
| Твердость НВ .....  | 255 |

На наружной и внутренней поверхностях труб не должно быть плен, раковин, закатов, расслоений, трещин и песочин. Заварка и заделка дефектных мест не допускаются. Обнаруженные дефектные места на наружной поверхности могут быть вырублены, при этом глубина вырубки не должна превышать 5 % номинальной толщины стенки, а протяженность вырубленных мест – 100 мм в продольном направлении и 25 мм в поперечном. Число вырубленных мест должно быть не более двух в разных сечениях, вырубка должна быть тщательно зачищена и иметь пологие края.

На участке менее 400 мм от конца трубы вырубка не допускается.

По наружному диаметру труб допускаются проточки отдельных мест, требуемые технологией механической обработки труб, на глубину не более 1 мм и общей протяженностью не свыше 400 мм. Проточки должны заканчиваться плавными, без подрезов, переходами.

С целью предохранения от коррозии наружные поверхности каждой трубы быть окрашены.

Упорные поверхности ниппельного и муфтового концов трубы должны быть без заусенцев, забоин и других дефектов, нарушающих плотность соединений. Не допускается наносить на них какие бы то ни было знаки маркировки.

Резьба должна быть гладкой, без забоин, выкрошенных ниток, заусенцев и других дефектов, нарушающих непрерывность резьбы. Резьба должна быть фосфатирована.

На каждой трубе на расстоянии 0,4 м от ее ниппельного конца должна быть нанесена маркировка: товарный знак или наименование предприятия-

изготовителя, условное обозначение трубы, порядковый номер трубы, марка стали, порядковый номер плавки, длина трубы, дата выпуска, клеймо ОТК завода-изготовителя. Маркировка должна быть произведена четко клеймами. Все клейма должны быть выбиты вдоль образующей трубы и обведены светлой краской.

При транспортировании наружная и внутренняя резьба труб и упорные поверхности должны быть надежно защищены предохранительными пробками и кольцами.

При навинчивании пробок и колец резьба и упорные поверхности должны быть смазаны антикоррозионной смазкой.

Каждая поставляемая партия труб должна сопровождаться документом (сертификатом), удостоверяющим соответствие их качества требованиям технических условий, в котором указываются: дата выпуска, номера плавки, порядковые номера труб (от — до для каждой плавки), наружный и внутренний диаметры, обозначения резьбы, длина труб, содержание серы и фосфора для труб каждой плавки, результаты механических испытаний металла труб.

При погрузке на автомобили трубы следует укладывать на брусья и привязывать к ним цепью с двух сторон.

Перед разгрузкой труб необходимо убедиться, что предохранительные пробки находятся на месте и затянуты.

Трубы должны храниться на стеллажах уложенными в один ряд, причем расстояние от поверхности земли должно быть не менее 0,5 м, с тем чтобы уберечь их от влаги и грязи.

#### УТЯЖЕЛЕННЫЕ БУРИЛЬНЫЕ ТРУБЫ ГОРЯЧЕКАТАНЫЕ

Утяжеленные бурильные трубы горячекатаные диаметрами 146, 278, 203, 219 и 245 мм поставляются по ТУ 14-3-385—79, а трубы (заготовки для УБТ) диаметрами 73, 89 и 108 мм по ТУ 14-3-839—79. Утяжеленные бурильные трубы изготавливаются гладкими по всей длине: 146×74×8000, 178×90×12 000, 203×100×12 000, 219×112×8000 и 245×135×7000 мм. Допускается поставка труб диаметром 146 мм, длиной 6 м и диаметром 203 мм, длиной 8 м до 30 % объема заказа, а диаметром 178 мм, длиной 8 м — до 10 %.

Размеры, отклонения и масса труб приведены в табл. 19.17.

Таблица 19.17

| Диаметр трубы, мм               | Резьба     | Отклонение по длине, м | Отклонение по кривизне, мм на 1 м длины | Минимальная толщина стенки по резьбе ниппеля, мм | Масса 1 м труб, кг | Примечание                 |
|---------------------------------|------------|------------------------|---|--|--------------------|----------------------------|
| 146±4                           | 3-121      | ±1                     | 2                                       | 4  | 97,6               | —                          |
| 178±3                           | 3-147      | ±1                     | 2                                       | 7  | 145,4              | —                          |
| 203 <sup>+3</sup> <sub>-2</sub> | 3-171      | ±1                     | 2                                       | 7  | 193,0              | —                          |
| 219 <sup>+3</sup> <sub>-2</sub> | Без резьбы | По ГОСТ 8732—78        | 3                                       | —  | 225,1              | Рекомендуется резьба 3-171 |
| 245±3                           | То же      | По ГОСТ 8732—78        | 3                                       | —  | 267,4              | Рекомендуется резьба 3-201 |

Механические свойства материала труб

| Группа прочности | Временное сопротивление разрыву, МПа | Предел текучести, МПа | Относительное удлинение, % | Относительное сужение, % | Ударная вязкость, кДж/м <sup>2</sup> |
|------------------|--------------------------------------|-----------------------|----------------------------|--------------------------|--------------------------------------|
| Д                | 637                                  | 373                   | 16                         | 40                       | 392                                  |
| К                | 686                                  | 441                   | 12                         | 40                       | 392                                  |

Допуск по толщине стенки для труб диаметрами 146, 178, 203 составляет – 12,5 %. Внутренний диаметр (канал) трубы  $d_{\text{кан}}$  контролируется шаблоном. Разностенность труб диаметрами 219 и 245 мм в одном сечении не должна превышать 10 мм.

На поверхности труб не должно быть дефектов в виде плен, трещин, закатов, расслоений. Допускаются дефекты, обусловленные условиями производства, глубина залегания которых не должна превышать 12,5 % толщины стенки. На концах труб на длине 300 мм дефекты не допускаются. Разрешается запиловка дефектных мест.

Утяжеленные бурильные трубы изготавливаются из сталей групп прочности Д и К.

Механические свойства металла труб после нормализации должны соответствовать данным, приведенным в табл. 19.18.

Утяжеленные бурильные трубы горячекатаные рекомендуется применять при бурении скважин средних глубин в несложных геологических условиях.

#### УТЯЖЕЛЕННЫЕ БУРИЛЬНЫЕ ТРУБЫ С ЗАМКАМИ УБТСЗ

В некоторых случаях при бурении скважин с целью повышения износостойкости резьбы и прочности резьбового соединения, облегчения процесса ремонта применяют утяжеленные бурильные трубы с замками с коническими стабилизирующими поясками (рис. 19.19). Замок УБТСЗ изготавливается высокопрочным с механическими свойствами, по ГОСТ 5286 – 75, из стали марок 40ХН, 40ХН12МА. Изношенный замок может быть легко

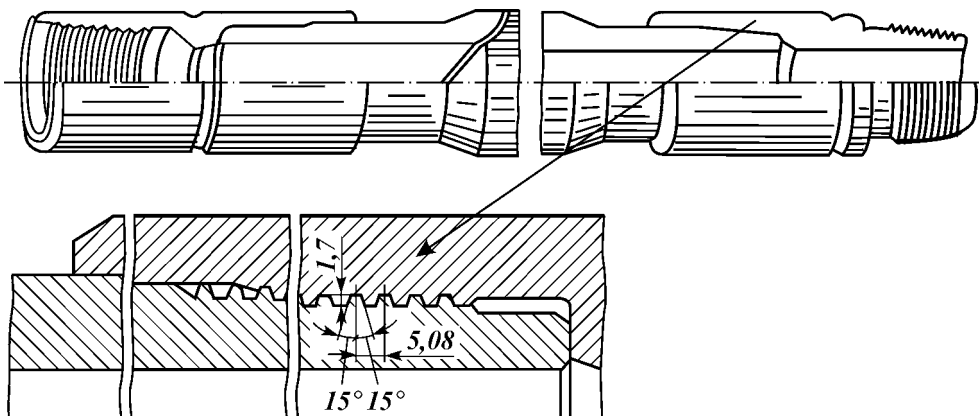


Рис. 19.19. Утяжеленные бурильные трубы с замками УБТСЗ

Таблица 19.19

| Тип резьбы | Конусность $2tg \varphi$ | Элементы профиля замковой резьбы                |                      |                            |                         |                         |                               |                       |
|------------|--------------------------|---|----------------------|----------------------------|-------------------------|-------------------------|-------------------------------|-----------------------|
|            |                          | Теоретическая высота остроугольного профиля $H$ | Высота профиля $h_1$ | Рабочая высота профиля $h$ | Высота среза вершин $l$ | Ширина среза вершин $b$ | Радиус закругления вершин $r$ | Зазор по вершинам $z$ |
| МК         | 1:4                      | 0,8615  | 0,5001               | 0,4278                     | 0,2169                  | 0,2507                  | 0,1445                        | 0,0724                |
|            | 1:6                      | 0,8640  | 0,5016               | 0,4290                     | 0,2173                  | 0,2514                  | 0,1449                        | 0,0725                |
|            | 1:8                      | 0,8649  | 0,5021               | 0,4294                     | 0,2177                  | 0,2517                  | 0,1451                        | 0,0726                |
| СК-90      | 1:4                      | 0,4922  | 0,3431               | 0,2990                     | 0,0966                  | 0,1933                  | 0,1266                        | 0,0442                |
|            | 1:6                      | 0,4965  | 0,3641               | 0,3016                     | 0,0975                  | 0,1950                  | 0,1277                        | 0,0446                |
|            | 1:8                      | 0,4980  | 0,3472               | 0,3025                     | 0,0978                  | 0,1956                  | 0,1281                        | 0,0447                |

Примечание. Приведенные значения необходимо умножить на шаг резьбы  $P$  (при расчете истинных значений профиля).

заменен непосредственно на буровой с использованием установки, размещенной на автомобиле (трубы с замком собирают горячим способом).

ВНИИБТ разработаны конструкции УБТСЗ диаметрами 146, 178, 203 и 229 мм. Трубы соединяются с замком при помощи трапецидальной резьбы профиля ТТ. Отношение большего диаметра посадки к длине стабилизирующего пояса принято 1,1–1,5, а диаметра охватываемой детали (замка) к охватываемой детали (трубе) – 1,2.

Для повышения износостойкости и прочности резьбовых соединений и экономии легированных сталей применяют УБТ с приваренными высокопрочными концами. Приварка может быть выполнена дуговым методом под слоем флюса или контактной электросваркой. Резьбовые концы длиной 500–1500 мм изготавливают из легированной стали с механическими свойствами, по ГОСТ 5286–75, т.е. 3-102 вместо 3-101 и 3-122 вместо 3-121. При использовании такого профиля на 20–30 % повышаются износостойкость и прочность резьбовых соединений.

Для повышения динамической прочности и износостойкости при бурении в особо тяжелых условиях рекомендуется применять профили резьб МК и СК-90 с увеличенным шагом 7 и 8 мм, основные размеры которых приведены в табл. 19.19. Так, износостойкость резьбы МК-90 с крупным шагом 8 мм повышается на 60–65 %, а предел выносливости – на 25 %.

Резьбу СК-90 с углом профиля  $90^\circ$  рекомендуется применять в нижней части колонны при роторном способе бурения.

## 19.7. ПЕРЕВОДНИКИ ДЛЯ БУРИЛЬНЫХ КОЛОНН

Переводники предназначены для соединения между собой частей бурильной колонны и присоединения ее к вертлюгу, забойному двигателю, долоту и т.д. Для бурильных колонн изготавливают переводники следующих типов: П – переходные, М – муфтовые, Н – нипельные.

В зависимости от соотношений диаметров замковых резьб на концах переводники каждого типа могут быть различной конфигурации: цилиндрической, ступенчатой.

Переводники каждого типа и исполнения изготавливают с замковой резьбой как правого, так и левого направления нарезки. Размеры резьбы и требования к ее качеству должны соответствовать ГОСТ 5286–75 для бурильных замков.



Таблица 19.20

## Переводники переходные

| Переводники | Замковая резьба |                  | Габариты, мм |     | Соединяемая часть буровой колонны |                               |
|-------------|-----------------|------------------|--------------|-----|-----------------------------------|-------------------------------|
|             | Муфтовый конец  | Ниппельный конец | L            | D   | верхняя                           | нижняя                        |
| П-76/88     | 3-76            | 3-88             | 395          | 113 | ЗН-95                             | УБТ-108                       |
| П-86/66     | 3-86            | 3-66             | 356          | 108 | ЗШ-108                            | Ловильный инструмент<br>ЗУ-86 |
| П-86/73     | 3-86            | 3-73             | 356          | 108 |                                   | Турбобур-104                  |
| П-86/76     | 3-86            | 3-76             | 369          | 108 | УБТ-108                           | Ловильный инструмент          |
| П-86/88     | 3-86            | 3-88             | 395          | 113 | ЗШ-108                            | Ловильный инструмент          |
| П-88/88     | 3-88            | 3-88             | 395          | 113 | ЗН-108                            | УБТ-108                       |
| П-88/101    | 3-88            | 3-101            | 420          | 118 | УБТ-108                           | Турбобур-127                  |
| П-88/121    | 3-88            | 3-121            | 500          | 146 | ЗН-113                            | УБТ-146                       |
| П-101/88    | 3-101           | 3-88             | 420          | 118 | ЗШ-118                            | Ловильный инструмент          |
| П-101/117   | 3-101           | 3-117            | 500          | 140 |                                   | УБТ-146                       |
| П-101/121   | 3-101           | 3-121            | 497          | 146 |                                   | Ловильный инструмент          |
| П-102/88    | 3-102           | 3-88             | 430          | 120 | ЗУ-120                            | Ловильный инструмент          |
| П-102/101   | 3-102           | 3-101            | 430          | 120 | ЗУ-120                            | Ловильный инструмент          |
| П-102/121   | 3-102           | 3-121            | 496          | 146 |                                   | УБТ-146                       |
| П-108/88    | 3-108           | 3-88             | 451          | 133 | ЗШ-133                            | Ловильный инструмент          |
| П-108/101   | 3-108           | 3-101            | 459          | 133 |                                   | ЗШ-118                        |
| П-108/102   | 3-108           | 3-102            | 465          | 133 |                                   | Ловильный инструмент          |
| П-108/121   | 3-108           | 3-121            | 490          | 146 |                                   | УБТ-146                       |
| П-117/121   | 3-117           | 3-121            | 457          | 146 | Турбобур-127;<br>195              | Долото-190; 215               |
| П-117/147   | 3-117           | 3-147            | 523          | 178 | ЗН-140                            | УБТ-178                       |
| П-121/86    | 3-121           | 3-86             | 489          | 146 | ЗШ-146                            | ЗШ-108, ЗУ-108                |
| П-121/101   | 3-121           | 3-101            | 490          | 146 |                                   | ЗШ-118                        |
| П-121/102   | 3-121           | 3-102            | 496          | 146 |                                   | ЗУ-120                        |
| П-121/108   | 3-121           | 3-108            | 502          | 146 |                                   | ЗШ-133                        |
| П-121/121   | 3-121           | 3-121            | 457          | 146 | Ведущая буровая труба             | ЗШ-146                        |
| П-121/122   | 3-121           | 3-122            | 469          | 146 |                                   | ЗУ-146                        |
| П-121/133   | 3-121           | 3-133            | 484          | 155 |                                   | ЗУ-155                        |
| П-121/147   | 3-121           | 3-147            | 524          | 178 | УБТ-146                           | УБТ-178                       |
| П-121/161   | 3-121           | 3-161            | 537          | 203 |                                   | УБТ-203                       |
| П-122/101   | 3-122           | 3-101            | 490          | 146 | ЗУ-146                            | ЗШ-118                        |
| П-122/102   | 3-122           | 3-102            | 496          | 146 |                                   | ЗУ-120                        |
| П-122/117   | 3-122           | 3-117            | 463          | 146 |                                   | Ловильный инструмент          |
| П-122/121   | 3-122           | 3-121            | 457          | 146 |                                   | УБТ-146                       |
| П-122/133   | 3-122           | 3-133            | 484          | 155 |                                   | Ловильный инструмент          |
| П-122/147   | 3-122           | 3-147            | 524          | 178 |                                   | УБТ-178                       |
| П-133/108   | 3-133           | 3-108            | 506          | 155 | ЗУ-155                            | ЗШ-133                        |
| П-133/117   | 3-133           | 3-117            | 497          | 155 |                                   | Ловильный инструмент          |
| П-133/121   | 3-133           | 3-121            | 482          | 155 |                                   | ЗШ-146                        |
| П-133/140   | 3-133           | 3-140            | 510          | 172 |                                   | Ловильный инструмент          |
| П-133/147   | 3-133           | 3-147            | 520          | 178 |                                   | УБТ-178                       |
| П-147/121   | 3-147           | 3-121            | 516          | 178 | ЗШ-178                            | ЗШ-146                        |
| П-147/133   | 3-147           | 3-133            | 524          | 178 |                                   | ЗУ-155                        |
| П-147/140   | 3-147           | 3-140            | 510          | 178 |                                   | Ловильный инструмент          |
| П-147/147   | 3-147           | 3-147            | 517          | 178 | Ведущая буровая труба             | ЗШ-178                        |
| П-147/152   | 3-147           | 3-152            | 517          | 197 | ЗШ-178                            | Ловильный инструмент          |
| П-147/161   | 3-147           | 3-161            | 517          | 185 | ЗШ-178                            | УБТ-203                       |

Продолжение табл. 19.20

| Переводники  | Замковая резьба                                    |  | Габариты, мм                           |  | Соединяемая часть буровой колонны       |  |
|--|--|--|--|--|---|--|
|  | Муфтовый конец                                     | Ниппельный конец                                   | L                                      | D                                      | верхняя                                 | нижняя   |
| П-147/171<br>П-152/121   | 3-147<br>3-152                                     | 3-171<br>3-121                                     | 521<br>526                             | 203<br>197                             | УБТ-178<br>Турбобур-172;<br>195         | УБТ-229<br>Долото-245  |
| П-161/147<br>П-161/171<br>П-171/147<br>П-171/171<br>П-171/177<br>П-171/201 | 3-161<br>3-161<br>3-171<br>3-171<br>3-171<br>3-171 | 3-147<br>3-171<br>3-147<br>3-171<br>3-177<br>3-201 | 517<br>538<br>538<br>517<br>523<br>518 | 185<br>229<br>203<br>203<br>229<br>254 | УБТ-203<br>УБТ-203<br>ЗШ-203<br>УБТ-229 | Турбобур-215<br>УБТ-229<br>ЗШ-178<br>Электробур-290<br>Долото-445<br>УБТ-254 |

Примечание. Цифры, стоящие после названия элементов буровой колонны (УБТ, долото, турбобур), указывают значение их наружного диаметра в мм.

Переводники для буровых колонн изготавливаются в соответствии с требованиями ГОСТ 7360–82Е. Указанный стандарт предусматривает изготовление 90 типоразмеров переводников, которые охватывают практически все необходимые случаи их применения (табл. 19.20, 19.21 и рис. 19.20).

В условное обозначение переводников входит типоразмер переводника, а переводников с резьбами левого направления нарезки – буква Л.

Пример условного обозначения переводника типа М с резьбами 3-147/171; М-147/171 ГОСТ 7360–82Е. То же, типа П:П-147/171 ГОСТ 7360–82Е. То же, с резьбами левого направления нарезки: П-147/171-Л ГОСТ 7360–82Е.

Переводники изготавливаются из стали марки 40ХН и по ГОСТ 4543–71 или из других никельсодержащих марок сталей со следующими механическими свойствами после термообработки.

|  |         |
|--|---------|
| Временное сопротивление $Q_b$ , МПа, не менее.....       | 882     |
| Предел текучести $Q_T$ , МПа, не менее.....              | 735     |
| Относительное удлинение $\delta_5$ , %, не менее.....    | 10      |
| Относительное сужение $\phi$ , %, не менее.....          | 45      |
| Ударная вязкость КСУ, кДж/м <sup>2</sup> , не менее..... | 686     |
| Твердость НВ.....  | 285–341 |

Таблица 19.21

**Переводники муфтовые и ниппельные**

| Переводники   | Замковая резьба  |  | Габариты, мм  |   | Соединяемая часть буровой колонны  |  |
|---|--|--|---|---|--|--|
|   | Верхний конец  | Нижний конец   | L   | D   | верхняя  | нижняя   |
| М-86/88<br>М-108/88<br>М-121/88<br>М-121/117<br>М-147/152<br>М-171/152<br>Н-147/152<br>Н-147/171<br>Н-171/201 | 3-86<br>3-108<br>3-121<br>3-121<br>3-147<br>3-171<br>3-147<br>3-147<br>3-171 | 3-88<br>3-88<br>3-88<br>3-117<br>3-152<br>3-152<br>3-152<br>3-171<br>3-201 | 325<br>366<br>398<br>356<br>391<br>400<br>550<br>707<br>671 | 113<br>133<br>146<br>146<br>197<br>229<br>197<br>203<br>254 | УБТ-108<br>УБТ-133<br>УБТ-146<br>УБТ-146<br>УБТ-178<br>УБТ-229<br>ЗШ-178<br>Турбобур-290 | Долото-132–187<br><br><br>Долото-190<br>Долото-245–295<br>Долото-245–295<br>Ловильный инструмент<br>Долото-490 |

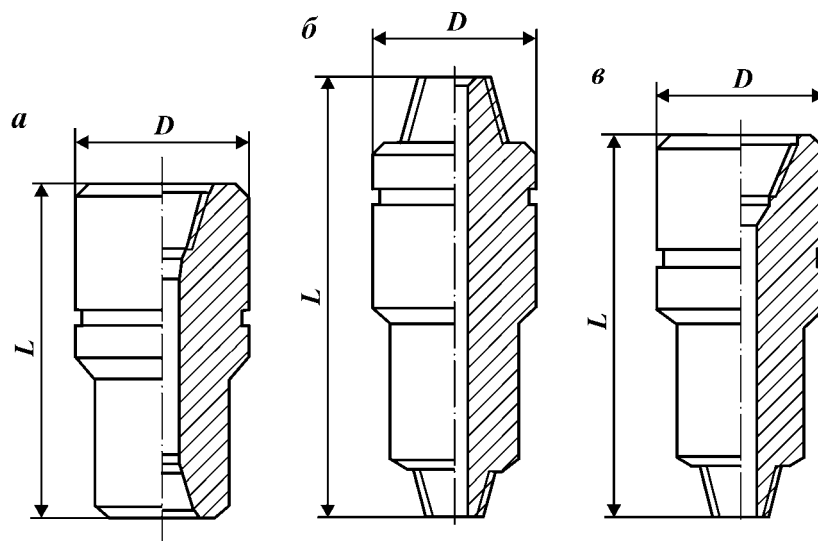


Рис. 19.20. Переводники для бурильных колонн ступенчатой конфигурации: *a* – муфтовый; *б* – nippleльный; *в* – переходный

На наружной цилиндрической поверхности каждого переводника протачивается пояска для маркировки шириной 10 мм и глубиной 1 мм. На переводниках исполнения цилиндрической конфигурации этот пояска находится посредине цилиндрической части; на переводниках ступенчатой конфигурации – на цилиндрической поверхности большего наружного диаметра на расстоянии 20 мм от переходной фаски.

На переводниках с левыми резьбами рядом с маркировочным пояска протачивается опознавательный пояска шириной 5 и глубиной 1 мм.

## 19.8. ОБЩИЕ ПРИНЦИПЫ И МЕТОДИКА РАСЧЕТА КОМПОНОВКИ БУРИЛЬНЫХ ТРУБ В КОЛОННЕ

### РАСЧЕТ УТЯЖЕЛЕННЫХ БУРИЛЬНЫХ ТРУБ

Диаметр УБТ определяют из условия обеспечения наибольшей жесткости труб при изгибе с учетом конструкции скважин и условий бурения. Длину УБТ определяют в зависимости от нагрузки на долото.

В табл. 19.22 приводятся рекомендуемые соотношения диаметров долот и УБТ согласно РД 39-2-411 – 80.

Жесткость наддолотного участка УБТ должна быть больше жесткости сечения обсадной колонны, под которую ведется бурение. В табл. 19.23 приводятся соотношения диаметров обсадных труб и наименьших диаметров УБТ, удовлетворяющих указанному условию.

Отношение диаметра бурильных труб, расположенных над УБТ, к диаметру УБТ должно быть  $\geq 0,7$ . Если это отношение  $< 0,7$ , то комплект УБТ должен состоять из труб нескольких диаметров, уменьшающихся в направлении к бурильным трубам. При этом диаметр первой ступени должен со-

Таблица 19.22

## Диаметры (мм) долот и УБТ

| Долото        | УБТ                    | Долото  | УБТ        |
|---------------|------------------------|---------|------------|
| 139,7 – 146   | 114<br>108             | 269,9   | 229<br>203 |
| 149,2 – 161   | 121 – 139<br>114 – 121 | 295,3   | 245<br>219 |
| 165,1 – 171,4 | 133 – 146<br>121 – 133 | 320     | 245<br>229 |
| 187,3 – 200   | 159                    | 349,2   | 254<br>229 |
| 212,7 – 228,6 | 146<br>178             | ≥ 374,6 | 273<br>254 |
| 244,5 – 250,8 | 159<br>203<br>178      |         |            |

Примечания: 1. В верхней строке приведено значение диаметра УБТ для нормальных условий бурения, в нижней – для осложненных. 2. В осложненных условиях при бурении долотами диаметром свыше 250,8 мм допускается применение УБТ ближайшего меньшего диаметра с одновременной установкой опорно-центрирующих устройств. 3. При бурении забойными двигателями диаметр нижней секции УБТ должен быть не более диаметра двигателя.

ответствовать табл. 19.23, а отношение диаметра последующей ступени к предыдущей должно быть  $\geq 0,8$ .

Длину комплекта УБТ I, состоящего из труб одного диаметра, определяют по формуле

$$l_0 = (1,2 - 1,25) \frac{Q}{gq_0}, \quad (19.1)$$

где  $Q$  – нагрузка на долото, Н;  $q_0$  – масса 1 м УБТ в растворе, кг/м;  $g$  – ускорение силы тяжести.

Общий вес комплекта УБТ, состоящего из труб разных диаметров,  $(q_1 l_1 + q_2 l_2 + \dots + q_n l_n)g = (1,1 \div 1,25)Q$ .

Если  $Q > P_{кр}$ , то на сжатом участке УБТ рекомендуется устанавливать промежуточные опоры профильного сечения.

Наиболее опасные для УБТ – знакопеременные изгибающие напряжения. Условие прочности для УБТ:

$$\frac{\pi^2 E I f}{2L^2} \leq \frac{M_{пр}}{1,5}, \quad (19.2)$$

$$\frac{E I \alpha_0}{573} \leq \frac{M_{пр}}{1,5}, \quad (19.3)$$

где  $E$  – модуль Юнга материала труб, Н/м<sup>2</sup>;  $I$  – момент инерции сечения трубы, м<sup>2</sup>;  $EI$  – жесткость сечения труб, Н·м<sup>2</sup>;  $f$  – стрела прогиба УБТ, м;

Таблица 19.23

## Диаметры (мм) обсадных долот и УБТ

| Обсадная труба | УБТ | Обсадная труба | УБТ |
|----------------|-----|----------------|-----|
| 114            | 108 | 245            | 203 |
| 127            | 121 | 273            | 203 |
| 140 – 146      | 146 | 299            | 229 |
| 168            | 159 | 324 – 339      | 229 |
| 178 – 194      | 178 | 351            | 229 |
| 219            | 178 | 377            | 254 |

$L$  — длина полуволны, м;  $M_{\text{пр}}$  — предельный изгибающий момент при натуральных испытаниях (данные ВНИИБТ);  $\alpha_0$  — интенсивность искривления скважин на 10 м длины.

Расчет напряжений в УБТ следует проводить в качестве контрольного при бурении на искривленных участках. При известных значениях  $M_{\text{пр}}$  можно определить допускаемые величины.

#### РАСЧЕТ БУРИЛЬНЫХ ТРУБ ПРИ БУРЕНИИ ЗАБОЙНЫМИ ДВИГАТЕЛЯМИ

В процессе расчета определяются либо напряжения в трубах, либо длины секций по допустимым нагрузкам.

Одноразмерная колонна для вертикальной скважины. Допускаемая глубина спуска односекционной колонны (в м)

$$I_1 = \frac{Q_p^{(1)} - 1,15g(Q_T + G)(1 - \rho_{\text{ж}}/\rho) - p_{\text{п}}F_{\text{п}}}{1,15q_1g(1 - \rho_{\text{ж}}/\rho)}; \quad (19.4)$$

$$Q_p^{(1)} = \sigma_T F_1 / n = Q_1 / n,$$

где  $Q_p^{(1)}$  — допускаемая растягивающая нагрузка на трубы, Н;  $Q_T + G$  — масса УБТ и забойного двигателя, кг;  $p_{\text{п}}$  — перепад давления в забойном двигателе и долоте, Па;  $Q_1$  — предельная нагрузка на трубу, Н;  $F_1$  — площадь поперечного сечения тела трубы, м<sup>2</sup>;  $\rho_{\text{ж}}, \rho$  — плотность соответственно бурового раствора и стали;  $\sigma_T$  — предел текучести материала труб, Н/м<sup>2</sup>;  $n$  — коэффициент запаса прочности.

Общая длина колонны  $l = l_0 + l_1$  ( $l_0$  — длина УБТ и забойного двигателя).

Для одноразмерной многосекционной колонны, составленной из труб разных толщин и групп прочности, длина первой (нижней) секции (в м)

$$I_1 = \frac{Q_p^{(1)} - 1,15g(Q_T + G)(1 - \rho_{\text{ж}}/\rho) - p_{\text{п}}F_{\text{п}}}{1,15q_1g(1 - \rho_{\text{ж}}/\rho)}. \quad (19.5)$$

Длина второй секции (в м)

$$I_2 = \frac{Q_p^{(2)} - Q_p^{(1)}}{1,15q_2g(1 - \rho_{\text{ж}}/\rho)}. \quad (19.6)$$

Длина  $n$ -й секции (в м)

$$I_n = \frac{Q_p^{(n)} - Q_p^{(n-1)}}{1,15q_ng(1 - \rho_{\text{ж}}/\rho)}, \quad (19.7)$$

где  $q_1, q_2, \dots, q_n$  — масса 1 м труб каждой секции, кг/м;  $Q_p^{(1)}, Q_p^{(2)}, \dots, Q_p^{(n)}$  — допускаемые растягивающие нагрузки для труб каждой секции.

Для двухразмерной многосекционной колонны, состоящей в верхней части из труб большого диаметра, длины секций I (нижней) ступени определяют по формулам (19.5) — (19.7).

Длины секций II (верхней) ступени определяют (в м) из выражений

$$I_{m+1} = \frac{Q_p^{(m+1)} - Q_p^{(m)} - p_{II} F'_{II}}{1,15 q_{m+1} g(1 - \rho_{ж} / \rho)}; \quad (19.8)$$

$$I_{m+2} = \frac{Q_p^{(m+2)} - Q_p^{(m+1)}}{1,15 q_{m+2} g(1 - \rho_{ж} / \rho)} \quad \text{и т.д.}, \quad (19.9)$$

где  $m$  — число секций ступени;  $Q_p^{(m)}$  — допускаемая нагрузка для труб последней секции I ступени, Н;  $Q_p^{(m+1)}$ ,  $Q_p^{(m+2)}$  — допускаемые нагрузки для труб первой и второй секции II ступени, Н;  $F'$  — разность площадей проходных сечений труб нижних секций II и I ступеней колонны, м<sup>2</sup>;  $q_{m+1}$ ,  $q_{m+2}$  — масса 1 м труб первой и второй секций II ступени, кг/м.

Для колонны в наклонно направленной скважине напряжение в каждой секции определяют по двум расчетным схемам:

секция находится под действием как веса расположенной ниже части колонны, так и сил сопротивления ее движению на искривленных и наклонных участках;

секция находится только под действием веса расположенной ниже части колонны (предполагается, что скважина вертикальная).

#### РАСЧЕТ БУРИЛЬНЫХ ТРУБ ПРИ БУРЕНИИ РОТОРНЫМ СПОСОБОМ

Расчет производят на статическую прочность и выносливость.

Для вертикальных скважин на выносливость рассчитывают нижние секции колонны, расположенные над УБТ на длине 200 м.

Расчет на статическую прочность ведется на совместное действие нормальных и касательных напряжений.

Одноразмерная колонна для вертикальной скважины. Подобранные трубы нижней секции рассчитывают на наружное давление (не менее 25 МПа); длины 9 (в м) одноразмерной многосекционной колонны — из условия статической прочности:

$$I_1 = \frac{Q_p^{(1)} - 1,15 Q_T(1 - \rho_{ж} / \rho) - p_{II} F'_{II}}{1,15 q_1 g(1 - \rho_{ж} / \rho)}; \quad (19.10)$$

$$I_2 = \frac{Q_p^{(2)} - Q_p^{(1)}}{1,15 q_2 g(1 - \rho_{ж} / \rho)} \quad \text{и т.д.}; \quad (19.11)$$

$$Q_p^{(1)} = Q_1 / 1,04n; \quad Q_p^{(2)} = Q_2 / 1,04n \quad \text{и т.д.},$$

где  $Q_1$ ,  $Q_2$  — предельные нагрузки для труб, Н.

Для двухразмерной многосекционной колонны, состоящей в верхней части из труб большего диаметра, длины секций I (нижней) ступени определяют по формулам (19.10), (19.11), длины секций II ступени — по формулам (19.8), (19.9), причем

$$Q_p^{(m)} = Q_m / 1,04n, \quad Q_p^{(m+1)} = Q_{m+1} / 1,04n; \quad Q_p^{(m+2)} = Q_{m+2} / 1,04n.$$

**ОСОБЕННОСТИ РАСЧЕТА БУРИЛЬНЫХ КОЛОНН  
ПРИ БУРЕНИИ С ПЛАВУЧИХ СРЕДСТВ**

Бурение скважины с плавучих средств связано с перемещением судна под влиянием ветра, течений и других факторов. В общем случае судно может получить линейное и угловое перемещение относительно оси скважины. Судно может перемещаться в направлении как горизонтальной, так и вертикальной осей; поворот судна происходит вокруг тех же осей. Смещение судна относительно оси скважины, поворот судна, а также непосредственно влияние волн и течений на бурильную колонну приводят к возникновению в трубах, находящихся в воде, изгибающих моментов.

Общий изгибающий момент

$$M = M_1 + M_2 + M_3. \quad (19.12)$$

где  $M_1$  — момент от смещения судна (в горизонтальном направлении);  $M_2$  — момент от качки (поворота) судна;  $M_3$  — момент от поперечных сил волнового напора и течений.

На рис. 19.21 схематично показано положение судна и бурильной ко-

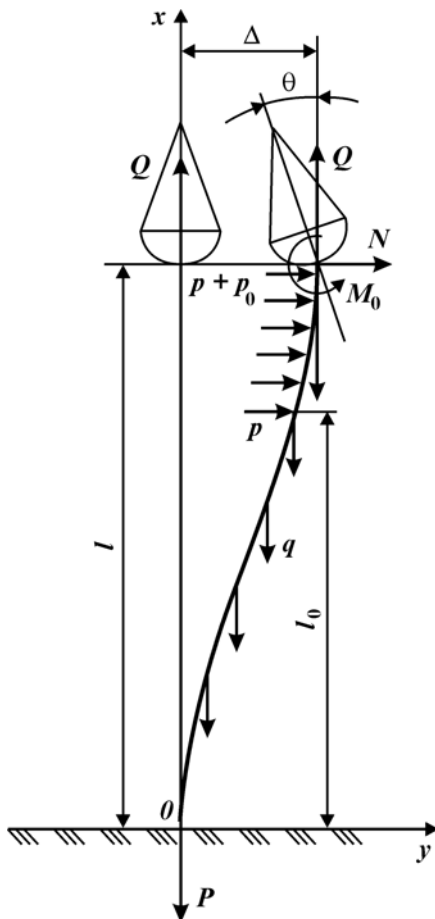


Рис. 19.21. Схема сил, действующих на бурильную колонну при бурении с плавучих средств

Значения  $n = \sigma_r/\sigma_p$ 

| Скважина              | Бурение забойными двигателями | Вращательное (роторное) бурение |
|-----------------------|-------------------------------|---------------------------------|
| Вертикальная          | 1,3/1,35                      | 1,4/1,45                        |
| Наклонно направленная | 1,35/1,4                      | 11,45/1,5                       |

Примечание. В числителе – даны значения для нормальных условий бурения, в знаменателе – для осложненных.

лонны до и после приложения указанных нагрузок. Наиболее нагружены концевые участки колонны, расположенные у устья и дна моря.

Общее напряжение в трубах с учетом изгибающих моментов

$$\sigma = \frac{Q}{F} + \frac{M}{W}. \quad (19.13)$$

При небольшой глубине акватории  $l$  и большой глубине скважины  $L$  ( $l < L/20$ ) влиянием распределенной нагрузки веса колонны на длине  $l$  можно пренебречь. Изгибающий момент (в Н·м) при  $l\sqrt{P/EI} > 40$ :  
у устья

$$M = k\sqrt{EIP} \left( \frac{\Delta}{l} + \theta + \frac{Pl}{2p} \right); \quad (19.14)$$

у дна

$$M = \sqrt{EIP} \left( \frac{\Delta}{l} + \frac{k\theta}{l} + \sqrt{\frac{EI}{P}} + \frac{Pl}{2p} \right), \quad (19.15)$$

где  $P$  – вес колонны, Н,  $P = Q - 0,5 Q_a$ ;  $l$  – глубина воды, м;  $\Delta$  – смещение судна от оси скважины, м;  $\theta$  – угол поворота судна, рад;  $p$  – давление волн и течения на колонну, Па;  $Q_a$  – вес труб от устья скважины до дна акватории, Н;  $k$  – коэффициент, зависящий от характера закрепления колонны у устья,  $0,75 < k < 1$ .

**Коэффициенты запаса прочности.** Коэффициенты запаса прочности при растяжении  $n = \sigma_r/\sigma_p$  приводятся в табл. 19.24.

Для колонны, подвешенной в клиновом захвате

$$n > \sigma_r/\sigma. \quad (19.16)$$

Для труб с  $\sigma_T < 650$  МПа наименьшее значение  $n = 1,1$ , а для труб с  $\sigma_T \geq 650$  МПа наименьшее значение  $n = 1,15$ .

При совместном действии нормальных и касательных напряжений

$$n = \frac{\sigma_T}{\sqrt{(\sigma_p + \sigma_n)^2 + 3\tau^2}}, \quad (19.17)$$

где  $\sigma_n$  – напряжение изгиба;  $\tau$  – касательное напряжение.

Запас прочности для бурильной колонны, находящейся под действием как переменных, так и постоянных напряжений, определяется из зависимости (формула А. Сарояна)



Таблица 19.25

**Пределы (в МПа) выносливости бурильных труб**

| Диаметр<br>трубы,<br>мм | Трубы по ГОСТ 631–75<br>с резьбой треугольного<br>профиля |              |              | Трубы по ГОСТ 731–75<br>со стабилизирующим<br>пояском ТБВК |     |     | Трубы с прива-<br>ренными замка-<br>ми ТБПВ |    | Трубы из алю-<br>миниевых спла-<br>вов |                |
|-------------------------|---|--------------|--------------|--|-----|-----|---|----|--|----------------|
|                         | А   | К<br>(36Г2С) | Е<br>(38ХНМ) | А  | К   | Е   | А   | К  | А16Т                                   | 1953, К-<br>48 |
| 50                      | 80  | —            | —            | —  | —   | —   | 100   | —  | —                                      | —              |
| 60                      | —   | —            | —            | —  | —   | —   | —   | —  | —                                      | —              |
| 73                      | 75  | 65           | —            | 140  | 140 | 150 | —   | —  | 50–56                                  | —              |
| 89                      | 75  | 60           | —            | —  | 120 | —   | —   | —  | —                                      | —              |
| 102                     | —   | —            | —            | —  | 110 | 120 | —   | —  | —                                      | —              |
| 114                     | 70  | 60           | 80           | 140  | 110 | 120 | 100   | 90 | 43–52                                  | —              |
| 127                     | —   | —            | —            | —  | 100 | 110 | 100   | 90 | —                                      | —              |
| 140                     | 70  | 60           | 80           | —  | 100 | 110 | 100   | 90 | —                                      | —              |
| 147                     | —   | —            | —            | —  | —   | —   | —   | —  | 36–46                                  | 40             |

Примечания. 1. Пределы выносливости даны на основании усредненных данных испытаний, проведенных в АзНИПИнефти, ВНИИБТ, ВНИИТнефти и б. ФМИ АН УССР. 2. Предел выносливости для трубы диаметром 50 мм по ГОСТ 7909–56 приведен по данным СКБ ВПО «Союзгеотехника».

$$n = \frac{(\sigma_{-1})_A - \frac{(\sigma_{-1})_A}{\sigma_B} \sigma_p}{\sigma_a + \frac{(\sigma_{-1})_A}{\sigma_B} \sigma_m}, \quad (19.18)$$

где  $(\sigma_{-1})_A$  — предел выносливости трубы при симметричном цикле изгиба (табл. 19.25);  $\sigma_B$  — предел прочности;  $\sigma_p$  — напряжение растяжения;  $\sigma_a$  — амплитуда переменных напряжений изгиба;  $\sigma_m$  — постоянное напряжение изгиба.

Запас прочности в нейтральном сечении вертикальной колонны (верхний конец сжатого участка УБТ) при  $\sigma_p = 0$ :

$$n = \frac{(\sigma_{-1})_A}{\sigma_a + \frac{(\sigma_{-1})_A}{\sigma_B} \sigma_m}. \quad (19.19)$$

На искривленных участках наклонно направленных и вертикальных скважин при  $\sigma_m = 0$

$$n = \frac{(\sigma_{-1})_A - \frac{(\sigma_{-1})_A}{\sigma_B} \sigma_p}{\sigma_a}. \quad (19.20)$$

У нижнего конца бурильной колонны под УБТ напряжение растяжения  $\sigma_p = 0$ , тогда

$$n = (\sigma_{-1})_A / \sigma_a. \quad (19.21)$$

По формулам (19.18)–(19.21) коэффициент запаса прочности  $n \geq 1,5$ .

Значения  $(\sigma_{-1})_A$  для труб (см. табл. 19.25) получены при натурных испытаниях.

При углублении скважины порода может разрушаться долблением, сверлением или (и) истиранием (последний случай – разновидность предыдущего). Каждому из этих видов разрушения соответствуют основные методы бурения: ударное, вращательное, ударно-вращательное (практически не применяется) и дробовое (применяется редко) бурение.

Наибольшее применение получило вращательное бурение. При этом способе цилиндрический ствол формируется непрерывно вращающимся долотом. Разбуренные частицы в процессе бурения также непрерывно выносятся на поверхность циркулирующим буровым раствором (газом, газированной жидкостью). При вращательном бурении долото внедряется в породу в результате одновременного действия осевого усилия (нагрузки), направленного перпендикулярно к плоскости забоя, и окружного усилия от вращающего момента.

Различают следующие основные способы вращательного бурения:

1) роторное бурение, при котором двигатель, приводящий во вращение долото на забое с помощью колонны бурильных труб, находится на поверхности;

2) бурение с использованием забойного (погружного) двигателя, при котором двигатель расположен у забоя скважины, над долотом (турбобур, винтобур, электробур).

Роторное и турбинное бурение являются основными способами проходки скважин, их применяют повсеместно. Особенно широко используют турбинный способ бурения в России.

### 20.1. БУРОВЫЕ РОТОРЫ

Буровой ротор предназначен для выполнения следующих функций:

вращение (вертикально перемещаемой) бурильной колонны в процессе проходки скважины роторным способом;

восприятие реактивного крутящего момента и обеспечение продольной подачи бурильной колонны при использовании забойных двигателей;

удержание бурильной или обсадной колонны труб над устьем скважины при наращивании и спускоподъемных операциях;

проворачивание инструмента при аварийных работах, встречающихся в процессах бурения и крепления скважины.

Ротеры относят к числу основных механизмов буровой установки. Их различают по диаметру проходного отверстия, мощности и допускаемой статической нагрузке. По конструктивному исполнению ротеры делят на неподвижные и перемещающиеся возвратно-поступательно относительно устья скважины в вертикальном направлении.

Привод ротора осуществляется посредством цепных, карданных и зубчатых передач от буровой лебедки, коробки передач либо индивидуального двигателя. В зависимости от привода ротеры имеют ступенчатое, непре-

рывно-ступенчатое и непрерывное изменение скоростей и моментов вращения. Для восприятия реактивного крутящего момента их снабжают стопорными устройствами, устанавливаемыми на быстроходном валу либо на столе ротора. Подвижные детали смазываются разбрызгиванием и принудительным способом. Поставляют роторы в двух исполнениях — с пневматическим клиновым захватом (ПКР) для удержания труб и без него.

Конструкция ротора должна обеспечить необходимые удобства для высокопроизводительного труда и отвечать требованиям надежности и безопасного обслуживания. При этом габариты ротора должны быть ограничены площадью, отводимой для его установки на буровой площадке. Роторы, используемые в буровых установках различных классов и модификаций, должны быть максимально унифицированы по техническим параметрам и конструкции.

### КОНСТРУКЦИИ БУРОВЫХ РОТОРОВ

В буровых установках для эксплуатационного и глубокого разведочного бурения используют роторы, неподвижно устанавливаемые над устьем скважины. Типовая конструкция ротора (рис. 20.1) состоит из станины 9 и стола 2, приводимого во вращение от быстроходного вала 7 с помощью конических шестерни 10 и колеса 6. Межосевой угол передачи составляет 90°.

Станину ротора в большинстве случаев выполняют литой из конструктивных нелегированных сталей. Форма и ее геометрические размеры определяются конструктивными, эксплуатационными, технологическими и эстетическими требованиями. В станине имеются горизонтальная и вертикальная расточки для размещения быстроходного вала и стола ротора.

Стол 2 ротора представляет собой полую стальную отливку с наружным диском, прикрывающим вертикальную расточку станины. В верхней части он имеет квадратное углубление для разъемного вкладыша (втулки) 4. В свою очередь, вкладыши имеют квадратное углубление для зажима 5, переходящее в конус. При бурении во вкладыши вставляют квадратные либо роликовые зажимы ведущей трубы, а при спускоподъемных операциях — клинья, удерживающие колонну труб над ротором. Разъемная конструкция вкладышей и зажимов обеспечивает их установку в ротор в тех случаях, когда его отверстие занято трубой. Втулки и зажимы удерживаются в роторе с помощью поворотных защелок. Между зажимом и ведущей трубой возникает трение скольжения, вызывающее изнашивание поверхностей их контакта. При использовании роликовых зажимов ведущая труба перекачивается по роликам, установленным на подшипниках качения, и благодаря этому ее износ снижается.

Стол ротора с напрессованным коническим колесом устанавливают в вертикальной расточке станины на основной 3 и вспомогательной 12 опорах. В качестве опор используют упорно-радиальные шариковые подшипники, которые вследствие зеркального расположения и осевой затяжки способны воспринимать двусторонние осевые нагрузки.

На основную опору действуют собственный вес стола ротора и колонны труб, удерживаемый им при спускоподъемных операциях. В процессе бурения скважины бурильная колонна подвешивается к вертлюгу, и на основную опору действуют собственный вес стола и силы трения, возникающие в результате скольжения ведущей трубы относительно зажимов 5

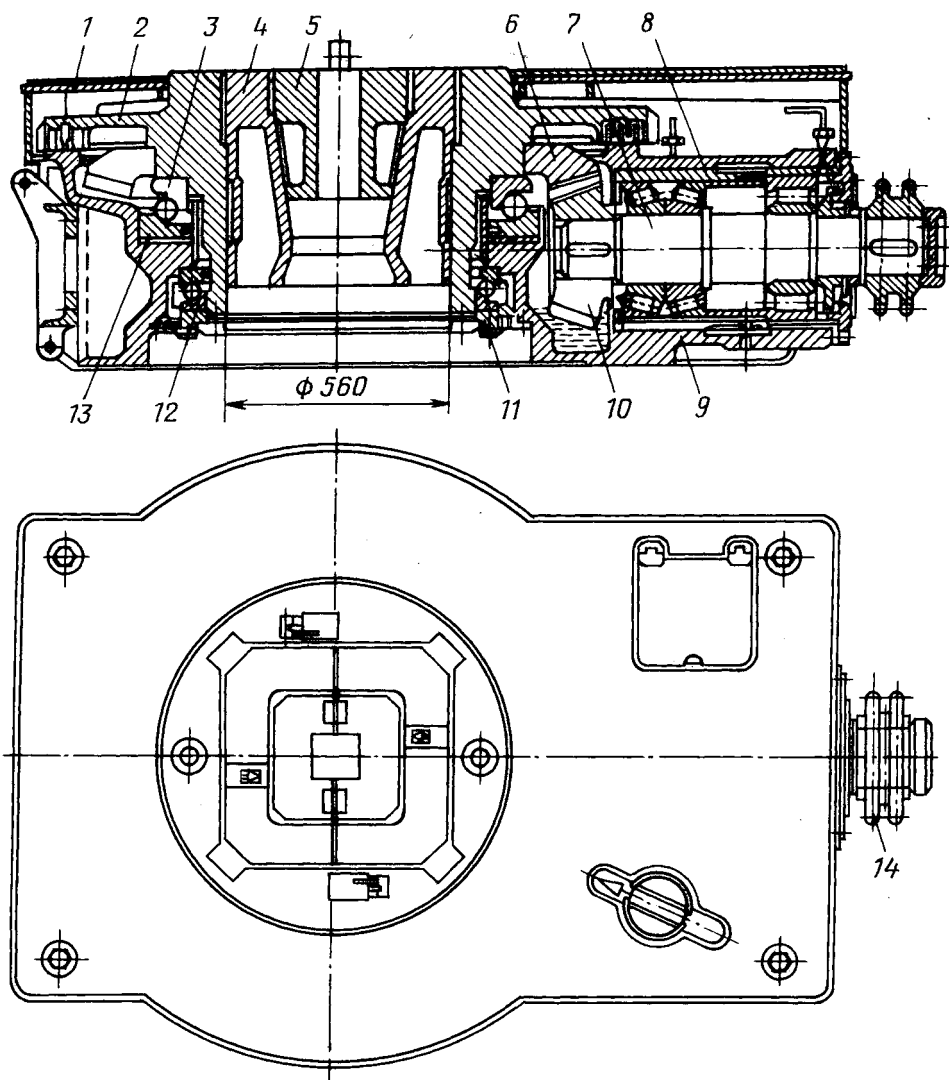


Рис. 20.1. Буровой ротор УР-560

ротора. Подшипники и стол ротора вращаются при роторном бурении и остаются в основном неподвижными при спускоподъемных операциях и бурении забойными двигателями, если не учитывать их вращения при периодическом проворачивании бурильной колонны.

На вспомогательную опору действуют усилия от предварительного осевого натяга подшипника и случайные нагрузки от трения и ударов, возникающие при подъеме труб, долота и другого инструмента в результате их раскачивания и смещения относительно оси стола ротора. Для нормальной работы ротора важное значение имеет предварительный осевой натяг вспомогательного подшипника. Правильно выбранный натяг обеспечивает

плотное прилегание шариков к беговым дорожкам, уменьшает износ поверхностей качения, повышает долговечность и нагружаемость подшипников, предупреждает вращение шариков под действием гироскопических моментов и благодаря этому снижает коэффициент трения.

Чрезмерный натяг столь же опасен, как и недостаточный, так как вызывает защемление шариков, перегрузку поверхностей качения и повышенное тепловыделение. Натяг подшипника основной опоры создается собственным весом стола ротора, а его осевое положение регулируется стальными прокладками 13, установленными под нижним кольцом основной опоры. Осевой натяг вспомогательного подшипника регулируется прокладками, которые устанавливают между нижним торцом стола ротора и фланцем 11, соединяемыми болтами.

Вследствие неизбежной несоосности центрирующих поверхностей стола и станины ротора шарики могут сместиться от оси симметрии беговых дорожек, и в результате этого нарушится правильная работа подшипников. Для устранения несоосности центрируют одно кольцо подшипника, а другое свободно перемещается по радиусу. Под действием нагрузки свободное кольцо самоцентрируется относительно шариков, и благодаря этому обеспечивается равномерное нагружение шариков, способствующее увеличению долговечности подшипника. Обычно свободное кольцо подшипника устанавливают в станине ротора.

Упорно-радиальные шариковые подшипники выбирают по диаметру проходного отверстия стола ротора. Нагрузочная способность подшипников заданного диаметра и типа зависит от их серии. В основной опоре ствола ротора используют подшипники с шариками диаметром 63,5–101,6 мм, а во вспомогательной опоре – подшипники более легких серий с шариками диаметром 38,1–47,6 мм. Конические роликоподшипники, обладающие по сравнению с шариковыми более высокой несущей способностью, в опорах стола ротора используют редко. Это обусловлено сравнительно высокой стоимостью и повышенной чувствительностью к перекосам, вызывающим резкое снижение срока их службы. Относительное положение основной и вспомогательной опор ротора может быть иным. Например, в роторе УР-760 вспомогательная опора устанавливается над основной.

Быстроходный вал с конической шестерней, закрепленной шпонкой, монтируют в стакане 8 и в собранном виде устанавливают в горизонтальную расточку станины. Стакан предохраняет станину от вмятин, образующихся при установке подшипников и их проворачивании под нагрузкой. Консольное расположение шестерни на быстроходном валу удобно для компоновки и сборки ротора. Однако при этом возрастают требования к жесткости вала, так как вследствие его деформации нарушается равномерное распределение контактных давлений в зацеплении шестерни и колеса, что приводит к снижению их долговечности.

С этих позиций шестерню лучше располагать между двумя опорами. Однако, учитывая удобство монтажа и ремонта, быстроходные валы во всех конструкциях роторов изготавливают с консольным расположением шестерни. При этом снижается изгибающий момент, так как шестерня максимально приближена к опоре вала. На наружном конце быстроходного вала установлена цепная звездочка 14 либо карданная муфта. Для безопасности и удобства обслуживания ротор закрывают крышкой 1.

При бурении с использованием забойных двигателей стол ротора сто-

порится и благодаря этому предотвращается вращение бурильной колонны под действием реактивного крутящего момента. Стопорение осуществляется фиксатором, который входит в радиальные пазы диска стола ротора.

В роторе, изображенном на рис. 20.2, на быстроходном валу установлено колесо 14 с пазами для зацепления со стопором 13, передвигающимся в направляющих втулках станины посредством рукоятки 11. Последняя соединяется с валиком 12, имеющим шестеренку, которая входит в зацепление с зубьями стопора. Шестеренка удерживает стопор от вращения, а рукоятка 11 фиксирует его крайние положения. Благодаря установке стопорного устройства на быстроходном валу крутящий момент, действующий на стопорное устройство, уменьшается. Однако коническая передача и подшипники ротора воспринимают действие реактивного момента, что приводит к снижению срока их службы.

В роторах сравнительно небольшой мощности трущиеся детали смазывают разбрызгиванием. При больших мощностях, вызывающих интенсивное тепловыделение, а также вследствие конструктивной компоновки ротора, затрудняющей смазывание подшипников и зубчатой передачи разбрызгиванием, применяют циркуляционную систему смазывания.

Подшипники быстроходного вала смазывают жидким маслом, заправляемым в стакан через заливные отверстия. Уровень масла при заправке и эксплуатации контролируют с помощью жезлового маслоуказателя 7. Для предотвращения вытекания масла наружная торцовая крышка стакана снабжена гребенчатым лабиринтным уплотнением. Внутренний торец стакана имеет крышку с отражательным диском, предохраняющим масло от загрязнения промывочным раствором и продуктами изнашивания, попадающими в смежную масляную ванну, которую используют для смазывания конической передачи и подшипников стола ротора.

В конических подшипниках ролики, действуя подобно лопастям центробежного насоса, нагнетают масло в полость между подшипником и крышкой, что приводит к дополнительной его утечке через уплотнение вала. Особенно ощутимо это проявляется в том случае, когда ролики расходятся в сторону уплотнения и оси их качения скрещиваются между подшипниками (X-образная схема установки конических подшипников). Показанная на рис. 20.3 схема установки подшипников 5, при которой ролики сходятся в сторону уплотнения и оси их качения скрещиваются вне подшипников (O-образная схема), более предпочтительна. Для предохранения подшипников от перегрева вследствие затруднительной циркуляции масла, находящегося в карманах, образованных подшипниками и уплотнениями крышек, в нижней части стакана имеются продольные каналы *a* для выхода масла в масляную ванну стакана.

Центральную масляную ванну, образованную между станиной и столом ротора, заправляют жидким маслом через заливное отверстие, которое закрывают пробкой с жезловым указателем уровня масла. Для предохранения центральной масляной ванны от попадания промывочного раствора, разливаемого при спускоподъемных операциях, между станиной и столом ротора имеются кольцевые лабиринтные уплотнения. Коническая зубчатая пара и подшипники стола смазываются разбрызгиванием масла, захватываемого шестерней при вращении. В связи с этим уровень масла в центральной ванне должен быть выше нижнего контура шестерни.

Масло заменяют после бурения каждой скважины и не реже чем через 2–3 мес. Для слива отработанного масла в основании корпуса имеются

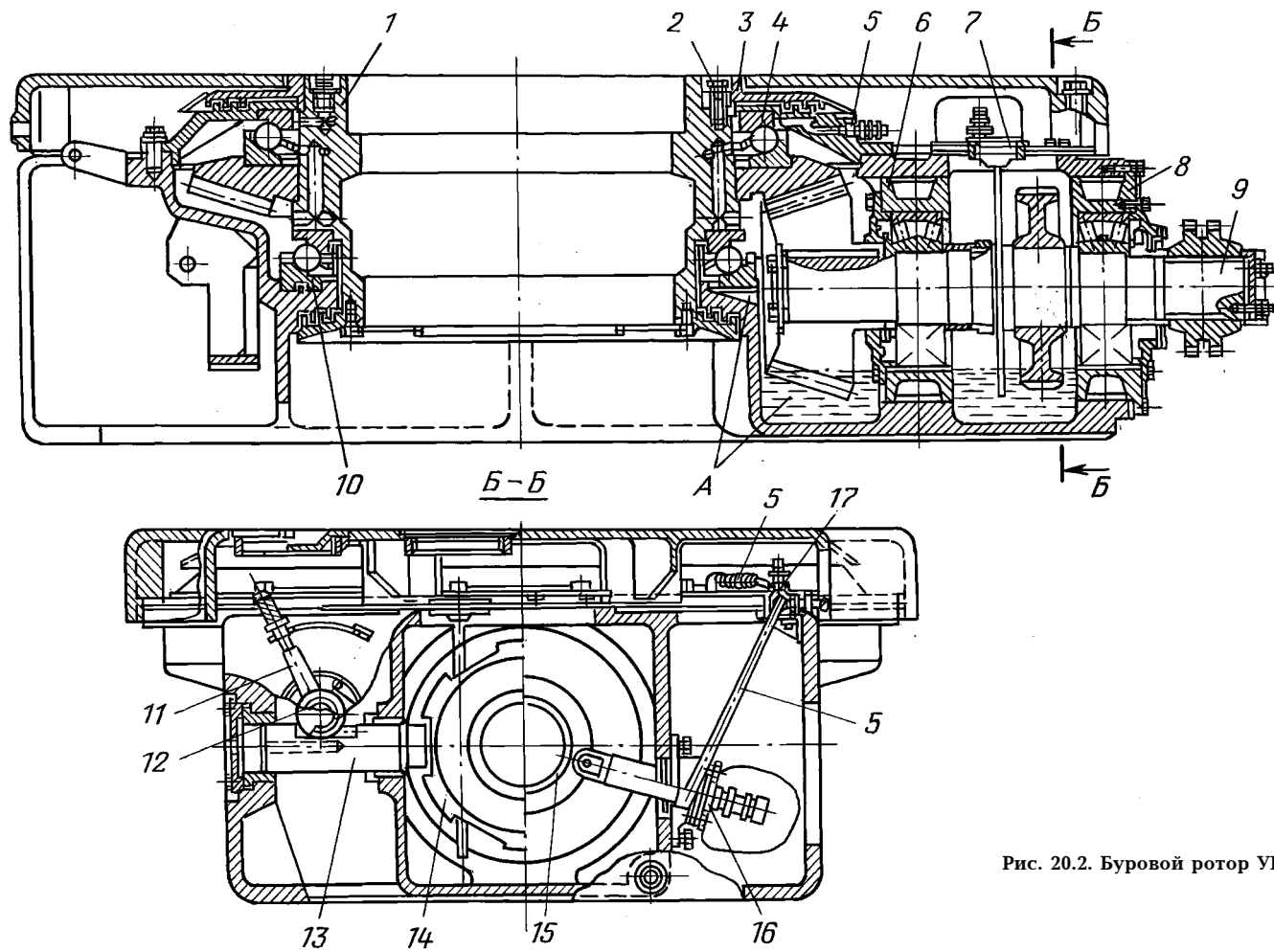


Рис. 20.2. Буровой ротор УР-760

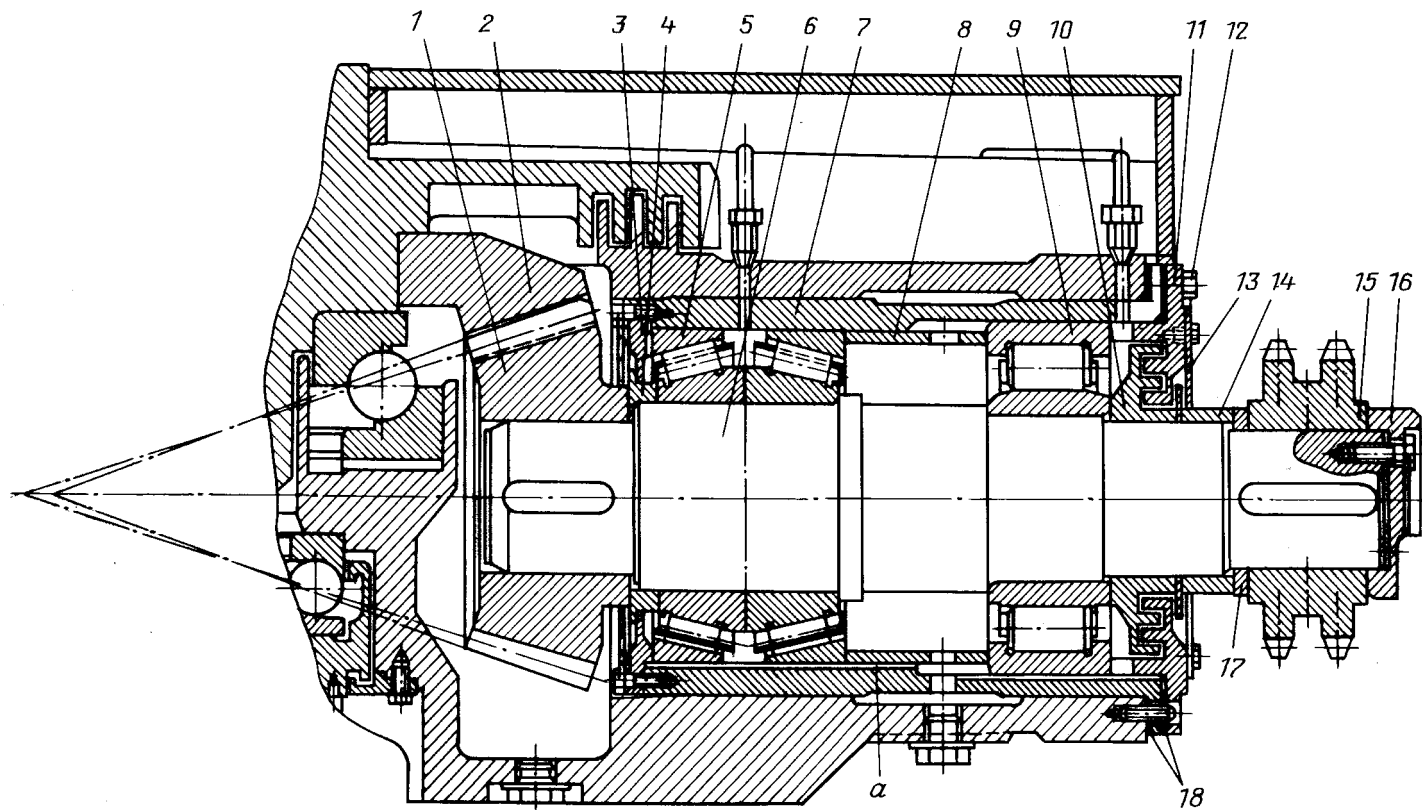


Рис. 20.3. Быстроходный вал ротора в сборе



сливные пробки. Перед заливкой свежего масла ванну необходимо промыть керосином. В тех случаях когда вспомогательный подшипник располагается над зубчатым колесом, смазывать его разбрызгиванием затруднительно. В роторах такой конструкции для смазывания вспомогательного подшипника используют пластичное масло, заправляемое ручным насосом через пружинную масленку.

В роторе, представленном на рис. 20.2, применяют циркуляционную систему смазывания подшипников и зубчатой пары с помощью плунжерного насоса 16, приводимого от эксцентричной втулки 15 на быстроходном валу 9. Насос забирает масло из маслоотстойника А в станине ротора и по трубкам 5 через кран 17 подает его на верхний подшипник 4. Часть масла стекает на зубчатый венец и смазывает зубчатую пару, а другая часть проходит по каналам и поступает на нижний подшипник 10, с которого стекает в масляную ванну.

В роторе УР-760 используют стол сборной конструкции, состоящий из полой втулки 1, соединяемой с диском 3 болтами 2 с потайной головкой. Взамен стакана используют переходные гильзы 6 и 8.

Быстроходный вал 6 (см. рис. 20.3) монтируют в стакане 7 на спаренных радиально-упорных конических роликоподшипниках 5, расположенных со стороны шестерни 1, и на радиальном роликовом подшипнике 9, установленном на противоположном конце вала. Зеркальное расположение конических подшипников обеспечивает точную двустороннюю фиксацию вала, необходимую для надежной и бесшумной работы передачи. Роликовый подшипник — плавающий, он обеспечивает осевое перемещение вала при тепловой деформации.

В фиксирующей опоре внутренние кольца подшипников закреплены между заплечиком вала и маслоразбрызгивающим кольцом 4, которое упирается в торец шестерни. Наружные кольца подшипников 5 и 9 закреплены между внутренним 3 и наружным 11 фланцами стакана с помощью металлических прокладок и дистанционной втулки 8. Внутреннее кольцо роликового подшипника крепится между заплечиком вала и кольцом 10, затянутым торцовым фланцем 16 через промежуточные детали 13–15 и дистанционное кольцо 17.

Осевые зазоры подшипников регулируются дистанционными втулками 8, 14 и с помощью набора металлических прокладок 18, установленных между стаканом и его фланцами. Осевой зазор подшипников, контролируемый по осевому смещению вала относительно стакана, должен быть в пределах, устраняющих защемление и обеспечивающих равномерное распределение нагрузки между роликами.

Надежная и бесшумная работа конической пары обеспечивается при правильном контакте зубьев, достигаемом совмещением вершин начальных конусов колеса 2 и шестерни 1. Зацепление регулируют путем изменения осевого положения шестерни с помощью металлических прокладок 18, выполненных в виде полуколец с прорезями для болтов. Благодаря этому прокладки устанавливают без разработки уплотняемых деталей путем незначительного отвинчивания болтов 12, достаточного для прохода прокладок. Правильность регулировки зацепления обычно контролируют по пятну контакта зубьев. При сборке роторов пользуются менее точным, но более простым способом контроля — по плавности вращения стола ротора при проворачивании быстроходного вала усилием рук рабочего.

Роликовый зажим (рис. 20.4) состоит из корпуса 2 и откидной скобы 3.

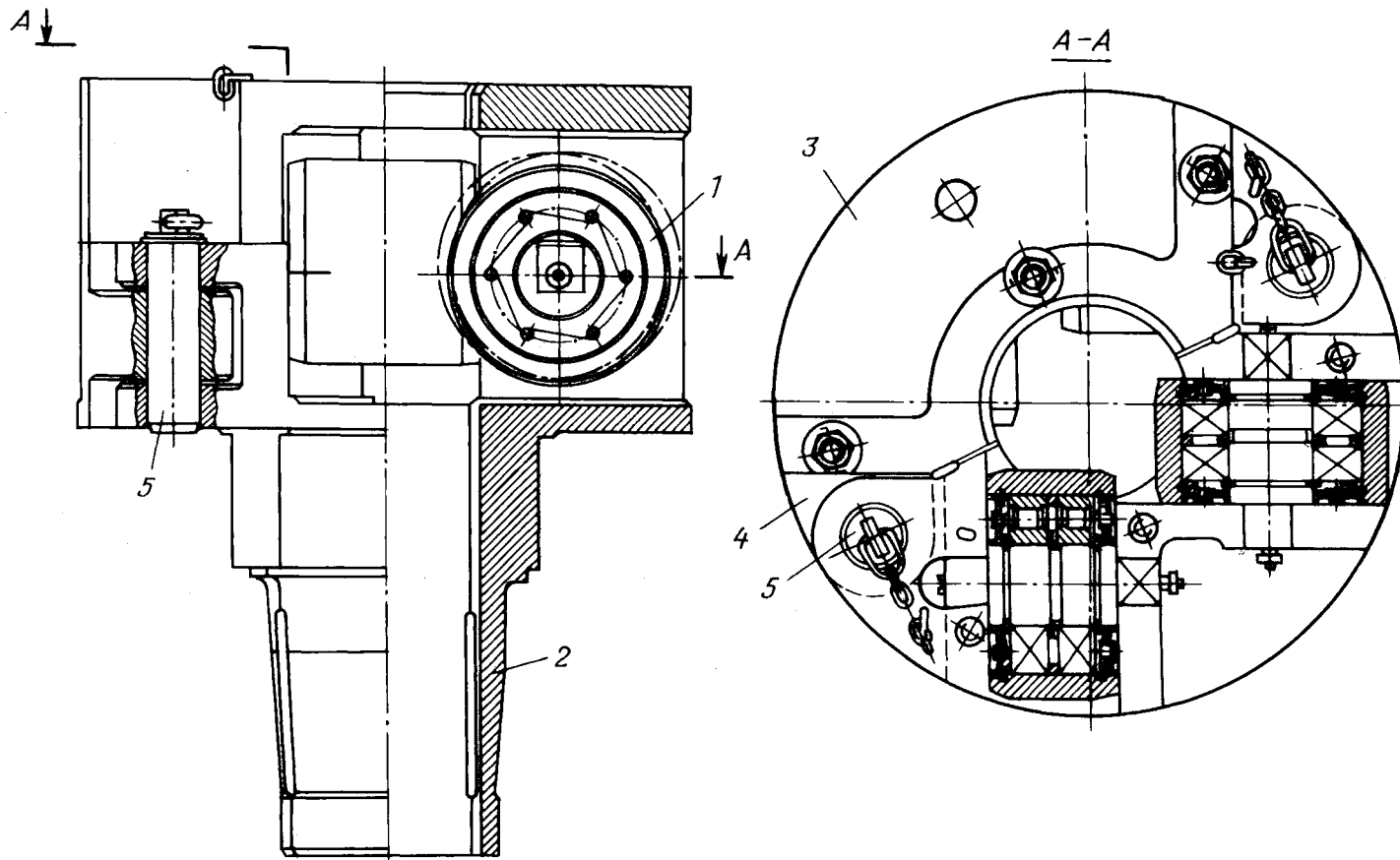


Рис. 20.4. Роликовый зажим

Таблица 20.1

## Техническая характеристика роторов буровых установок ОАО «Уралмаш»

| Показатель   | Тип ротора    |               |               |
|--|---------------|---------------|---------------|
|  | P-700         | P-950         | P-1260        |
| Диаметр отверстия в столе ротора, мм                         | 700           | 950           | 1260          |
| Диаметр отверстия с переводником, мм                         | 560           | 560; 700      | 560; 700; 950 |
| Допускаемая статическая нагрузка на стол, кН                 | 5000          | 6300          | 8000          |
| Расстояние от центра до цепного колеса, мм                   |               | 1353          | 1651          |
| Статический крутящий момент на столе ротора, кН·м            | 80            | 120           | 180           |
| Передаточное число от приводного вала до стола ротора        | 3,61          | 3,81          | 3,96          |
| Приводной вал:   |               |               |               |
| длина выходной части, мм                                     |               | 165           | 250           |
| размеры шпоночного паза, мм                                  |               | 40×148        | 40×153        |
| Подшипники приводного вала                                   |               | 7538          | 3634          |
| Основная опора   | 1687/770X     | 1687/1060X    | 1687/1400X    |
| Вспомогательная опора  | 1688/770X     | 1688/1060X    | 11 689/1400X  |
| Размер квадратного отверстия в зажимах под ведущую трубу, мм | 120, 145, 160 | 120, 145, 160 | 120, 145, 160 |
| Масса, кг  | 4760          | 7000          | 9460          |
| Габаритные размеры, мм:                                      |               |               |               |
| высота   | 680           | 750           | 800           |
| длина  | 200           | 220           | 200           |
| ширина   | 2270          | 2425          | 2910          |
|  | 1545          | 1850          | 2230          |

Примечание. Для всех указанных типов максимальная частота вращения стола ротора равна 350 мин<sup>-1</sup>, выходной диаметр приводного вала — 150 мм, зубчатая передача — коническая.

Таблица 20.2

## Техническая характеристика роторов буровых установок ОАО «Волгоградский завод буровой техники»

| Показатель   | Тип ротора |          |
|--|------------|----------|
|  | P-560      | P-360    |
| Диаметр отверстия в столе ротора, мм                         | 560        | 360      |
| Допускаемая статическая нагрузка, кН                         | 2500       | 1250     |
| Максимальная частота вращения стола, мин <sup>-1</sup>       | 250        | 200      |
| Расстояние от середины цепного колеса до центра ротора, мм   | —          | 900      |
| Максимальный момент на столе ротора, кН·м                    | 35         | 12,3     |
| Число зубьев шестерни/колеса                                 | 19/58      | 17/56    |
| Приводной вал:   |            |          |
| диаметр (выходной), мм                                       | 150        | 92       |
| длина, м   | 140        | 165      |
| Подшипники приводного вала                                   | 3624       | 3620     |
| Основная опора   | 91 682/670 | 9168/288 |
| Вспомогательная опора  | 31 688/630 | 7168/284 |
| Размер квадратного отверстия в зажимах под ведущую трубу, мм | 4, 5, 6"   | 83 мм    |
| Габаритные размеры, мм:                                      |            |          |
| длина  | 2209       | 1393     |
| ширина   | 1350       | 924      |
| высота   | 745        | 560      |
| Масса, кг  | 4075       | 1530     |

Примечание. Для роторов указанных типов зубчатая передача — коническая с круговым зубом.

Корпус и нижняя часть откидной скобы закрыты крышками 4 и скреплены болтами. Откидная скоба соединена с корпусом шарниром 5. Верхняя часть корпуса имеет квадратное сечение, соответствующее размерам

квадратного углубления вкладышей. Нижняя часть корпуса снабжена центрирующим цилиндрическим пояском. Цапфы оси роликов 1 устанавливаются в пазы квадратного сечения на вертикальных ребрах корпуса и нижней части откидной скобы. Расстояние между роликами по размеру ведущей трубы регулируют поворотом цапфы осей подшипников. На торцах цапф имеются масленки для смазывания подшипников. Технические характеристики буровых роторов приведены в табл. 20.1 и 20.2.

Роторы имеют групповой либо индивидуальный привод. При групповом приводе ротор соединяется с двигателями буровой лебедки посредством цепных передач, карданных валов и зубчатых редукторов. Индивидуальный привод применяют в электрических буровых установках, предназначенных для бурения скважин глубиной 6000 м и более. Значение крутящего момента, передаваемого ротором, контролируется датчиками, установленными на приводном валу либо в силовых передачах ротора.

### ВЫБОР ОСНОВНЫХ ПАРАМЕТРОВ БУРОВЫХ РАСТВОРОВ

Параметры ротора определяют исходя из конструкции скважины, компоновки бурильной колонны и требований, предъявляемых технологиями бурения и крепления скважин.

Диаметр проходного отверстия в столе ротора должен быть достаточным для спуска долот и обсадных труб, используемых при бурении и креплении скважины. Для этого необходимо, чтобы диаметр проходного отверстия  $D$  в столе ротора был больше диаметра долота при бурении скважины под направление  $D_{\text{д.н}}$ :

$$D = D_{\text{д.н}} + \delta,$$

где  $\delta = 30 \div 50$  мм – диаметральный зазор, необходимый для свободного прохода долота.

Диаметр долот зависит от конструкции скважин. В глубоких скважинах диаметр направления обычно достаточно большой, возрастает вследствие увеличения числа промежуточных колонн. Ниже приведены наиболее распространенные диаметры направлений и долот для бурения скважины под направление:

|                              |           |             |             |
|------------------------------|-----------|-------------|-------------|
| Глубина скважины, мм.....    | <3000     | 3000 – 5000 | 5000 – 8000 |
| Диаметр направления, мм..... | 325 – 426 | 426 – 525   | 525 – 580   |
| Диаметр долота, мм.....      | 394 – 540 | 490 – 640   | 590 – 705   |

Из приведенных данных следует, что диаметры направлений и соответствующих им долот для рассматриваемых глубин скважин ограничиваются определенными пределами. Благодаря этому в буровых установках смежных по глубине бурения классов можно использовать роторы, имеющие одинаковый диаметр проходного отверстия, и сократить соответственно их номенклатуру. Роторы, применяемые для бурения скважин на море, имеют более широкое проходное отверстие, выбираемое по диаметру водоотделяющей колонны, связывающей подводное устьевое оборудование с буровым судном. Проходное отверстие вкладышей стола ротора должно быть достаточным для прохода бурильной колонны при спускоподъемных операциях. Исходя из наибольших диаметров (203 мм) бурильных замков (ЗШ-203) и утяжеленных бурильных труб, отверстие вкладышей стола роторов всех типоразмеров принято равным 225 мм.

Допускаемая статическая нагрузка на стол ротора должна быть достаточной для удержания в неподвижном состоянии наиболее тяжелой обсадной колонны, применяемой в заданном диапазоне глубин бурения. В большинстве случаев более тяжелыми оказываются промежуточные обсадные колонны, вес которых для некоторых конструкций скважины приближается к значению допускаемой нагрузки на крюке буровой установки. В связи с этим паспортное значение допускаемой статической нагрузки на стол ротора обычно совпадает с допускаемой нагрузкой на крюке, принятой для буровых установок соответствующего класса.

Наряду с этим допускаемая статическая нагрузка  $P$  не должна превышать статической грузоподъемности подшипника основной опоры стола ротора  $C_0$ :

$$G_{\max} \leq P \leq C_0,$$

где  $G_{\max}$  — сила тяжести наиболее тяжелой колонны обсадных труб, применяемой в заданном диапазоне глубин бурения.

Подшипники, применяемые в основной опоре стола буровых роторов, как указывалось ранее, подбирают по диаметру проходного отверстия (табл. 20.3). Так, упорно-радиальные шариковые подшипники, выбранные по диаметру проходного отверстия стола ротора, обеспечивают более чем 1,5-кратный запас по отношению к допускаемой статической нагрузке на стол ротора.

Частоту вращения стола ротора выбирают в соответствии с требованиями, предъявляемыми технологией бурения скважин. Наибольшая частота вращения стола ротора ограничивается критической частотой вращения буровых долот:  $n_{\max} \leq 250 \text{ мин}^{-1}$ .

Опыт бурения скважин роторным способом показывает, что при дальнейшем увеличении частоты вращения ухудшаются показатели работы долот. Наряду с этим следует учитывать, что с ростом частоты вращения увеличиваются центробежные силы, вызывающие продольный изгиб бурильной колонны, вследствие которого происходят усталостные разрушения в ее резьбовых соединениях и искривление ствола скважины.

Бурение глубоководных абразивных и весьма твердых пород, забуривание и калибровку ствола скважин проводят при частоте вращения до  $50 \text{ мин}^{-1}$ . Для периодического проворачивания бурильной колонны в целях устранения прихватов при бурении забойными двигателями, а также

Таблица 20.3

**Основные размеры и ориентировочные расчетные параметры упорно-радиальных шарикоподшипников**

| Тип ротора | Допускаемая статическая нагрузка на стол ротора $P$ , кН | Условное обозначение подшипника | Размеры подшипника, мм |                      |            | Шарики          |           | Грузоподъемность, кН |                  | Запас грузоподъемности $C_0/P$ |
|------------|--|---------------------------------|------------------------|----------------------|------------|-----------------|-----------|----------------------|------------------|--------------------------------|
|            |  |                                 | Внутренний диаметр $d$ | Наружный диаметр $D$ | Высота $H$ | Диаметр $D_{ш}$ | Число $z$ | статическая $C_0$    | динамическая $C$ |                                |
| УР-560     | 3200   | 91682/750X                      | 750                    | 1000                 | 150        | 76,2            | 29        | 84 200               | 10 300           | 2,63                           |
| УР-760     | 4000   | 1687/770X                       | 770                    | 1000                 | 150        | 76,2            | 31        | 90 000               | 10 600           | 2,25                           |
| УР-950     | 6300   | 1687/1060                       | 1060                   | 1280                 | 150        | 63,5            | 48        | 96 700               | 9800             | 1,53                           |
| УР-1260    | 8000   | 1687/1400                       | 1400                   | 1630                 | 150        | 63,5            | 62        | 125 000              | 10 900           | 1,56                           |

для вращения ловильного инструмента при авариях в скважине требуется дальнейшее снижение частоты вращения стола ротора до  $15 \text{ мин}^{-1}$ . С учетом этих требований наименьшая частота вращения стола ротора  $n_{\min} = 15 \text{ мин}^{-1}$ .

Отношение предельных значений частоты вращения определяет диапазон ее регулирования:  $R_n = n_{\max}/n_{\min}$ .

На скоростную характеристику ротора существенно влияет тип используемого привода. Предпочтительным является электропривод постоянного тока, обеспечивающий бесступенчатое изменение частоты вращения стола ротора в необходимом диапазоне регулирования. При дизельном приводе и электроприводе переменного тока используют механические передачи, осуществляющие ступенчатое регулирование частоты вращения стола ротора. Число скоростей ротора должно быть достаточным для удовлетворения требований бурения. Однако при групповом приводе с буровой лебедкой ротор обычно имеет три-четыре скорости. В этом случае используются сменными цепными звездочками, с помощью которых число скоростей ротора может увеличиваться согласно зависимости

$$z = z_{\lambda}^m,$$

где  $z$  — число скоростей ротора;  $z_{\lambda}$  — число скоростей, передаваемых от буровой лебедки;  $m$  — число сменных цепных звездочек на приводном валу ротора.

В целях более полного удовлетворения требований бурения диапазон регулирования частоты вращения стола ротора делят на средний и крайние интервалы. В среднем, сравнительно узком интервале частота вращения ротора изменяется согласно геометрическому ряду чисел, знаменатель которого меньше, чем у крайних интервалов диапазона регулирования. Благодаря этому в среднем интервале уменьшается разность между смежными частотами вращения стола ротора, что позволяет точнее согласовывать частоту вращения долота с требованиями бурения.

Для обратного вращения (реверса) достаточно одной или двух передач, обеспечивающих вращение стола с частотой  $15-50 \text{ мин}^{-1}$ , необходимой для работы с трубами и ловильным инструментом, имеющими левую резьбу. При электрическом приводе вследствие реверсирования двигателей ротор имеет одинаковые частоты при прямом и обратном вращении.

В процессе проектирования привода ротора, и особенно группового привода буровой лебедки и ротора, возможны отклонения окончательно принятых значений частоты вращения стола ротора от расчетных, обусловленные конструктивными соображениями. Следует также отметить, что при дизель-гидравлическом приводе благодаря турботрансформатору частота вращения ротора изменяется по непрерывно-ступенчатой кривой.

Мощность ротора должна быть достаточной для вращения буровой колонны, долота и разрушения забоя скважины:

$$N = (N_{x.b} + N_{\lambda})/\eta,$$

где  $N_{x.b}$  — мощность на холостое вращение буровой колонны;  $N_{\lambda}$  — мощность на вращение долота и разрушение забоя;  $\eta$  — КПД, учитывающий потери в трущихся деталях ротора.

Мощность на холостое вращение буровой колонны (момент, передаваемый долоту, равен нулю) расходуется на преодоление сопротивления

вращению, возникающего в системе бурильная колонна — скважина. Сопротивление вращению зависит от длины и диаметра бурильной колонны, плотности промывочной жидкости в скважине, трения труб о стенки скважины. Сопротивление вращению изменяется в зависимости от кривизны и состояния стенок скважины, пространственной формы бурильной колонны, вибрации, вызванной трением и центробежными силами.

С увеличением частоты вращения мощность на холостое вращение бурильной колонны возрастает в степенной зависимости. Наряду с этим на мощность холостого вращения бурильной колонны влияет ряд случайных и трудно учитываемых факторов, возникающих при бурении скважины (крутильные колебания, обвал стенок скважины, образование каверн, искривление ствола скважины, изменение пространственной формы бурильной колонны и др.).

Сложность процессов взаимодействия вращающейся колонны и скважины затрудняет вывод аналитических зависимостей для определения мощности, расходуемой на холостое вращение бурильной колонны, поэтому в практических расчетах пользуются эмпирическими формулами.

Расчеты показывают, что на каждые 1000 м бурильной колонны расход мощности на холостое вращение  $N_{х.в}$  (частота вращения  $100 \text{ мин}^{-1}$ , плотность раствора  $1,2 \text{ г/см}^3$ , угол искривления  $3-5^\circ$ ) в зависимости от диаметра труб следующий:

|                               |     |      |      |      |
|-------------------------------|-----|------|------|------|
| Диаметр труб, мм.....         | 114 | 127  | 141  | 168  |
| Мощность $N_{х.в}$ , кВт..... | 8,8 | 10,9 | 13,6 | 19,1 |

Мощность, расходуемая на вращение долота и разрушение забоя скважины, можно приближенно оценить по формуле

$$N_A = \mu_0 P n R_{cp},$$

где  $\mu_0$  — коэффициент сопротивления долота;  $P$  — осевая нагрузка на долото, кН;  $n$  — частота вращения долота,  $\text{с}^{-1}$ ;  $R_{cp}$  — средний радиус долота, м.

Рекомендуют следующие коэффициенты сопротивления долота: для алмазного  $\mu_0 = 0,2 \div 0,4$ ; твердосплавного и режущего типа  $\mu_0 = 0,4 \div 0,8$ ; для шарошечного  $\mu_0 = 0,2 \div 0,4$ .

Средний радиус долота  $R_{cp} = D_A/3$ .

В процессе бурения скважины происходит непрерывно-ступенчатое изменение потребляемой ротором мощности. Это обусловлено последовательным увеличением длины бурильной колонны, ступенчатым уменьшением диаметра используемых долот, а также изменением режимов бурения по мере углубления скважины. В теоретических расчетах, выполняемых при выборе мощности ротора, так же, как и при расчете бурильной колонны на прочность, осевая нагрузка на долото, частота его вращения и плотность промывочной жидкости, характеризующие режим бурения, принимаются неизменными для каждого размера долот, используемых при бурении скважины заданной конструкции. Расчетные значения указанных параметров бурения выбирают на основе эмпирических зависимостей и опытных данных, полученных при бурении скважин аналогичных конструкций.

В предварительных расчетах частоту вращения стола ротора в зависимости от текущей  $L$  и конечной  $L_k$  глубины бурения вычисляют по эмпирической зависимости, принятой Уралмашзаводом:

Техническая характеристика роторов (ГОСТ 16293–82)

| Показатель  | Типоразмер ротора |           |           |             |             |
|---|-------------------|-----------|-----------|-------------|-------------|
|   | P-460             | P-560     | P-700     | P-950       | P-1260      |
| Диаметр отверстия в столе ротора, мм                | 460               | 560       | 700       | 950         | 1260        |
| Допускаемая статическая нагрузка на стол ротора, кН | 2000              | 3200      | 4000      | 6300        | 8000        |
| Мощность ротора, кВт                                | 180               | 370       | 440       | 500         | 540         |
| Максимальный крутящий момент, кН·м, не более        | 30                | 50        | 80        | 120         | 180         |
| Базовое расстояние, мм                              | 1353              | 1353      | 1353      | 1353        | 1651        |
| Условная глубина бурения, м                         | 1600              | 1600–4000 | 3200–6500 | 6500–10 000 | 8000–12 500 |

Примечание. Для всех типоразмеров частота вращения стола ротора не более 250 мин<sup>-1</sup>; проходной диаметр втулки ротора – 225 мм.

$$n = 200 - 150 \frac{L}{L_k}$$

Плотность промывочной жидкости, учитываемая при расчете мощности, которая расходуется на холостое вращение бурильной колонны, рассчитывают по формуле, полученной Уралмашзаводом на основе статистических данных:

$$\rho = 0,21 g L + 1,25.$$

На основе указанных зависимостей определяют мощности, необходимые для бурения скважины под направление, кондуктор, промежуточные и эксплуатационную колонны. По наибольшему полученному значению выбирают расчетную мощность ротора.

Максимальный вращающий момент (в кН·м) определяют по мощности и минимальной частоте вращения стола ротора:

$$M_{\max} = N\eta/n_{\min},$$

где  $N$  – мощность ротора, кВт;  $\eta$  – КПД ротора;  $n_{\min}$  – минимальная частота вращения, мин<sup>-1</sup>.

Максимальный вращающий момент ограничивается прочностью бурильной колонны и деталей, передающих вращение столу ротора.

Базовое расстояние, измеряемое от оси ротора до первого ряда зубьев цепной звездочки на быстроходном валу ротора, используют при проектировании цепной передачи, передающей вращение от лебедки ротору.

В табл. 20.4 приведена техническая характеристика роторов, используемых при бурении скважин.

## 20.2. ТУРБОБУРЫ

В турбинном бурении коэффициент передачи мощности от источника энергии к долоту значительно выше, чем в роторном.

Идея использования гидравлического двигателя для бурения скважин возникла в 80-е годы XIX столетия: первый патент на турбину для бурения нефтяных скважин был взят в 1873 г. Гроссом. В 1890 г. Г.Г. Симченко



(г. Баку) разработал проект первого забойного круговращательного гидравлического двигателя.

В начале 1900-х годов Вольский разработал и использовал на практике для быстроударного бурения в твердых породах забойный гидравлический таран, создававший 500–600 ударов в минуту по забою. В 1923 г. М.А. Капелюшников (совместно с С.М. Волохом и Н.А. Корневым) разработал турбинный аппарат для бурения скважин, названный турбобуром Капелюшникова. Он развивал мощность до 12 л.с. и представлял собой гидравлический двигатель, выполненный на базе одноступенчатой осевой турбины, вал которой через промежуточный многоярусный планетарный редуктор приводил во вращение долото. Проблема реализации турбинного бурения была решена П.П. Шумиловым, Р.А. Иоаннесяном, Э.И. Тагиевым и М.Т. Гусманом. Позднее, благодаря работам ВНИИБТ, турбинное бурение получило общее признание.

Турбобур — машина быстроходная, поэтому большое значение имеют работы, направленные на создание низкооборотных турбобуров, способных эффективно обрабатывать шарошечные долота с герметизированными маслонаполненными опорами типов ГНУ и ГАУ.

В области турбоалмазного бурения особую актуальность приобретает создание высокомоментных турбобуров для работы с новыми долотами с поликристаллическими алмазными режущими элементами типа «Stratorax».

Современный турбобур должен обеспечивать:

достаточный крутящий момент при удельных расходах жидкости не более 0,07 л/с на см<sup>2</sup> площади забоя;

устойчивую работу при частотах вращения менее 7 с<sup>-1</sup> для шарошечных и 7–10 с<sup>-1</sup> для алмазных долот;

максимально возможный КПД;

срабатывание перепада давления на долоте не менее 7 МПа;

наработку на отказ не менее 300 ч;

долговечность не менее 2000 ч;

постоянство энергетической характеристики по меньшей мере до наработки на отказ;

независимость энергетической характеристики от давления и температуры окружающей среды;

возможность изменения реологических свойств бурового раствора в процессе долбления;

возможность введения в буровой раствор различных наполнителей и добавок;

возможность промывки ствола скважины без вращения долота;

возможность определения траектории ствола скважины в любой точке вплоть до долота без подъема буровой колонны;

стопорение выходного вала с корпусом в случае необходимости и освобождение от стопорения;

гашение вибрации бурового инструмента;

экономии приведенных затрат на 1 м проходки скважины по сравнению с альтернативными способами и средствами бурения.

Понятно, что в одной конструкции все или большую часть этих требований воплотить очень сложно. В то же время в одном диаметральном габарите целесообразно иметь возможно меньшее число типов турбобуров.

В начале 1950-х годов в связи с увеличением глубин скважин стали стремиться к увеличению числа ступеней турбины для снижения частот

вращения долот. Появились секционные турбобуры, состоящие из двух-трех секций, собираемых в одну машину непосредственно на буровой. Секции свинчивались с помощью конической резьбы, а их валы соединялись сначала конусными, а затем конусно-шлицевыми муфтами. Осевая опора секционного турбобура устанавливалась в нижней секции.

В дальнейшем, в целях упрощения эксплуатации турбобуров, осевая опора была вынесена в отдельную секцию – шпиндель. Это усовершенствование позволило заменять на буровой наиболее быстроизнашиваемый узел турбобура – его опору.

Секционные шпиндельные турбобуры типа ЗТСШ в настоящее время серийно выпускаются машиностроительными заводами Минхиммаша с диаметром корпуса 172, 195 и 240 мм.

В конце 1950-х годов во ВНИИБТ были начаты исследования по разработке опоры качения турбобура. Дело в том, что резинометаллическая пята, хорошо работающая при использовании в качестве бурового раствора воды или буровых (глинистых) растворов с относительно низким содержанием твердой фазы, а также при небольшом перепаде давления на долоте, в случае применения утяжеленных или сильно загрязненных буровых растворов существенно искажала выходную характеристику турбобура, что в свою очередь снижало эффективность турбинного способа бурения.

В начале 1960-х годов Р.А. Иоаннесьяном, Д.Г. Малышевым и Ю.Р. Иоаннесьяном была создана упорно-радиальная шаровая опора турбобура, представляющая собой многоступенчатый шарикоподшипник двустороннего действия.

Турбобуры с шаровой опорой серии А в настоящее время серийно выпускаются машиностроительными заводами Минхиммаша с диаметром корпуса 164, 195 и 240 мм.

Дальнейшее совершенствование конструкций турбобура связано с появлением новых высокопроизводительных шарошечных долот с герметизированными маслonaполненными опорами. Для эффективной отработки этих долот требуются частоты вращения порядка  $2,5 - 5 \text{ с}^{-1}$ . Это привело к созданию ряда новых направлений в конструировании турбобуров:

- с системой гидродинамического торможения;
- многосекционных;
- с высокоциркулятивной турбиной и клапаном – регулятором расхода бурового раствора;
- с системой демпфирования вибрации;
- с разделенным потоком жидкости и полым валом;
- с плавающей системой статора;
- с тормозной приставкой гидромеханического типа;
- с редукторной вставкой.

Появились также гидравлические забойные двигатели объемного типа – винтовые.

В настоящее время среди конструкторов турбобуров еще нет единого мнения о наиболее эффективном и перспективном направлении развития техники турбинного способа бурения. В целях объективной оценки новых конструкций и выбора лучшей из них для широкого внедрения в серийное производство проводятся сравнительные испытания макетных образцов новых забойных двигателей.

## КОНСТРУКЦИИ ТУРБОБУРОВ

Турбобур представляет собой забойный гидравлический двигатель, снабженный осевой опорой, в котором гидравлическая энергия потока промывочной жидкости преобразуется в механическую работу вала, к которому прикрепляют породоразрушающий инструмент. Турбобур опускают в скважину на бурильной колонне, которая по мере углубления скважины наращивается с поверхности новыми бурильными трубами. В качестве гидравлического двигателя в турбобуре применяют многоступенчатую осевую турбину.

Гидравлические двигатели, в которых используется кинетическая или скоростная энергия потока жидкости, называют *турбинами*. В турбинах работа совершается главным образом в результате изменения количества движения жидкости.

В турбобурах применяют многоступенчатые осевые турбины лопастного типа. На рис. 20.5 схематично изображена одна ступень турбины турбобура, состоящая из статора и ротора.

Турбина работает следующим образом. Поток промывочной жидкости через бурильную колонну подается в первую ступень турбобура. В статоре первой ступени происходит формирование направления потока жидкости, т.е. жидкость, пройдя каналы статора, приобретает направление, указанное стрелкой А. Таким образом, статор является направляющим аппаратом турбины.

Потоки жидкости из каналов статора поступают на лопатки ротора под заданным углом и осуществляют силовое воздействие на ротор, в результате которого энергия движущейся жидкости создает силы, стремящиеся повернуть ротор, жестко связанный с валом турбины. Поток жидкости из каналов ротора первой ступени поступает на лопатки направляющего аппарата второй ступени, где вновь происходит формирование направления движения потока жидкости и подача ее на лопатки ротора второй ступени. На роторе второй ступени также возникает крутящий момент. В результате жидкость под действием энергии давления, создаваемой поверхностным насосом, проходит все ступени турбины турбобура и через специальный канал подводится к долоту. В многоступенчатых турбобурах крутящие моменты всех ступеней суммируются на валу.

В процессе работы турбины на статорах, закрепленных неподвижно в корпусе турбобура, создается реактивный момент, равный по значению, но противоположный по направлению. Реактивный момент через корпус турбобура передается на бурильные трубы и осуществляет их закручивание на определенный угол, зависящий от жесткости и длины бурильной колонны. Источником энергии в пределах ра-

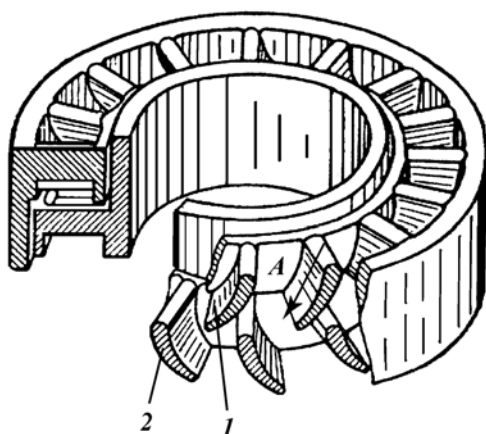


Рис. 20.5. Схема ступени турбины турбобура:  
1 — лопатка статора; 2 — лопатка ротора

бочего органа турбины является скоростной напор потока жидкости, создаваемый вследствие перепада давления на входе в турбину и выходе из нее.

В процессе бурения осевая нагрузка на долото передается через турбобур, так как его обычно устанавливают непосредственно над породоразрушающим инструментом. Для восприятия и передачи осевой нагрузки турбобур снабжают специальной опорой, размещаемой в верхней или нижней части корпуса турбобура. Вал турбобура также снабжается радиальными опорами, предназначенными для центрирования вала, работающего при высоких осевых нагрузках и частотах вращения.

В качестве осевой опоры в серийных турбобурах применяют резино-металлические подшипники скольжения. Попытки использовать в качестве осевых опор стандартные упорные подшипники качения не дали положительных результатов. В 1960 г. во ВНИИБТ для турбобуров удалась разработать многорядную шаровую опору специальной конструкции.

Резинометаллический подшипник состоит из нескольких ступеней. Каждая ступень включает подпятник, закрепляемый в корпусе, и диск, сидящий на валу турбобура. Кольцо служит для защиты вала турбобура от изнашивания и для обеспечения заданного расстояния между дисками пяты. Подпятник по дисковой части облицован резиной, т.е. по верхней, нижней и внутренней цилиндрической поверхностям. Корпус подпятника имеет каналы для пропуска промывочной жидкости.

Радиальная резино-металлическая опора турбобура представляет собой корпус, внутренняя поверхность которого облицована резиной. В качестве нижней радиальной опоры используют ниппель. Резиновая обкладка ниппеля выполняет также функции сальникового уплотнения.

Работоспособность резино-металлических подшипников турбобура в абразивной среде в различных нефтяных районах страны колеблется в пределах 50–150 ч. Этим временем определяется межремонтный срок работы турбобура. Сравнительно высокая работоспособность резино-металлических подшипников турбобура объясняется тем, что твердые частицы, находящиеся в промывочной жидкости, попадая в зазор между эластичной облицовкой подпятника и стальной пятой, вдавливаются в резиновую поверхность. Вследствие этого сила прижатия твердых частиц к стальному диску определяется упругостью резины и не зависит от удельного давления между металлической и резиновой поверхностями. Износ таких трущихся поверхностей в 4–6 раз ниже, чем при работе двух твердых поверхностей, находящихся в абразивной среде.

Эластичная обкладка подпятников осевой опоры турбобура позволяет равномерно распределять осевую нагрузку по ступеням в пределах 0,5–1,0 МПа. Коэффициент трения при промывке водой в резино-металлической опоре составляет 0,04–0,10, в глинистом растворе – 0,06–0,16.

Осевая опора качения представляет собой радиально-упорный многорядный бесепараторный шарикоподшипник (рис. 20.6). Одна ступень подшипника состоит из наружного 1 и внутреннего 2 рабочих колец, между парами которых размещается шарик 3. Расстояние между рабочими кольцами определяется размерами распорных колец – наружного 4 и внутреннего 5. От попадания крупных абразивных частиц подшипник защищен сальником. Ввиду того, что бесепараторные подшипники работают в абразивной среде, большое влияние на их работоспособность оказывает правильная приработка опоры. Сначала в процессе прира-

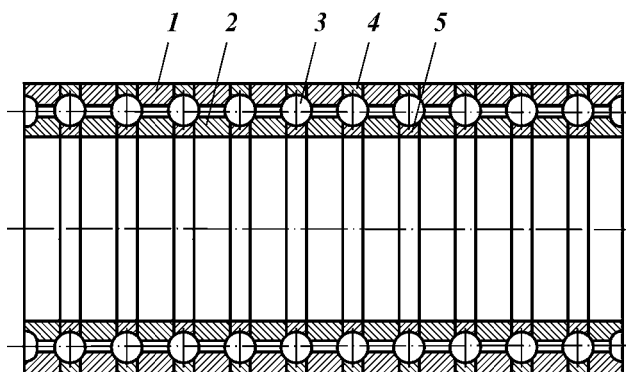


Рис. 20.6. Многорядная осевая опора качения

ботки происходит перераспределение осевой нагрузки по ступеням подшипника. Равномерное распределение нагрузки между ступенями пяты способствует более длительной нормальной работе подшипников качения.

#### ОДНОСЕКЦИОННЫЙ ТУРБОБУР

Серийный выпуск односекционных турбобуров типа Т12МЗ был освоен в 1952 г. Конструкция этих турбобуров первоначально отвечала требованиям повышения технико-экономических показателей бурения нефтяных и газовых скважин. Односекционные турбобуры изготовлялись диаметром 240, 212, 195 и 172 мм.

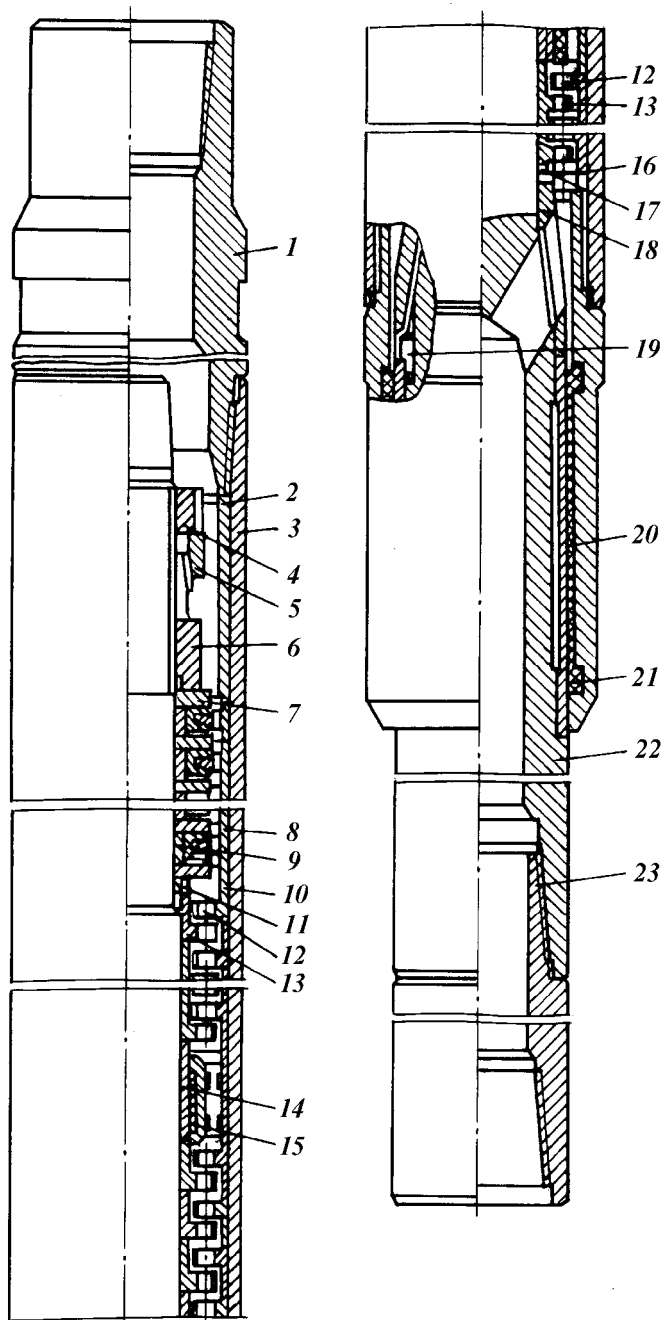
Турбобур типа Т12МЗ включает турбину, составленную из 100–120 ступеней, резинометаллическую пяту и корпусные детали. На рис. 20.7 показана наиболее совершенная конструкция турбобура типа Т12МЗБ-240. На валу 22 размещены диски ротора 13, втулка 20 нижней опоры, две втулки 14 средней опоры и упорная втулка 18. Все перечисленные детали зажаты роторной гайкой 6, для предохранения которой от самопроизвольного отвинчивания предусмотрен обжимающий колпак 5, закрепляемый контргайкой 4.

Верхняя часть гайки 6 имеет коническую форму и продольные прорезы. Колпак 5 под действием контргайки внутренним конусом обжимает прорезанные участки роторной гайки 6 и прижимает ее к поверхности вала, создавая цанговый эффект. Благодаря этому осуществляется предохранение от самоотвинчивания роторной гайки 6. Упорная втулка 18 и втулка 20 нижней опоры фиксируются шпонкой 19 относительно вала 22. Внутри корпуса 3 размещаются диски статора 12, средние опоры 15, регулировочное кольцо 10, определяющее положение ротора относительно статора в собранном турбобуре, и подпятники 8. Ниппель 21 служит для закрепления в корпусе 3 системы дисков статоров, средних опор и подпятников. Роль верхнего упора выполняет торец переводника 1, который служит для соединения корпуса 3 с колонной бурильных труб. Вал 22 турбобура в нижней части имеет переводник 23 для присоединения долота или другого инструмента.

Ниппель 21 имеет цилиндрическую (турбобуры Т12МЗБ-9" и Т12МЗБ-6<sup>5</sup>/<sub>8</sub>") или коническую (турбобуры Т12МЗБ-240, Т12МЗБ-8",

Рис. 20.7. Турбобур Т12МЗБ-240:

1 — переводник; 2 — втулка корпуса; 3 — корпус; 4 — контргайка; 5 — колпак; 6 — роторная гайка; 7 — диск пяты; 8 — подпятник; 9 — кольцо пяты; 10, 16 — регулировочные кольца; 11, 17 — уплотнительные кольца; 12 — статор; 13 — ротор; 14, 20 — втулки средней и нижней опоры соответственно; 15 — средняя опора; 18 — упорная втулка; 19 — шпонка; 21 — ниппель; 22 — вал; 23 — переводник вала



Т12МЗБ-7<sup>1</sup>/<sub>2</sub>" и Т12МЗБ-6<sup>5</sup>/<sub>8</sub>" резьбу. При использовании конической резьбы в корпусе турбобура под ниппельный конец закрепляющей детали устанавливается регулировочное кольцо 16 резьбы. Уплотнительные кольца 11, 17 предохраняют от проникновения глинистого раствора в зазор между валом и роторами.

В турбобуре типа Т12МЗ кроме подпятников с привулканизированной резиной предусмотрено применение подпятников со сменными резиновыми вкладышами. В этом случае в шифр турбобура после размера добавляют буквы СР. В турбобурах размером 195 и 172 мм используют составные турбины, имеющие металлические ступицы и пластмассовые проточные решетки. В шифр турбобура при этом добавляют букву П.

Укороченные турбобуры типа Т12МЗК изготавливают на базе односекционных турбобуров. Они отличаются значительно меньшим (30–60) числом ступеней турбин и опор. Укороченные турбобуры применяют для ориентированного искривления скважин при наклонно направленном бурении.

### СЕКЦИОННЫЕ ТУРБОБУРЫ

Турбобуры типа ТС состоят из двух и более последовательно соединенных между собой секций, каждую из которых собирают из 100 ступеней турбин в отдельном корпусе. Секции соединяют в турбобур непосредственно на буровой. Секционные турбобуры предназначены для бурения глубоких скважин, так как обладают повышенной мощностью благодаря увеличению числа ступеней турбин, работающих синхронно. Диаметральные размеры секций аналогичны размерам односекционных турбобуров. Секционирование турбобуров позволило создать турбобур с высокими энергетическими показателями при малых габаритах (127 и 104,5 мм). Число секций в турбобурах достигает четырех.

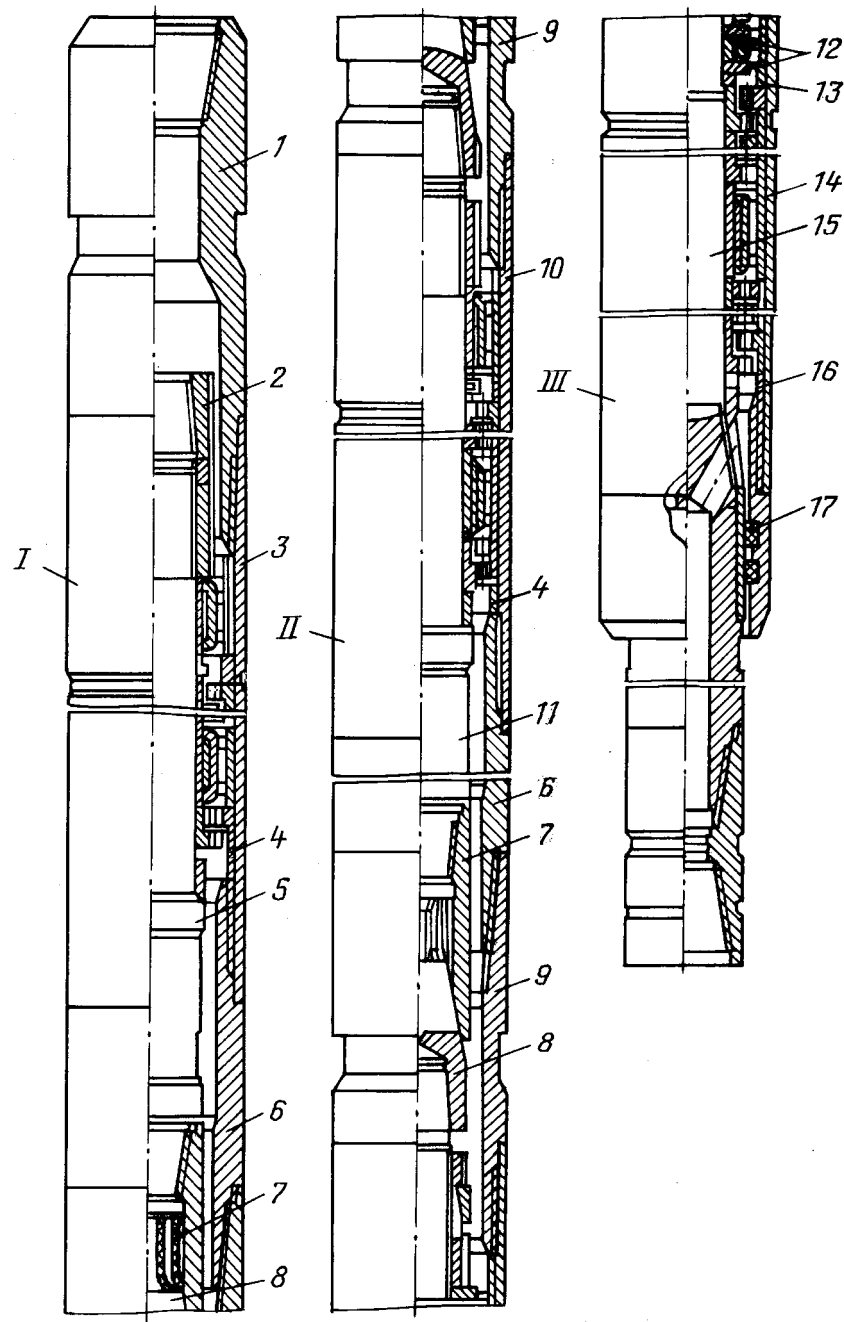
Устройство секционного турбобура показано на рис. 20.8. Корпуса секций снабжены переводниками, которые соединены между собой посредством конической резьбы. Валы секций соединяются с помощью конусно-шлицевых муфт, состоящих из нижней 8 и верхней 7 полумуфт. Можно использовать конусную муфту без шлицевых пазов.

Осевая опора 12 у секционных турбобуров общая, и, как правило, она располагается в нижней секции. Конструкция резинометаллического подшипника опоры не отличается от конструкции подшипников односекционных турбобуров.

Конструктивное отличие нижней секции секционных турбобуров заключается в том, что корпус в верхней части снабжен переводником со специальной конической резьбой, а верхняя часть вала снабжена соединительной полумуфтой. Положение ротора относительно статоров регулируется с помощью специального кольца 13, установленного между турбиной и осевой опорой.

В корпусе секций статоры закрепляют с помощью ниппеля 17, который имеет цилиндрическую или коническую резьбу, вызывающую необходимость использования регулировочного кольца 16 для создания необходимой нагрузки на диски статора.

Средняя и верхняя секции турбобуров не имеют осевых опор, так как при использовании самостоятельных опорных элементов конструкция соединительного узла значительно усложняется. Положение ротора относительно статора в верхних секциях определяется высотой регулировочного кольца 4, которое располагается между соединительным переводником и дисками статора. Закрепление системы статоров в корпусах верхних и средних секций осуществляется с помощью конической резьбы с подбором высоты регулировочного кольца, за исключением некоторых турбобуров.



**Рис. 20.8. Секционный турбобур ЗТС:**

*I, II, III* — верхняя, средняя и нижняя секции соответственно; 1 — переводник; 2 — контргайка; 3, 10, 14 — корпуса верхней, средней и нижней секций; 4 — регулировочные кольца средней и верхней секций; 5, 11, 15 — валы верхней, средней и нижней секций; 6, 9 — верхний и нижний соединительные переводники; 7, 8 — верхняя и нижняя полумуфты; 12 — осевая опора; 13 — регулировочное кольцо нижней секции; 16 — регулировочное кольцо нишеля; 17 — нишель



## ШПИНДЕЛЬНЫЕ ТУРБОБУРЫ

Шпиндельный турбобур в отличие от секционного имеет осевую опору, вынесенную в отдельный узел. Эти турбобуры предназначены для бурения скважин как обычными шарошечными, так и гидромониторными долотами. Возможность бурения гидромониторными долотами обусловлена снижением утечек в зазоре между валом и ниппелем, так как в шпиндельных турбобурах осевая опора непроточная и размещается в нижней части турбобура.

Шпиндельные турбобуры изготавливают диаметром 240, 195, 185, 172 и 164 мм. Турбобуры диаметром 195 и 172 мм предназначены для бурения скважин алмазными долотами.

В шпиндельных турбобурах ЗТСШ к осевой опоре присоединяют две или три турбинные секции. Устройство шпинделя показано на рис. 20.9.

Шпиндель включает вал 17, который размещается в корпусе 14. Вал снабжен двумя радиальными опорами 7, 13. Осевая опора 11 представляет собой набор дисков пяты 9 и резинометаллические подпятники 10. Вал шпинделя снабжается уплотнительными кольцами 8, 12.

Втулки служат в качестве регулировочных колец резьбы корпуса. Турбинная секция присоединена к шпинделю с помощью переводника 1 и нижней полумуфты 2. Затяжка деталей в корпусе осуществлена с помощью ниппеля 16, а на валу — гайкой 6, которая закрепляется с помощью колпачка 5 и контргайки 4. Для присоединения долота вал снабжен в нижней части переводником 18.

Шпиндельные турбобуры ЗТСШ-7<sup>1</sup>/<sub>4</sub>" ТЛ и ЗТСШ-6<sup>1</sup>/<sub>2</sub>" ТЛ изготавливают с турбинами точного литья. В шифр таких турбобуров добавляют буквы ТЛ. Ос-

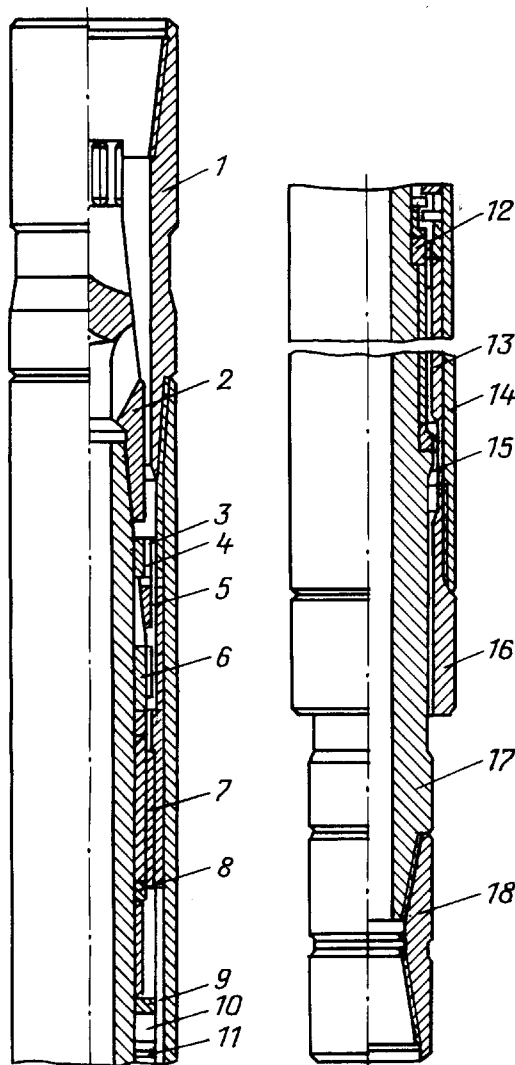


Рис. 20.9. Шпиндель турбобура:

1, 18 — переводники; 2 — нижняя полумуфта; 3, 15 — регулировочные кольца; 4 — контргайка; 5 — колпачок; 6 — гайка; 7, 13 — радиальные опоры; 8, 12 — уплотнительные кольца; 9 — пята; 10 — подпятник; 11 — осевая опора; 14 — корпус; 16 — ниппель; 17 — вал

Таблица 20.5

## Техническая характеристика шпиндельных турбобуров

| Шифр турбобура | Тип турбины | Число ступеней турбины | Расход жидкости, л/с | Крутящий момент при $N_{\max}$ , Н·м | Частота вращения при $N_{\max}$ , с <sup>-1</sup> | Перепад давления при $N_{\max}$ , МПа | Длина, м | Масса, кг | Диаметр, мм |
|----------------|-------------|------------------------|----------------------|--------------------------------------|---|---------------------------------------|----------|-----------|-------------|
| ЗТСШ-240       | 30/16,5     | 315                    | 32                   | 2648                                 | 7,4   | 5,5                                   | 23,3     | 5975      | 240         |
| ЗТСШ-195       | 26/16,5     | 330                    | 30                   | 1481                                 | 6,6   | 3,9                                   | 25,7     | 4790      | 195         |
| ЗТСШ-195ТА     | 24/18       | 318                    | 40                   | 1746                                 | 5,9   | 2,9                                   | 25,7     | 4325      | 195         |
| ЗТСША-195ТА    | 21/16,5     | 327                    | 30                   | 1961                                 | 12,1  | 6,5                                   | 25,9     | 4745      | 195         |
| ЗТСШ-172       | 28/16       | 336                    | 25                   | 1765                                 | 10,4  | 8,8                                   | 25,4     | 3530      | 172         |

Примечание.  $N_{\max}$  – максимальная мощность турбобура; плотность жидкости – 1000 кг/м<sup>3</sup> (техническая вода).

тальные турбобуры типа ЗТСШ могут поставяться с турбинами точного литья или с обычными турбинами, отлитыми в земляные формы.

Для повышения эффективности использования турбобуров за счет большей взаимозаменяемости как деталей, так и сборочных единиц, вплоть до секций, была проведена унификация серийных турбобуров. При этом за основу были приняты шпиндельные турбобуры ЗТСШ (табл. 20.5). Эти турбобуры можно использовать как в односекционном, так и многосекционном исполнении.

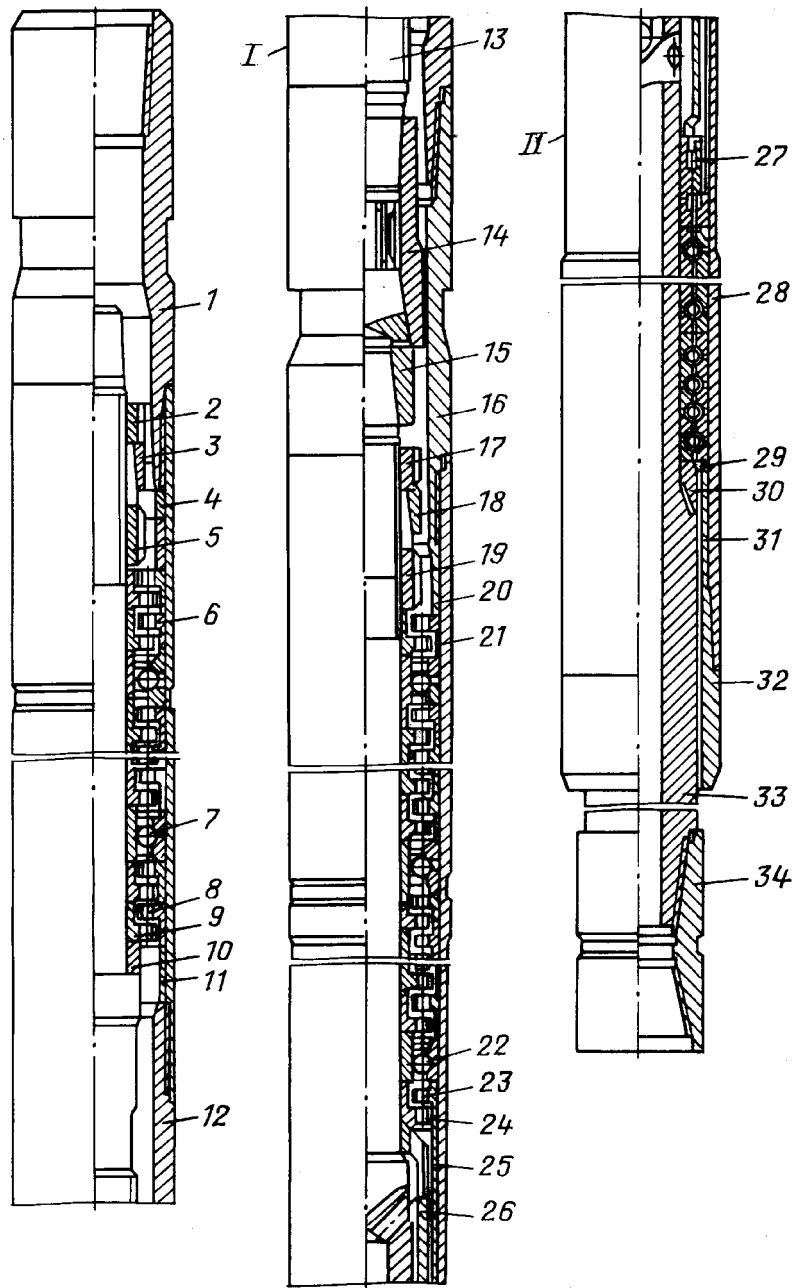
## ВЫСОКОМОМЕНТНЫЕ ТУРБОБУРЫ С ПРЕДЕЛЬНЫМИ ТУРБИНАМИ

Турбобуры типов А9К5Са, А7Н4С и А6К3С предназначены для бурения глубоких вертикальных и наклонных скважин. Высокие энергетические показатели турбобуров позволяют бурить скважины не только обычными шарошечными, но и гидромониторными и алмазными долотами.

Турбобуры типа А диаметрами 240, 195 и 164 мм выпускаются Кунгурским машиностроительным заводом. Высокомомментные турбобуры изготовляют в двухсекционном исполнении. При бурении неглубоких скважин нижнюю секцию используют в качестве самостоятельного турбобура.

Конструкция турбобура показана на рис. 20.10. Особенностью высококомментных турбобуров является то, что они снабжены турбинами, состоящими из статоров 23 и роторов 24, перепад давлений на которых при постоянном расходе жидкости уменьшается от режима холостого хода к тормозному режиму. Это объясняется тем, что в высококомментных турбобурах использованы высокоциркулятивные турбины. Постоянный перепад давления в таких турбинах обеспечивается с помощью перепускного клапана, позволяющего сбрасывать часть жидкости в затрубное пространство, минуя турбобур. В результате достигается стабильный режим работы турбины при переменном расходе жидкости. В нижней секции турбобура устанавливают 110 ступеней турбин, в верхней секции – 128 ступеней турбин типа Э43-50-31/18.

В высококомментных турбобурах использованы шаровые опоры. Упорно-радиальная пята качения 28 расположена в нижней секции турбобура и выполнена в виде 10-рядного шарикоподшипника бессепараторной конструкции. Для защиты осевой опоры от попадания абразивных частиц турбобур снабжен торцовой парой 27, выполняющей роль сальника.



**Рис. 20.10. Турбобур А7Н4С:**

*I, II* — верхняя и нижняя секции соответственно; 1 — переводник корпуса; 2, 17 — контргайка; 3, 18 — колпак; 4 — регулировочное кольцо резьбы; 5, 19 — роторная гайка; 6, 21 — корпус; 7, 22 — средняя шаровая опора; 8, 23 — статор; 9, 24 — ротор; 10, 26 — втулка вала; 11 — регулировочное кольцо турбины; 12 — соединительный переводник; 13 — вал верхней секции; 14, 15 — верхняя и нижняя полумуфты; 16 — переводник корпуса; 20, 25 — втулка корпуса; 27 — торцовый сальник; 28 — упорно-радиальный подшипник; 29 — упорная втулка; 30 — упор; 31 — регулировочное кольцо; 32 — ниппель; 33 — вал; 34 — переводник вала

Рис. 20.11. Клапанная перепускная приставка

В верхней части турбобура расположены ступени турбобура, перемежающиеся с промежуточными шаровыми опорами 22, выполненными в виде однорядных шарикоподшипников бессепараторной конструкции. Число шаров в средней опоре взято с расчетом пропуска промывочной жидкости через подшипник.

Положение роторов относительно статоров в нижней секции регулируется с помощью кольца 31, а в верхней секции — с помощью кольца 11. Статоры крепятся в корпусах с помощью переводников с конической резьбой, с соответствующим подбором высоты регулировочных колец 4 и 31.

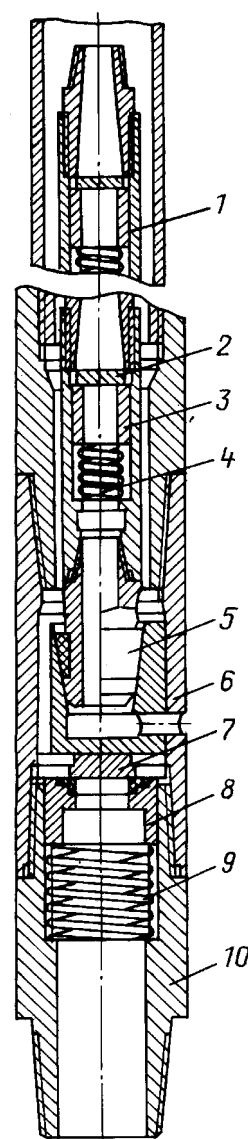
Корпуса соединены между собой с помощью соединительных переводников 16 и 12, а валы секций — конусно-шлицевых муфт, состоящих из нижней 15 и верхней 14 полумуфт.

Высокомомментные турбобуры типа А7Н снабжают приставкой, в которой размещены перепускной или редукционный клапаны (рис. 20.11). Клапанная приставка состоит из корпуса 6 и переводника 10, снабженных замковыми резьбами для присоединения в разъеме бурильной колонны. В переводнике размещен обратный клапан, состоящий из седла 7, поршня 8 и пружины 9, и гнездо, в котором устанавливается корпус 1 перепускного клапана с помощью хвостовика 5. Перепускной клапан имеет седло 2, к которому прижимается втулка 3, снабженная пружиной 4. Перепускной клапан представляет собой многоступенчатую конструкцию; в каждой ступени срабатывает 0,5—0,6 МПа. При увеличении числа клапанов срабатываемое давление пропорционально возрастает. Например, если общий перепад давления должно быть 5,0—6,0 МПа, то клапан собирают из 10 секций.

Редукционный клапан устанавливают непосредственно над турбобуром или в любом другом разъеме бурильной колонны. Клапан может быть размещен непосредственно в манифольде бурового насоса.

Клапанную приставку без редукционного клапана можно использовать при бурении турбобурами других типов для облегчения заполнения инструмента промывочной жидкостью и уменьшения зашламования турбобура, а также для ускорения продавливания и выравнивания раствора. В этом случае клапанную приставку устанавливают непосредственно над турбобуром или на удалении нескольких свечей. Перед началом бурения в бурильные трубы сбрасывают хвостовик-заглушку, который, опускаясь в седло клапанной приставки, перекрывает дренажное отверстие.

Турбобуры типа А7Н можно использовать также без перепускного клапана.



## ВЫСОКОМОМЕНТНЫЕ ТУРБОБУРЫ С СИСТЕМОЙ ГИДРОТОРМОЖЕНИЯ

Турбобуры типа АГТШ с системой гидродинамического торможения предназначены для бурения глубоких скважин шарошечными долотами, но их можно применять и при алмазном бурении. Машиностроительные заводы Минхиммаша выпускают турбобуры АГТШ с диаметром корпуса 164, 195 и 240 мм (табл. 20.6).

Турбобуры состоят из трех секций и шпинделя. Две турбинные секции содержат многоступенчатую высокоциркулятивную турбину. В третьей устанавливаются ступени гидродинамического торможения (ГТ). Ступени ГТ состоят из статора и ротора, конструкция лопаток венцов которых обеспечивает безударное обтекание жидкостью на тормозном режиме. При вращении такого ротора возникает крутящий момент, противоположный моменту, развиваемому турбиной турбобура. Значение тормозящего момента пропорционально частоте вращения вала.

В шпинделе турбобура установлен упорно-радиальный шарикоподшипник серии 128000. В качестве уплотнения вала используют круглые резиновые кольца ПРУ.

**Многосекционные турбобуры.** Существующая технология турбинного бурения в большинстве случаев основана на применении серийных турбобуров АГТШ или ЗТСШ1 в том виде, в каком они поставляются машиностроительными заводами. Энергетические характеристики этих турбобуров, как правило, не удовлетворяют оптимальным параметрам отработки шарошечных долот и гидравлической программе бурения. Особенно это относится к применению новых шарошечных долот с герметизированными маслonaполненными опорами (ГНУ и ГАУ), а также к использованию одного бурового насоса при бурении скважины.

В целях снижения частоты вращения долота и наращивания крутящего момента на валу турбобура применяют многосекционные (свыше трех секций) турбинные сборки. Серийные турбобуры, собранные из пяти – шести турбинных секций, позволяют эффективно отрабатывать высокопроизводительные долота при пониженных расходах бурового раствора, а также предоставляют технологам значительно более широкие возможности для выбора оптимальных параметров режима бурения.

В дальнейшем усовершенствованные многосекционные турбобуры испытывали при бурении глубоких скважин в РФ и за рубежом как с отечественными, так и с американскими долотами. Стойкость шарошечных долот производства США составляла 15 – 60 ч.

Таблица 20.6

**Техническая характеристика высокомоментных турбобуров типа АГТШ**

| Шифр турбобура | Тип турбины | Число ступеней |     | Расход жидкости, л/с | Крутящий момент при $N_{max}$ , Н·м | Частота вращения при $N_{max}$ , с <sup>-1</sup> | Перепад давления при $N_{max}$ , МПа | Длина, м | Масса, кг | Диаметр, мм |
|----------------|-------------|----------------|-----|----------------------|-------------------------------------|--|--------------------------------------|----------|-----------|-------------|
|                |             | турбины        | ГТ  |                      |                                     |  |                                      |          |           |             |
| А9ГТШ          | А9К5Са      | 210            | 99  | 45                   | 3060                                | 4,9  | 5,5                                  | 23,3     | 6165      | 240         |
| А7ГТШ          | А7Н4С       | 228            | 114 | 30                   | 1814                                | 6,0  | 6,9                                  | 24,9     | 4425      | 195         |
| А6ГТШ          | А6К3С       | 240            | 75  | 20                   | 779                                 | 6,9  | 4,5                                  | 24,5     | 2960      | 164         |

Примечание. Плотность жидкости – 1000 кг/м<sup>3</sup>.

По всей конструктивной схеме многосекционный турбобур не отличается от серийного. Однако увеличение числа турбинных секций предъявляет более высокие требования к надежности работы шпинделя турбобура. Он должен быть не только более надежным, но и более долговечным, чем применяемые в настоящее время шпиндели серийных турбобуров. Этим требованиям отвечают шпиндели с лабиринтным дисковым уплотнением типа ШФД, которыми в скором времени будут оснащаться серийно выпускаемые турбобуры.

Многосекционный турбобур является дорогой машиной, поэтому его срок службы до списания должен быть увеличен не менее чем до 2000 ч. По результатам испытаний таких турбобуров со шпинделями типа ШФД их долговечность составляет 2000 – 4000 ч.

Формирование энергетической характеристики многосекционного турбобура может осуществляться несколькими путями: использованием турбин разных типов, их сочетанием со ступенями ГТ, а также регулированием расхода бурового раствора через турбину.

В табл. 20.7 приведена техническая характеристика современных многосекционных турбобуров, собираемых из серийно выпускаемых машин типов АГТШ и ТСШ1.

**Турбобур с независимой подвеской.** Увеличение числа секций турбобура позволяет сформировать оптимальную энергетическую характеристику для бурения шарошечными долотами с герметизированными маслonaполненными опорами и алмазными породоразрушающими инструментами. Этот путь представляется наиболее простым и надежным, однако требует более квалифицированного подхода к сборке и регулированию турбинных секций. С целью упростить эти операции и сделать секции взаимозаменяемыми разработана конструкция турбобура с независимой подвеской.

Каждая турбинная секция с независимой подвеской имеет свой упорный шарикоподшипник. Корпуса секций соединяют между собой с помощью конической резьбы. Валы, соединенные квадратными полумуфтами, могут свободно перемещаться в осевом направлении. В результате такой компоновки секций износ упорного подшипника шпинделя не влияет на осевой зазор между статором и ротором турбины. Последний определяется только износом подшипников, установленных в турбинных секциях. Поскольку осевая нагрузка на эти подшипники действует только с одной стороны и практически не имеет динамической составляющей, то этот износ легко прогнозируется. При сборке ротор турбины устанавливают в крайнее верхнее положение относительно статора, что позволяет увеличить время

Таблица 20.7

Техническая характеристика многосекционных турбобуров

| Тип сборки турбобура | Число турбинных секций | Число ступеней |     | Расход жидкости, л/с | Крутящий момент при $N_{max}$ , Н·м | Частота вращения при $N_{max}$ , с <sup>-1</sup> | Перепад давления при $N_{max}$ , МПа | Длина турбобура, м | Диаметр турбобура, мм |
|----------------------|------------------------|----------------|-----|----------------------|-------------------------------------|--|--------------------------------------|--------------------|-----------------------|
|                      |                        | турбины        | ГТ  |                      |                                     |  |                                      |                    |                       |
| 5А9ГТШ               | 5                      | 315            | 210 | 32                   | 2221                                | 3,4  | 6,2                                  | 42                 | 240                   |
| 6А7ГТШ               | 6                      | 348            | 348 | 26                   | 1893                                | 4,3  | 10,4                                 | 49                 | 195                   |
| 6ТСШ1-195ТА          | 6                      | 636            | —   | 30                   | 1742                                | 4,4  | 3,4                                  | 49                 | 195                   |
| 5А6Ш                 | 5                      | 630            | —   | 18                   | 1575                                | 8,1  | 9,8                                  | 40                 | 164                   |

Примечание. Плотность жидкости — 1000 кг/м<sup>3</sup>.

работы упорного подшипника секции. По данным промысловых испытаний, наработка турбинной секции на отказ укладывается в диапазон 120 – 350 ч.

Следует отметить, что упорный подшипник шпинделя работает в тяжелых условиях. Действующая на него реакция забоя скважины переменна по значению и частотам возмущения. Динамические силы приводят к интенсивному изнашиванию этого подшипника. Однако допустимый осевой люфт в опоре может составлять порядка 16 – 20 мм, поэтому наработка на отказ может быть вполне соизмерима и даже выше, чем у шпинделя обычного типа, но только в тех случаях, когда изнашивание опоры не сопровождается расколом отдельных ее элементов (обоймы, шаров).

Турбобур с независимой подвеской может быть собран с турбиной любого типа. В каждой секции можно установить по 80 – 90 ступеней.

Ниже приведена характеристика трехсекционного турбобура А7ГТШМ (при плотности жидкости 1000 кг/м<sup>3</sup>):

|  |      |
|--|------|
| Число ступеней:  |      |
| турбины.....   | 249  |
| ГТ.....  | 66   |
| Расход жидкости, л/с.....                              | 28   |
| Крутящий момент при $N_{max}$ , Н·м.....               | 1800 |
| Частота вращения при $N_{max}$ , с <sup>-1</sup> ..... | 5,2  |
| Перепад давления при $N_{max}$ , МПа.....              | 7    |

**Турбобуры с «плавающим» статором** обладают теми же преимуществами, что и турбобуры с независимой подвеской секций. Однако в отличие от первых осевая опора шпинделя имеет повышенную гидравлическую нагрузку.

Каждый статор такого турбобура имеет свободу перемещения в осевом направлении и с помощью шпонки, заходящей в специальный паз корпуса, запирается от проворота под действием собственного реактивного момента. Каждый ротор представляет собой и пяту для соответствующего статора, которые не имеют проставочных дистанционных колец.

Такое исполнение ступени турбины позволяет, с одной стороны, до максимума увеличить средний диаметр турбины, а с другой – до минимума сократить осевой люфт в ступени. Тем самым в корпусе стандартной длины удастся разместить ступени турбин, число которых в 1,4 раза больше, чем у серийных турбобуров. Недостатком этой конструкции является свободный выход бурового раствора на внутреннюю поверхность корпуса турбинной секции.

Отсутствие взаимосвязи между осевыми зазорами турбины и осевой опоры шпинделя позволяет исключить из практики турбинного бурения торцовый износ лопаточных венцов турбин и повысить межремонтный период работы шпинделей.

Турбобур состоит из трех турбинных секций и шпинделя с двумя вариантами осевой опоры: подшипник ШШО-172 (538920) и резинометаллическая пята ПУ-172.

Турбобуры с диаметром корпуса 172 мм с плавающими статором прошли промышленные испытания в Главтюменнефтегазгеологии. Средняя наработка турбобура на отказ (по шпинделю) составила 210 ч. Межремонтный период турбинных секций – более 500 ч.

В табл. 20.8 приведена техническая характеристика турбобуров с диаметром корпуса 172 мм – ТПС-172 и 195 мм – ЗТСШ1М1-195.

**Турбобур с полым валом**, разработанный во ВНИИБТ, предназначен

Техническая характеристика турбобуров с плавающим статором

| Тип турбобура | Число ступеней турбины | Расход жидкости, л/с | Крутящий момент при $N_{max}$ , Н·м | Частота вращения при $N_{max}$ , $c^{-1}$ | Перепад давления при $N_{max}$ , МПа |
|---------------|------------------------|----------------------|-------------------------------------|---|--------------------------------------|
| ТПС-172       | 435                    | 25                   | 2100                                | 7,5                                       | 6,57                                 |
| ЗТСШМ1-195    | 435                    | 30                   | 2875                                | 6,85                                      | 5,97                                 |

Примечание. Плотность жидкости – 1000 кг/м<sup>3</sup>.

для бурения скважин шарошечными и алмазными долотами в сложных горно-геологических условиях. Турбобур состоит из турбинных секций и шпинделя. В зависимости от условий эксплуатации возможно использование от трех до шести турбинных секций для обеспечения требуемой характеристики турбобура.

Турбинные секции состоят из корпуса и полого вала, установленного внутри корпуса на четырех резинометаллических радиальных опорах. В пространстве между корпусом и валом установлено около 100 ступеней турбины. Концы вала оборудованы конусно-шлицевыми полумуфтами, внутри которых имеются уплотнительные элементы, предотвращающие утечку бурового раствора из полости вала к турбине. При сборке турбинных секций соблюдаются заданные размеры вылета и утопания полумуфт для обеспечения необходимого положения роторов относительно статоров.

Шпиндель турбобура состоит из корпуса и полого вала, установленного внутри корпуса на резинометаллических радиальных опорах и упорно-радиальном шариковом подшипнике серии 128000. При необходимости нижний конец корпуса шпинделя можно оборудовать стабилизатором, при этом на нижний конец вала устанавливают удлинитель, который центрируется внутри стабилизатора резинометаллической радиальной опорой.

При сборке турбинных секций предусмотрена возможность установки стабилизаторов между турбинными секциями или между турбинной секцией и шпинделем. Для этого на нижнем переводнике турбинной секции на резьбе закрепляют стабилизатор, а на нижнем конце вала – удлинитель соответствующей длины так, чтобы не изменять ранее отрегулированные присоединительные размеры утопания и вылетов полумуфт.

Наличие полых валов турбинных секций и шпинделя позволяет осуществлять следующие операции:

поддерживать в насадках долота перепад давлений в 6–9 МПа без дополнительного нагружения буровых насосов;

определять пространственное положение ствола скважины в непосредственной близости от долота без подъема буровой колонны на дневную поверхность;

на основании проведенных измерений корректировать осевую нагрузку на долото для управления процессом набора, сброса или стабилизации угла искривления ствола скважины;

прокачивать через полость валов, минуя турбину, разного рода наполнители;

спускать в аварийных случаях в полость вала приборы для определения места прихвата ПО-50 по ТУ 39-020–75 и торпеды, например ТШ-35, ТШ-43, ТШ-50 по ТУ 25-04-2726–75, ТУ 25-04-2702–75 или ТДШ-25-1, ТДШ-50-2 по ТУ 39/5-137–73 и ТУ 39/5-138–73;



Таблица 20.9

**Техническая характеристика турбобуров с полым валом**

| Шифр турбобура | Число ступеней турбины | Расход жидкости через турбину, л/с | Крутящий момент при $N_{\max}$ , Н·м | Частота вращения при $N_{\max}$ , с <sup>-1</sup> | Перепад давления при $N_{\max}$ , МПа | Диаметр долота, мм   |
|----------------|------------------------|------------------------------------|--------------------------------------|---|---------------------------------------|----------------------|
| ТПВ 240        | 552                    | 30                                 | 2800                                 | 5,7   | 6,7                                   | 311; 295,3;<br>269,9 |
| А7ПВ           | 588                    | 22                                 | 1600                                 | 4,9   | 4,9                                   | 215,9; 212,2         |
| ТПВ/178        | 552                    | 17                                 | 1200                                 | 7,6   | 10                                    | 215,9; 212,2         |

Примечание. Плотность жидкости — 1000 кг/м<sup>3</sup>.

Таблица 20.10

**Техническая характеристика турбобура с редуктором-вставкой**

| Тип турбинной секции | Расход жидкости, л/с | Крутящий момент, Н·м |                | Перепад давления при $N_{\max}$ , МПа |
|----------------------|----------------------|----------------------|----------------|---------------------------------------|
|                      |                      | предельный           | при $N_{\max}$ |                                       |
| ЗТСША-195ТЛ          | 24                   | 4826                 | 2413           | 2,7                                   |
| ЗТСШ1-195            | 40                   | 4806                 | 2403           | 3,6                                   |
| А7ТШ                 | 30                   | 3650                 | 1825           | 3                                     |

Примечание. Плотность жидкости — 1000 кг/м<sup>3</sup>.

продавливать буровой раствор и выравнивать его свойства через полый вал с последующим сбросом гидромониторного узла (такая операция позволяет во много раз сократить время для проведения указанных работ).

В табл. 20.9 дана техническая характеристика турбобуров с полым валом.

**Турбобур с редуктором-вставкой** типа РМ предназначен для эффективного использования шарошечных долот с маслonaполненными опорами при технологически необходимом расходе бурового раствора и уменьшенном, по сравнению с другими гидравлическими двигателями, перепаде давления.

Маслonaполненный редуктор-вставку применяют в сочетании с турбинными секциями и шпинделем серийно выпускаемых турбобуров. Редуктор-вставку устанавливают между шпинделем и турбинными секциями, он имеет планетарную передачу и систему маслозащиты передачи и опор.

Планетарная передача двухрядная, зубчатая, с косозубым зацеплением Новикова. Система маслозащиты имеет уплотнения торцового типа. Выходной вал с помощью шлицевой муфты соединен с валом шпинделя, а входной вал с помощью полумуфты — с турбинными секциями.

Редуктор-вставка является автономным узлом, который можно заменить непосредственно на буровой. Техническая характеристика турбобура с редуктором-вставкой и турбинами разных типов дана в табл. 20.10 (турбинная секция во всех случаях одна).

При испытаниях турбобуров средняя наработка на отказ маслonaполненного редуктора составила 100—115 ч, а при бурении скважин с высокими забойными температурами (свыше 150 °С) — около 40 ч.

**ШПИНДЕЛЬ С ЛАБИРИНТНЫМ ДИСКОВЫМ УПЛОТНЕНИЕМ**

В настоящее время нашли промышленное применение и подготовлены для серийного производства шпиндели типа ШФД с лабиринтным

дисковым уплотнением. Они предназначены для использования с турбинными секциями серийных турбобуров при частотах вращения вала до  $25 \text{ с}^{-1}$ . Эти шпиндели обеспечивают увеличение наработки на отказ и межремонтного периода турбобура в 1,5–2,5 раза по сравнению с шпинделями серийно выпускаемых конструкций. Увеличение наработки на отказ достигается благодаря частичной изоляции картера осевой опоры от поступления бурового раствора, содержащего твердую абразивную фазу. Такая изоляция обеспечивается оборудованием верхней части вала шпинделя расходным лабиринтным уплотнением и установкой между лабиринтным уплотнением и уплотнениями картера осевой опоры дренажной втулки, отверстия которой сообщаются с пространством скважины.

Уплотнители картера осевой опоры, выполненные из эластичного материала, укреплены на валу и контактируют с цементированным металлическим диском, который закреплен в корпусе; при этом число пар уплотнитель – диск равно восьми.

Для соединения с турбинными секциями, расположенными выше, вал шпинделя оборудован в верхней части конусно-шлицевой полумуфтой, которая одновременно служит для сжатия пакета деталей, набранных на валу. Для центрирования вала использованы резинометаллические радиальные опоры: одна из них установлена между полумуфтой и лабиринтным уплотнением, две другие – в нижней части вала. Лабиринтное уплотнение, состоящее из набора парных дисков ротора и статора, рассчитано на работу с перепадом давлений в насадках долота до 7 МПа. В картере осевой опоры между двумя блоками уплотнителей установлен упорно-радиальный шариковый подшипник серии 128000.

По результатам сравнительных испытаний, проведенных в ПО «Куйбышевнефть», шпиндель ШФД -195 имеет наибольшую наработку на отказ – 183 ч – среди всех негерметизированных конструкций новых шпинделей турбобуров, разработанных ВНИИБТ. Конструктивная характеристика шпинделей приведена ниже:

|  |         |         |
|--|---------|---------|
| Шифр шпинделя.....                           | ШФД-240 | ШФД-195 |
| Наружный диаметр, мм.....                    | 240     | 195     |
| Масса, кг.....                               | 1310    | 910     |
| Внутренний диаметр корпуса, мм.....          | 205     | 165     |
| Наружный диаметр вала, мм.....               | 115     | 105     |
| Общая длина, мм.....                         | 4650    | 4600    |
| Число радиальных опор.....                   | 3       | 3       |
| Шифр подшипников по ТУ 37.006.042–81.....    | 128723  | 128721К |
| Присоединительная резьба по РТМ 26-02-15–72: |         |         |
| к турбинной секции.....                      | РКТ-208 | 3-117   |
| к долоту.....                                | 3-147   | 3-117   |
| корпуса.....                                 | РКТ-218 | РКТ-177 |
| верхней части вала.....                      | МК-116  | МК-105  |
| нижней части вала.....                       | 3-133   | 3-117   |

#### ГЕРМЕТИЗИРОВАННЫЙ МАСЛОПОЛНЕННЫЙ ШПИНДЕЛЬ

В настоящее время также нашли промышленное применение и подготовлены для серийного производства герметизированные маслonaполненные шпиндели типа ШГД. Эти шпиндели предназначены для использования с турбинными секциями серийных турбобуров при частотах вращения вала до  $15 \text{ с}^{-1}$ . Они обеспечивают увеличение наработки на отказ и межремонтного периода турбобура в 2–4 раза по сравнению со шпинделями серийно выпускаемых турбобуров.

Увеличение наработки на отказ в шпинделях ШГД достигается полной герметизацией картера осевой опоры от поступления бурового раствора, содержащего твердую абразивную фазу; при этом картер осевой опоры заполнен смазочным материалом. Надежная герметизация картера осевой опоры обеспечивается тем, что на герметизацию уплотнения не действует перепад давлений, получаемый в насадках долота. Это стало возможным при использовании расходного лабиринтного уплотнения, аналогичного применяемому в шпинделях ШФД. Лабиринтное уплотнение установлено в верхней части вала над герметизирующими элементами. Раствор, прошедший через лабиринтное уплотнение, сбрасывается в затрубное пространство через отверстия в корпусе, расположенные над герметизирующими элементами. Эти элементы, выполненные из эластичного материала, закреплены на валу и контактируют с цементированным металлическим диском, закрепленным в корпусе.

Вал центрируется относительно корпуса тремя резинометаллическими радиальными опорами, одна из которых установлена в верхней части вала, две другие — в нижней. Полумуфта закрепляется на валу малоконусной резьбой с внутренним упорным торцом. Одновременно она своим наружным торцом сжимает пакет деталей, набранных на валу. С турбинными секциями, расположенными выше, полумуфта скрепляется конусно-шлицевым соединением, имеющим такие же присоединительные размеры, как и полумуфта серийно выпускаемого турбобура. Лабиринтное уплотнение состоит из набора парных дисков ротора и статора. Оно рассчитано на работу с перепадом давлений в насадках долота до 7 МПа. Для предотвращения попадания шлама в лабиринтные диски следует поддерживать перепад давлений в насадках долота не менее 2 МПа.

Герметизирующие уплотнители установлены над картером осевой опоры и под ним и объединены для удобства монтажа и демонтажа в отдельные блоки. По принятой классификации герметизирующие элементы состоят из двух частей: одна из них установлена в среде бурового раствора, другая — в среде смазочного материала. При этом между этими частями образуется буферная зона, которая через регулирующий клапан соединена с картером осевой опоры.

Назначение клапана комплексное:

поддержание заданного начального давления смазочного материала (СМ) в картере осевой опоры как во время заправки, так и в процессе работы, когда происходит увеличение объема СМ вследствие его разогрева;

создание встречного движения СМ буровому раствору в пределах буферной зоны между двумя уплотнителями и продавливание смазочного материала между торцами уплотнителя и антифрикциона;

возможность секционирования герметизирующих элементов с одновременным исключением воздушных пробок между герметизирующими элементами благодаря перетоку СМ через клапан;

равномерное распределение давления по всем образованным буферным зонам;

вывод остатков воздуха при заправке шпинделей СМ.

Клапан установлен в диске, закрепляемом в корпусе.

Наряду с шариковым подшипником типа 128700 по ТУ 37.006.042—81 предусмотрено использовать опору скольжения.

В качестве смазки очного материала применяют индустриальное масло нигрол.

Конструкция шпинделя допускает дозаправку или полную замену СМ на буровой, для чего верхняя и нижняя части картера имеют заправочные втулки.

В настоящее время ведутся работы по использованию смазочных материалов, обладающих высокоэффективными тормозящими свойствами. С внедрением таких СМ применение герметизированных шпинделей станет еще более эффективным, так как тормозное устройство станет наиболее компактным из всех известных.

В результате сравнительных испытаний новых шпинделей турбобуров конструкция шпинделя ШГД-195 признана наиболее надежной и долговечной. Его средняя наработка на отказ составила 294 ч.

Ниже приведена конструктивная характеристика шпинделей ШГД:

|   |         |         |
|---|---------|---------|
| Шифр шпинделя .....                                     | ШГД-240 | ШГД-195 |
| Наружный диаметр, мм .....                              | 240     | 195     |
| Масса, кг .....   | 2200    | 1450    |
| Внутренний диаметр корпуса, мм .....                    | 205     | 165     |
| Наружный диаметр вала, мм .....                         | 115/130 | 105/115 |
| Общая длина, мм .....                                   | 7700    | 7650    |
| Число радиальных опор .....                             | 3       | 3       |
| Число уплотнителей картера .....                        | 8       | 8       |
| Общий объем смазочного материала, дм <sup>3</sup> ..... | 36      | 24      |
| Число лубрикаторов .....                                | 3       | 3       |
| Шифр подшипников по ТУ 37.006.042–81 .....              | 128723  | 128721К |
| Присоединительная резьба по РТМ 26-02-15–72:            |         |         |
| к турбинной секции .....                                | РКТ-208 | 3-117   |
| к долоту .....  | 3-147   | 3-117   |
| корпуса .....   | РКТ218  | РКТ177  |
| верхней части вала .....                                | МК116   | СПМК105 |
| нижней части вала .....                                 | 3-133   | 3-117   |

#### ЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ТУРБИНЫ

Турбина современного турбобура является многоступенчатой, осевого типа и состоит из системы статоров и системы роторов. Как правило, система статоров связана с корпусом, а система роторов – с валом турбобура.

При постоянном значении расхода бурового раствора через турбину развиваемый ею крутящий момент  $M$  определяют по формуле Эйлера

$$M = Q\rho r(C_{1u} - C_{2u})z, \quad (20.1)$$

где  $Q$  – объемный расход жидкости;  $\rho$  – плотность жидкости;  $r$  – средний радиус турбины;  $C_{1u}$ ,  $C_{2u}$  – проекции абсолютной скорости потока жидкости, протекающего соответственно через статор и ротор, на направление окружной скорости турбины;  $z$  – число ступеней турбины.

Эффективный перепад давления на турбине

$$p_э = \rho u^2 z, \quad (20.2)$$

где  $u$  – окружная скорость турбины на среднем диаметре.

Развиваемый турбиной крутящий момент зависит от режима ее работы, т.е. от частоты вращения ротора турбины. Для большинства современных турбин эта зависимость линейна и определяется уравнением

$$M = M_r(1 - n/n_x), \quad (20.3)$$

где  $M_T$  — тормозной (предельный) крутящий момент;  $n$  — частота вращения;  $n_x$  — частота вращения на холостом режиме (предельная).

Совокупность зависимостей крутящего момента, перепада давления, мощности и коэффициента полезного действия (КПД) от частоты вращения называется *энергетической характеристикой* турбины. Турбина турбобура обладает серийной характеристикой. Однако это не означает, что работа турбобура может осуществляться на всех режимах от холостого до тормозного. Известно, что при увеличении осевой нагрузки частота вращения вала турбобура сначала уменьшается, затем турбобур начинает работать неустойчиво, а потом резко останавливается — «срывается».

«Срыв» турбобура объясняется многими факторами, основными из которых являются нелинейный рост момента сопротивления на долоте и в пяте турбобура при увеличении осевой нагрузки и снижении частоты вращения, низкочастотные колебания момента сопротивления вследствие вибрации и неравномерной подачи бурильного инструмента, перемежаемость разбуриваемых горных пород по твердости. Все эти факторы приводят к тому, что устойчивая работа турбобура возможна только с определенным, как правило, не менее чем двукратным запасом крутящего момента, т.е. на режимах, располагающихся правее от режима максимальной мощности.

Эти режимы в большинстве случаев характеризуются также и максимальным значением механической скорости проходки, поэтому условно режим максимальной мощности можно считать рабочим режимом турбобура.

Чем глубже забой скважины, чем больше искривлен ее ствол, чем более моментоемкое долото используется при бурении, тем выше вибрация бурильного инструмента. Кроме того, чем больше перемежаемость горных пород, тем ближе к холостому режиму должен располагаться рекомендуемый рабочий режим турбобура и тем соответственно ниже должна быть холостая частота его вращения.

Для расчета характеристики турбины можно использовать преобразованные формулы, определяющие крутящий момент, и перепад давления на режиме максимальной мощности:

$$M = 2\pi Q \rho r^2 n z; \quad (20.4)$$

$$p = 4\pi^2 \rho r^2 \frac{r z}{\eta}, \quad (20.5)$$

где  $p$  — перепад давления на турбине;  $\eta$  — максимальный КПД.

При перерасчете показателей характеристики турбины на другие значения расхода, плотности жидкости и числа ее ступеней следует пользоваться выражениями

$$n \sim Q; M \sim Q^2; p \sim Q^2; N \sim Q^3; \eta_{in} \sim Q; \\ n_{in} \sim \rho; M \sim \rho; p \sim \rho; N \sim \rho; \eta_{in} \sim \rho; \quad (20.6)$$

$$n_{in} \sim z; M \sim z; p \sim z; N \sim z; n_{in} \sim z,$$

где  $N$  — мощность турбины.

Турбины турбобуров изготавливают из низколегированной стали преимущественно цельнолитыми в земляные формы и составными, когда лопаточный венец выплавляют методом точного литья по моделям. Впускают

Таблица 20.11

**Основные показатели стендовых энергетических характеристик серийных и опытных турбин турбобуров**

| Тип турбины    | Диаметр турбобура, мм | Расход раствора, л/с | Тормозной момент, Н·м | Частота холостого вращения, с <sup>-1</sup> | Перепад давления, МПа |              | Максимальный КПД, % |
|----------------|-----------------------|----------------------|-----------------------|---|-----------------------|--------------|---------------------|
|                |                       |                      |                       |   | рабочий               | максимальный |                     |
| 30/16,5-240    | 240                   | 40                   | 24,58                 | 17,3  | 0,0262                | 0,0262       | 63,8                |
| A9K5Ca         |                       |                      | 22,02                 | 14,0  | 0,0252                | 0,0324       | 40,4                |
| 26/16,5-196    | 195                   | 28                   | 8,07                  | 13,9  | 0,0113                | 0,0113       | 55,3                |
| A7H4C          |                       |                      | 12,59                 | 18,5  | 0,0287                | 0,0363       | 40,5                |
| 24/18-195ТЛ    |                       |                      | 4,74                  | 8,2   | 0,0048                | 0,0048       | 47,4                |
| 24/18-195ТПК   |                       |                      | 5,63                  | 8,1   | 0,0057                | 0,0057       | 42,3                |
| A7ПЗ           |                       |                      | 16,77                 | 18,3  | 0,0320                | 0,0363       | 38,2                |
| A7ПЗ6К         |                       |                      | 17,69                 | 19,8  | 0,0259                | 0,0296       | 52,8                |
| 21/16,5-195АТЛ |                       |                      | 16,32                 | 23,2  | 0,0263                | 0,0341       | 70,6                |
| ТД-195АТЛ      |                       |                      | 16,92                 | 29,2  | 0,0395                | 0,0433       | 65,6                |
| T195K          |                       |                      | 9,50                  | 13,8  | 0,0139                | 0,0139       | 50,8                |
| 28/16-172      |                       |                      | 172                   | 24  | 8,22                  | 20,5         | 0,0239              |
| A6K3C          | 164                   | 20                   | 6,22                  | 18,1  | 0,0191                | 0,0232       | 39,8                |

Примечание. Число ступеней – 1; плотность бурового раствора – 1000 кг/м<sup>3</sup> (техническая вода).

также лопаточные венцы, изготовленные из пластмассы. Стойкость пластмассовых венцов, как правило, намного ниже стойкости стальных.

Характеристики турбин определяют экспериментально при испытании на специальном турбинном стенде (табл. 20.11).

**ВНЕШНЯЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ТУРБОБУРА**

Эта характеристика представляет собой графическую зависимость момента и мощности от скорости вращения вала турбины с учетом потерь энергии в осевой опоре. В отличие от стендовой внешняя характеристика позволяет оценить энергетические параметры, непосредственно затрачиваемые турбобуром на процесс разрушения горной породы долотом. Внешнюю характеристику можно получить теоретически или на стенде, дополнительно оборудованном специальными устройствами, позволяющими осуществлять процесс бурения в лабораторных условиях.

Нагрузка  $P$  на осевую опору определяется тремя величинами:

$$P = T + G - R, \quad (20.7)$$

где  $T$  – гидравлическая сила, возникающая под действием перепада давления на подвижные элементы турбобура;  $G$  – вес подвижных деталей турбобура, включая долото;  $R$  – реакция забоя, равная по значению осевой нагрузке на долото.

Гидравлическую силу приближенно можно определить по формуле

$$T \approx \frac{\pi D_{cp}^2}{4} (\Delta p_{п} + \Delta p_{т} + \Delta p_{д}), \quad (20.8)$$

где  $\Delta p_{п}$ ,  $\Delta p_{т}$ ,  $\Delta p_{д}$  – перепад давления соответственно в пяте, турбине и долоте;  $D_{cp}$  – осредненный диаметральный размер для серийного турбобура.

Величина в скобках представляет собой общий перепад давления в турбобуре и долоте  $\Delta p_{т,д}$ , поэтому можно записать

$$T \approx F_{\text{ср}} \Delta p_{\text{т.д.}} \quad (20.9)$$

Значение  $\Delta p_{\text{т.д.}}$  определяют опытным путем. Эти данные также можно найти в справочной литературе. В современных многосекционных турбобурах осевая гидравлическая сила достигает 120–150 кН.

В результате действия суммарных осевых сил в опоре возникает момент сопротивления, на преодоление которого затрачивается часть энергии турбины турбобура. Момент сил трения в пяте

$$M_{\text{п}} = P \mu r_{\text{п}}, \quad (20.10)$$

где  $P$  – осевая нагрузка на пяту;  $\mu$  – коэффициент трения в пяте;  $r_{\text{п}} = (R_{\text{н}}^3 - R_{\text{в}}^3) / (R_{\text{н}}^2 - R_{\text{в}}^2)$  – приведенный радиус трения ( $R_{\text{н}}$  и  $R_{\text{в}}$  – наружный и внутренний радиусы трущихся поверхностей).

Коэффициент трения резинометаллической пяты зависит от большого числа факторов. Наиболее существенное влияние оказывают удельная нагрузка на трущиеся поверхностях, скорость скольжения, качество и количество промывочной жидкости, конструктивное исполнение элементов осевой опоры.

Трение в пяте представляет собой значительную величину. По мере увеличения удельной нагрузки до 0,6–0,8 МПа коэффициент трения снижается до минимума, затем вновь возрастает. Фактическая удельная нагрузка в момент запуска турбобура составляет 0,8–1,2 МПа. Коэффициент трения зависит также от скорости скольжения. Значение коэффициента максимально при срагивании пяты. Этим объясняются затруднения при пуске турбобура.

Внешнюю характеристику турбобура строят с учетом потерь энергии в осевой опоре турбобура. Силы трения в радиальных опорах ввиду их незначительности обычно не учитывают:

$$M_{\Delta} = M - M_{\text{п}}, \quad (20.11)$$

где  $M_{\Delta}$  – крутящий момент, передаваемый на долото;  $M$  – вращающий момент турбины;  $M_{\text{п}}$  – момент сопротивления в осевой опоре (пяте).

Момент, развиваемый турбиной, в зависимости от скорости вращения вала представляет собой прямую линию:

$$M_{\text{т}} = M_{\text{max}}(1 - n/n_{\text{max}}). \quad (20.12)$$

Момент сопротивления в пяте можно выразить следующим образом:

$$M_{\text{п}} = \pm (T + G - R) \mu r_{\text{п}}. \quad (20.13)$$

Знак перед скобкой зависит от соотношения величин  $(T + G)$  и  $R$ . Если  $(T + G) > R$ , нагрузка на подпятники действует сверху. В этом случае берется знак «+». Знак «-» соответствует условию  $(T + G) < R$ , когда загружена нижняя поверхность резиновой обкладки подпятника осевой опоры. Равенство  $(T + G) = R$  соответствует плавающему режиму работы осевой опоры турбины. При использовании полного выражения  $(T + G - R)$  можно в расчетах брать модуль числовых значений, заключенных в скобки.

Рабочий момент турбобура для турбины с известными экстремальными параметрами

$$M_{\text{р}} = M_{\text{max}} \left( 1 - \frac{n}{n_{\text{max}}} \right) - |(T + G - R)| \mu r_{\text{п}}. \quad (20.14)$$

Выражение (20.14) можно использовать для построения характеристики турбобура при известной закономерности изменения частоты вращения вала в зависимости от осевой нагрузки на долото. Связь между этими параметрами выражается через моментоемкость долота. Лабораторные и промысловые эксперименты показывают, что момент на долоте можно приближенно выразить формулой

$$M_A = M_{yA} R, \quad (20.15)$$

где  $M_{yA}$  — удельный момент.

Тогда

$$R = M_A / M_{yA}. \quad (20.16)$$

Считая, что  $M_p = M_A$ , и вводя выражение (20.16) в уравнение (20.14), связывают осевую нагрузку на долото с частотой вращения вала турбобура. Взаимосвязь обусловлена тем, что момент сопротивления долота, соответствующий заданной осевой нагрузке, вводится в формулу (20.17), которая выражает функциональную зависимость рабочего момента от частоты вращения вала. При таком решении рабочий момент в любой точке характеристики отражает не фактический момент сопротивления долота, а частоту, при которой это сопротивление преодолевается валом турбобура.

В результате преобразований

$$M_p = \frac{1}{1 \pm \mu r_n / M_{yA}} \left[ M_{\max} \left( 1 - \frac{n}{n_{\max}} \right) \mp (T + G) \mu r_n \right]. \quad (20.17)$$

Введя обозначение

$$\psi = \frac{1}{1 \pm \mu r_n / M_{yA}}, \quad (20.18)$$

получают

$$M_p = \psi \left[ M_{\max} \left( 1 - \frac{n}{n_{\max}} \right) \mp (T + G) \mu r_n \right]. \quad (20.19)$$

Мощность турбобура, реализуемую на долоте, определяют из условия

$$N_p = M\omega; \quad N = \frac{\pi n}{30} \psi \left[ M_{\max} \left( 1 - \frac{n}{n_{\max}} \right) \mp (T + G) \mu r_n \right]. \quad (20.20)$$

На рис. 20.12 кривые 1 и 2, построенные по формулам (2.19) и (2.20), представляют собой внешнюю характеристику турбобура. Характеристика турбины  $M - n$  и  $N - n$  показаны линиями 3 и 4. Характеристика момента турбобура представлена двумя прямыми  $AC$  и  $CB$ , пересекающимися в точке  $C$ . Линия  $CB$  относится к случаю, когда  $R < (T + G)$  — знак «-», линия  $AC$  соответствует условию  $R > (T + G)$  — знак «+». Точка  $C$  представляет собой случай, когда  $R = T + G$ . Это условие соответствует моменту работы турбобура при разгруженной пяте.

Наклон отрезков  $AC$  и  $CB$  зависит от значения  $\psi$ . Коэффициент  $\psi > 0$ , когда  $M_{yA} > \mu r_n$ . В этом случае линия  $CB$  наклонена влево от вертикали, так как удельный момент на долоте больше удельного момента трения в пяте и



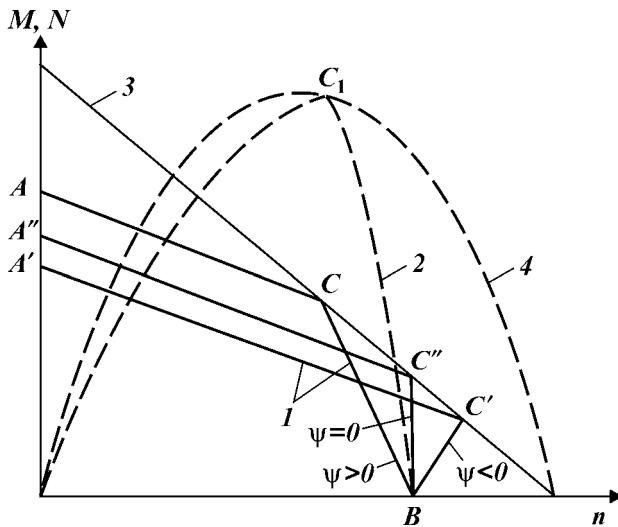


Рис. 20.12. Внешняя характеристика турбобура

повышение нагрузки на долото вызывает общее повышение загруженности вала турбобура. Когда удельный момент на долоте меньше удельного момента сопротивления пяты, повышение нагрузки на долото вызывает снижение момента сопротивления вала турбобура (линия  $C'B$ ). Этому случаю соответствует условие  $\psi < 0$ . При  $\psi = \infty$  линия  $C''B$  вертикальна. Тогда изменение нагрузки до точки  $C''$  не влияет на загруженность вала турбобура.

После прохождения точки  $C$  нагрузки в пяте суммируются, поэтому при повышении нагрузки на долото в любом случае нагрузка на вал турбобура возрастает. Однако в зависимости от значения  $\psi$  угол наклона линий  $AC$  различный.

Точка  $B$  соответствует положению, когда турбобур оторван от забоя и на осевую опору действуют только гидравлическая нагрузка и вес роторной части турбобура. Частоту вращения в точке  $B$  называют *разгонным числом* оборотов турбобура. Разгонное число  $n_p$  при постоянных  $T$  и  $G$  зависит от коэффициента трения в резинометаллической паре осевой опоры. При повышении коэффициента трения разгонное число смещается влево, т.е. частота вращения вала при пуске снижается.

Площади, заключенные между линиями  $ACB$  и линией 3 (см. рис. 20.12), пропорциональны затратам энергии в осевой опоре турбобура в случае применения резинометаллической пяты. Применение пяты качения существенно снижает непроизводительные затраты энергии в осевой опоре, так как коэффициент трения качения в 5–6 раз меньше коэффициента трения скольжения, имеющего место в резинометаллическом подшипнике.

Положение точки  $C$  на линии 3 зависит также от коэффициента  $\psi$ . Рост значения  $\psi$ , а следовательно, и удельного момента сопротивления забоя приводит к перемещению точки разгрузки пяты по линии момента турбины к тормозному режиму. Высокие удельные моменты на долоте наблюдаются при бурении мягких пород. В твердых породах удельный момент на долото ниже, поэтому точка  $C$  смещается в зону высоких скоростей. Это условие менее благоприятно с точки зрения рациональности режима обработки долота. Поэтому для перемещения разгонного числа и соответственно точки  $C$  в зону низких скоростей необходимо применять при

бурении долота, обладающие относительно высокой удельной моментоемкостью. Смещение возможно также при использовании маховика, устанавливаемого между валом турбобура и долотом. В этом случае разгонное число перемещается в сторону тормозного режима вследствие увеличения нагрузки на осевую опору и, как следствие, повышения момента сопротивления пяты.

Конечная цель расчетов заключается в определении числа ступеней турбины и ступеней ГТ (если это необходимо), обеспечивающих необходимые значения крутящего момента и частоты вращения при заданных расходах и плотности бурового раствора. Разумеется, это число следует округлять для того, чтобы оно соответствовало целому числу турбинных секций.

Расчет характеристики турбобура целесообразно вести для нескольких вариантов использования имеющихся турбин и ступеней ГТ. Затем выбирают вариант, который обеспечивает заданные параметры характеристики при меньшем перепаде давления на турбобуре, или вариант, который дает возможность обходиться меньшим числом турбинных секций.

### **20.3. ВИНТОВЫЕ ЗАБОЙНЫЕ ДВИГАТЕЛИ**

#### **ИСТОРИЯ СОЗДАНИЯ ВИНТОВЫХ ЗАБОЙНЫХ ДВИГАТЕЛЕЙ**

Начиная с 1940-х годов в СССР помимо ротора основным техническим средством для бурения нефтяных и газовых скважин являлся многоступенчатый турбобур.

Благодаря широкому распространению турбинного способа бурения ускоренно разбуривались нефтегазоносные площади Урало-Поволжья и Западной Сибири, были получены высокие темпы роста добычи нефти и газа.

Однако с увеличением средних глубин скважин и по мере совершенствования породоразрушающего инструмента и технологии роторного способа бурения, в отечественной нефтяной промышленности с каждым годом росла тенденция отставания технико-экономических показателей бурения.

Несмотря на определенное совершенствование техники и технологии турбинного бурения, показатели работы долот на протяжении ряда лет улучшались весьма незначительно. Хотя в 1970-е годы началось разбуривание месторождений Западной Сибири, отличающихся благоприятными геологическими условиями (мягкие породы, относительно неглубокие скважины), средняя проходка за рейс по эксплуатационному бурению была в 3–4 раза меньше аналогичного показателя в нефтяной промышленности США. Так, в 1981–1982 гг. средняя проходка за долбление в США составила 350 м, в то время как в СССР этот показатель не превышал 90 м.

Перед специалистами и организаторами бурения в нашей стране встал вопрос о создании погружной техники для низкооборотного бурения, так как, несмотря на определенные успехи роторного бурения глубоких скважин в ряде районов (Северный Кавказ, Западная Украина и др.), технически, экономически и психологически нефтяная промышленность не была готова к развитию роторного бурения. За многие годы государственной

поддержки турбинного бурения техника роторного бурения существенно отстала от мирового уровня, не имелось бурильных труб и буровых установок высокого технического уровня.

Таким образом, определился доминирующий способ бурения на базе низкооборотных забойных двигателей.

Решение проблемы создания забойного гидравлического двигателя с характеристиками, отвечающими требованиям новых конструкций долот, было найдено в переходе от динамических машин, какими являются турбобуры, к объемным.

Первым работоспособным, нашедшим промышленное применение, оказался гидродвигатель, представляющий собой обращенный насос Муано\*, относящийся к планетарно-роторному типу гидромашин.

Работы по созданию опытных образцов винтовых забойных двигателей (ВЗД) начались в США и СССР в середине 1960-х годов.

Американские специалисты фирмы «Smith Tool» разработали ВЗД (на Западе их называют РДМ – positive displacement motors) для наклонно направленного бурения как альтернативу турбобурам, а в нашей стране, родине турбинного бурения, – как техническое средство для привода низкооборотных долот.

Многолетние поисковые научно-исследовательские работы во ВНИИБТ по совершенствованию забойных гидравлических двигателей привели в 1966 г. к появлению предложенного М.Т. Гусманом, С.С. Никомаровым, Н.Д. Деркачем, Ю.В. Захаровым и В.Н. Меньшениным нового типа ВЗД, рабочие органы которого впервые в мировой практике выполнены на базе многозаходного винтового героторного механизма, выполняющего функцию планетарного редуктора.

В последующие годы во ВНИИБТ и его Пермском филиале Д.Ф. Балденко, Ю.В. Вадецким, М.Т. Гусманом, Ю.В. Захаровым, А.М. Кочневым, С.С. Никомаровым и другими исследователями были созданы основы теории рабочего процесса, конструирования и технологии изготовления, разработана технология бурения винтовыми двигателями.

В результате многолетнего опыта бурения с использованием гидравлических забойных двигателей (турбобуров и ВЗД) сложился комплекс технических требований к современному забойному двигателю.

1. Характеристики двигателя должны обеспечивать:

высокий уровень крутящего момента (3 кН·м и более) для долот диаметрами 215–243 мм;

частоту вращения выходного вала в диапазоне 100–200 мин<sup>-1</sup> для ша рошечных долот и 500–800 мин<sup>-1</sup> для алмазных долот;

высокий КПД двигателя для эффективного использования гидравлической мощности насосов;

пропорциональную зависимость между расходом бурового раствора и частотой вращения, а также между крутящим моментом и перепадом давления в целях эффективного управления режимом бурения.

2. Рабочие элементы и другие узлы двигателя должны быть выполнены в износо- и термостойком исполнении, обеспечивающем использование бурового раствора любой плотности и вязкости, в том числе с содержанием тампонирующих материалов.

---

\* R. Moineau (1887–1948 гг.) – французский инженер, изобретатель одновинтовых гидравлических и пневматических машин.

3. Конструктивная компоновка двигателя и проектные запасы прочности его узлов должны обеспечивать:

стойкость двигателя, достаточную для стабильной работы с современными шарошечными и алмазными долотами;

возможность искривления корпуса двигателя при наклонно направленном бурении;

возможность установки на корпусе двигателя опорно-центрирующих элементов при проводке наклонно направленных и горизонтальных скважин.

4. Диаметральные и осевые размеры двигателя должны обеспечивать:

проведение буровых работ долотами разного диаметра, включая малогабаритные;

эффективную проводку наклонно направленных и горизонтальных скважин;

использование стандартного ловильного инструмента.

Анализ конструкций и характеристик забойных гидравлических двигателей различного типа показывает, что ни один из них не отвечает в полной мере всем перечисленным требованиям; в большей степени указанным требованиям соответствуют ВЗД с многозаходными рабочими элементами.

#### ПРИНЦИП ДЕЙСТВИЯ ВЗД

Винтовые двигатели относят к объемным роторным гидравлическим машинам.

Согласно общей теории винтовых роторных гидравлических машин элементами рабочих органов (РО) являются:

статор двигателя с полостями, примыкающими по концам к камерам высокого и низкого давления;

ротор-винт, носящий название *ведущего*, через который крутящий момент передается исполнительному механизму;

замыкатели-винты, носящие название *ведомых*, назначение которых уплотнять двигатель, т.е. препятствовать перетеканию жидкости из камеры высокого давления в камеру низкого давления.

Объемные двигатели характеризуются тремя основными признаками:

наличие рабочих камер, которые периодически сообщаются со входом или выходом машины; при этом жидкость наполняет каждую камеру или выталкивается из нее;

изменение давления в рабочей камере от начального до конечного — постепенно вследствие изменения объема камеры или скачкообразно вследствие сообщения камеры с выходом;

несущественная зависимость усилий на рабочих органах двигателя от скорости движения жидкости в камерах.

В одновинтовых гидромашинах используют механизмы, в которых замыкатель образуется лишь двумя деталями, находящимися в постоянном взаимодействии, — статором и ротором.

Упрощенная схема двигателя показана на рис. 20.13.

При циркуляции жидкости через РО в результате действия перепада давления на роторе двигателя вырабатывается крутящий момент, причем винтовые поверхности РО, взаимно замыкаясь, разобщают область высокого давления и область низкого давления. Следовательно, по принципу действия винтовые двигатели аналогичны поршневым, у которых имеется вин-

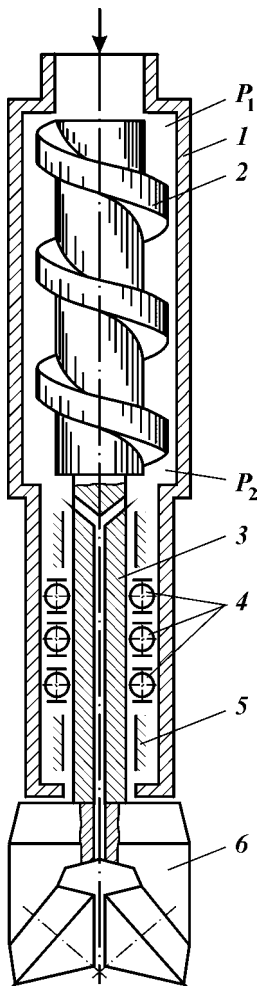
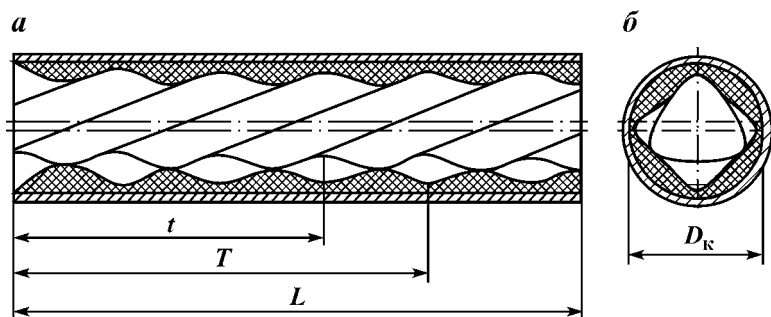


Рис. 20.13. Упрощенная схема двигателя:  
 1 – корпус; 2 – ротор; 3 – вал; 4 – осевые подшипники; 5 – радиальный подшипник; 6 – долото

Рис. 20.14. Рабочие органы винтовой гидромшины ( $D_k$  – диаметр камеры):  
 а – продольный разрез; б – поперечный разрез



тообразный поршень, непрерывно перемещающийся в цилиндре вдоль оси двигателя.

Для создания в РО двигателя полостей, теоретически разобщенных с областями высокого и низкого давлений (шлюзов), необходимо и достаточно выполнение четырех условий (рис. 20.14):

1) число зубьев  $z_1$  наружного элемента (статора) должно быть на единицу больше числа зубьев  $z_2$  внутреннего элемента (ротора):

$$z_1 = z_2 + 1; \quad (20.21)$$

2) отношение шагов винтовых поверхностей наружного элемента (статора)  $T$  и внутреннего элемента (ротора)  $t$  должно быть пропорционально отношению числа зубьев:

$$T/t = z_1/z_2; \quad (20.22)$$

3) длина РО  $L$  должна быть не менее шага винтовой поверхности наружного элемента:

$$L \geq T; \quad (20.23)$$

4) профили зубьев наружного и внутреннего элементов должны быть взаимогнбаемы и находиться в непрерывном контакте между собой в любой фазе зацепления.

#### КИНЕМАТИЧЕСКИЕ ОТНОШЕНИЯ ВИНТОВЫХ ГИДРОМАШИН

Отличительным параметром винтовой гидромашины (ВГМ), во многом определяющим ее выходные характеристики, является число зубьев РО, называемое *кинематическим отношением*  $i$ :

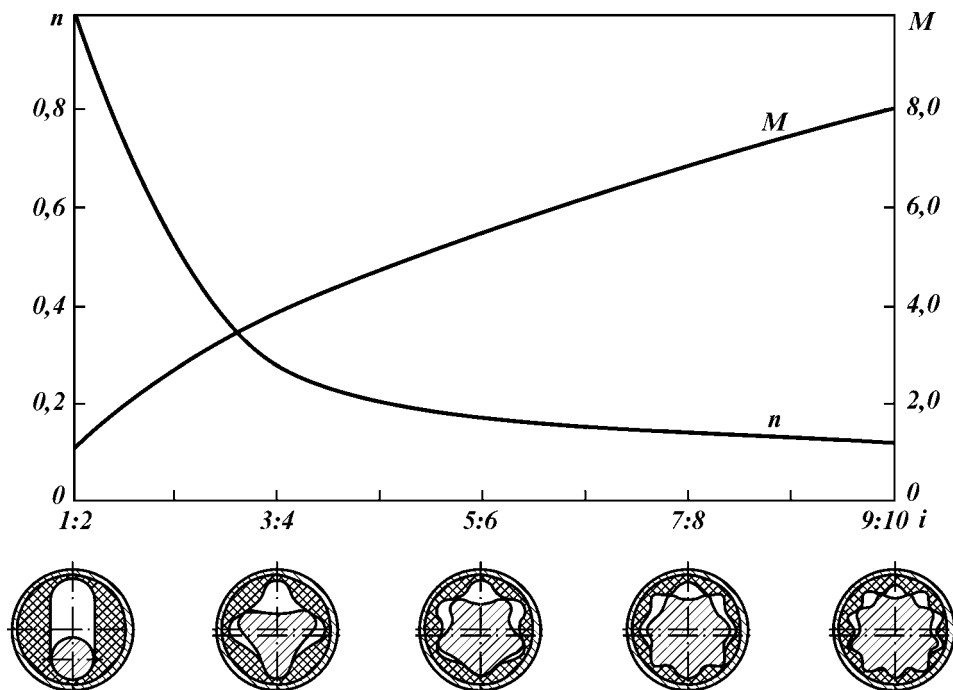


Рис. 20.15. Зависимость момента и частоты вращения ВЗД от кинематического отношения рабочих элементов ( $D = \text{const}$ ,  $Q = \text{const}$ ,  $P = \text{const}$ )

$$i = z_2/z_1. \quad (20.24)$$

Кратность действия, зависящая от кинематического отношения РО, равна числу заходов  $z_2$  внутреннего элемента и определяет рабочий объем ВГМ:

$$V = z_2 S T, \quad (20.25)$$

где  $S$  — площадь «живого» сечения РО.

Кратность действия является основным параметром ВЗД, что наглядно иллюстрируется теоретическими кривыми (рис. 20.15), полученными во ВНИИБТ в 1972 г. и в дальнейшем повсеместно используемыми при обосновании выбора РО ВЗД.

Отечественные ВЗД имеют многозаходные РО. Зарубежные компании производят двигатели как с однозаходным ротором, так и с многозаходными РО.

### ДВИГАТЕЛИ УНИВЕРСАЛЬНОГО ПРИМЕНЕНИЯ

Отечественные двигатели этой модификации охватывают диапазон наружных диаметров от 127 до 240 мм и предназначены для привода долот диаметром 139,7–295,3 мм (табл. 20.12).

Отечественные двигатели создавали на основе многолетнего опыта конструирования турбобуров, в них использовали апробированные конструкции опорных узлов шпиндельной секции, резьбовых соединений, элементов соединения валов и др. Второе поколение двигателей начали разрабатывать в 1980-х годах.

Следует отметить, что специфические узлы и детали двигателей (рабочие органы, соединение ротора и выходного вала, переливной клапан) не имеют аналогов, их разрабатывали по результатам проведенных теоретических и экспериментальных исследований.

Выпускаемые в России и за рубежом ВЗД выполняют по единой схеме: они имеют неподвижный статор и планетарно-вращающийся ротор.

На рис. 20.16 показано устройство двигателя модели ДЗ-172 в продольном и поперечном разрезах. Это типичная конструкция двигателя. Двигатель состоит из двух секций: силовой и шпиндельной. Конусные детали секций соединяются между собой замковыми резьбами, а валы — с помощью конусных, конусно-шлицевых или резьбовых соединений. Третий узел двигателя — переливной клапан, как правило, размещается в автономном переводнике непосредственно над двигателем или между трубами буровой колонны.

Таблица 20.12

#### Винтовые забойные двигатели для бурения скважин и капитального ремонта

| Обозначение двигателя | Диаметр, мм | Длина, мм | Шаг статора, мм | Число шагов | Расход жидкости, л/с | Крутящий момент, Н·м | Частота вращения, с <sup>-1</sup> | Перепад давления, МПа |               |         |         |
|-----------------------|-------------|-----------|-----------------|-------------|----------------------|----------------------|-----------------------------------|-----------------------|---------------|---------|---------|
| Д1-54                 | 54          | 1890      | 222             | 2           | 1,0–2,5              | 70–110               | 3,0–7,5                           | 4,5–5,5               |               |         |         |
| Д1-88                 | 88          | 3225      | 390             |             | 4,5–7,0              | 800–950              | 2,7–5,0                           | 5,8–7,0               |               |         |         |
| Д1-127                | 127         | 5800      | 650             |             | 15–20                | 2200–3000            | 3,3–4,3                           | 5,5–8,5               |               |         |         |
| ДЗ-172                | 172         | 6880      | 850             | 3           | 25–35                | 3100–3700            | 1,3–1,8                           | 3,9–4,9               |               |         |         |
| Д2-195                | 195         | 6550      |                 |             | 30–50                |                      |                                   |                       | 10 000–14 000 | 1,2–2,2 | 6,0–8,0 |
| Д1-240                | 240         | 7570      |                 |             |                      |                      |                                   |                       |               |         |         |

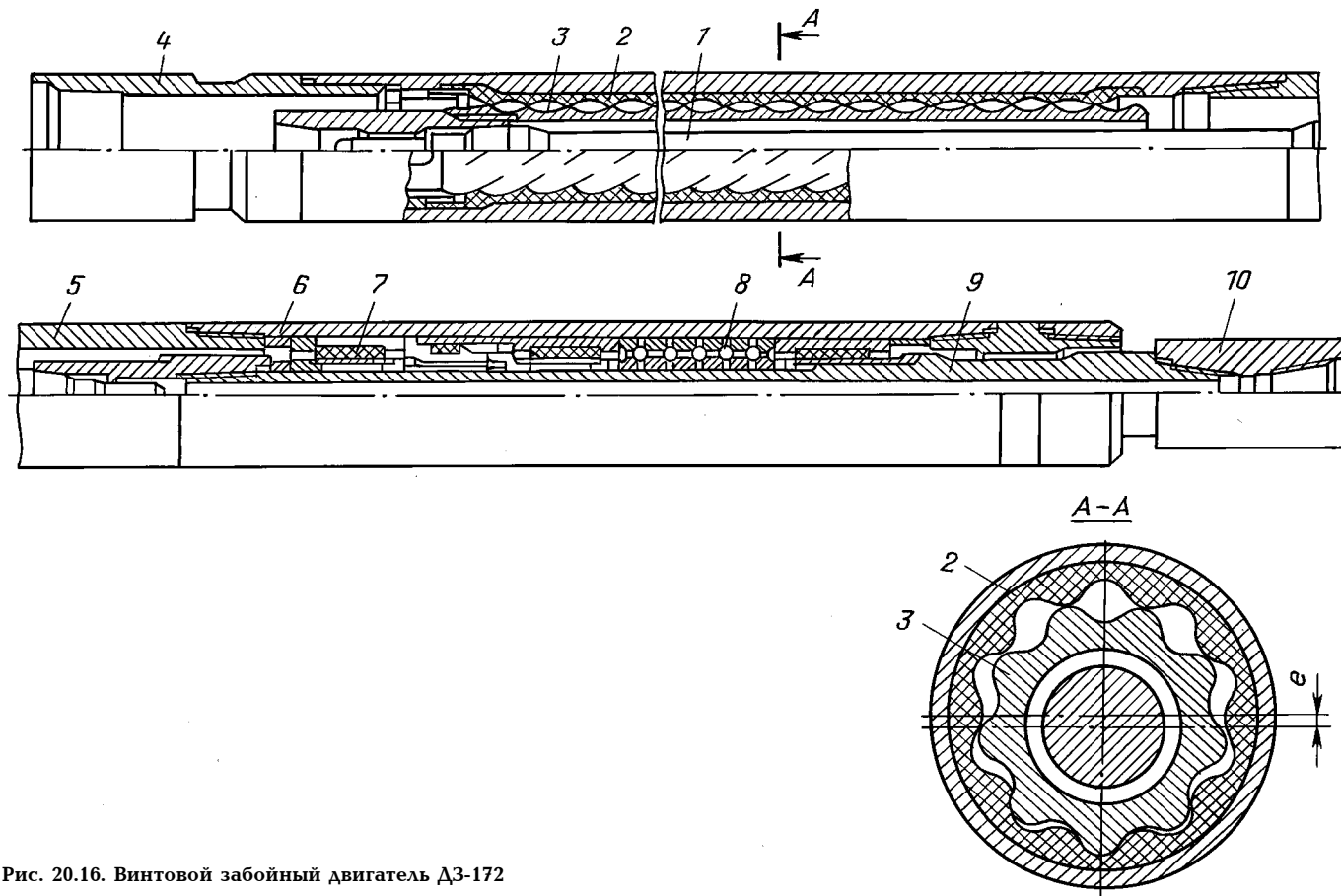


Рис. 20.16. Винтовой забойный двигатель ДЗ-172



Силовая секция включает статор 2, ротор 3, соединение ротора и выходного вала 1, корпусные переводники 4, 5.

Шпиндельная секция состоит из корпуса 6, вала 9 с осевыми 8 и радиальными 7 опорами, наддолотного переводника 10.

#### ДВИГАТЕЛИ ДЛЯ НАКЛОННО НАПРАВЛЕННОГО И ГОРИЗОНТАЛЬНОГО БУРЕНИЯ

Эта серия представлена двигателями с наружным диаметром от 60 до 172 мм и предназначена для бурения наклонно направленных (с большой интенсивностью искривления) и горизонтальных скважин.

Обладая рядом конструктивных особенностей и рациональным критерием эффективности  $M/n$ , двигатели этой серии, в отличие от турбобуров, эффективно используются в различных технологиях наклонно направленного и горизонтального бурения, в том числе при зарезке и бурении вторых (дополнительных) стволов через окно в эксплуатационной колонне.

При использовании ВЗД в горизонтальном бурении реализуются их преимущества по сравнению с турбобурами, в частности меньшая зависимость от диаметра, а также повышенный удельный момент двигателя. Это позволяет сконструировать силовую секцию длиной 1–2 м с наружным диаметром, существенно меньшим, чем у турбобура для аналогичных целей.

В результате проведенных в 1990-х годах НИОКР ВНИИБТ создана новая серия забойных двигателей типа ДГ диаметром 60–172 мм (табл. 20.13) для проводки новых горизонтальных скважин и бурения дополнительных стволов.

При проектировании двигателей этой серии использовали 25-летний опыт конструирования ВЗД общего назначения и в то же время учитывали требования технологии горизонтального бурения.

Таблица 20.13

**Винтовые забойные двигатели для бурения горизонтальных скважин, дополнительных стволов и капитального ремонта**

| Обозначение двигателя   | Диаметр, мм | Длина, мм |                | Шаг статора, мм | Число шагов | Расход жидкости, л/с | Крутящий момент, Н·м | Частота вращения, с <sup>-1</sup> | Перепад давления, МПа |
|---|-------------|-----------|----------------|-----------------|-------------|----------------------|----------------------|-----------------------------------|-----------------------|
|   |             | общая     | нижнего плеча  |                 |             |                      |                      |                                   |                       |
| Д48<br>ДГ60<br>Д95<br>Д295<br>Д595<br>ДГ95<br>Д108<br>Д2108<br>Д5108<br>ДГ108 | 48          | 1850      | —              | 200             | 3           | 0,5–1,5<br>1–2       | 60–80<br>70–100      | 4,1–6,7<br>3,0–6,0                | 4,0–5,0<br>4,5–5,5    |
|   | 60          | 2550      | 1350           | 225             |             |                      |                      |                                   |                       |
|   |             | 95        | 2855           | —               | 630         | 3                    | 900–1400<br>600–900  | 2,0–3,3<br>2,0–3,3                | 4,5–6,0<br>3,5–5,5    |
|   | 108         |           | 3580           | —               | 945         | 2                    |                      |                                   |                       |
|   |             | 108       | 2680           | 530             | 630         |                      | 3                    | 1300–1900<br>800–1300             | 1,3–2,5<br>0,3–0,65   |
|   | 108         |           | 2930           | —               | 640         | 2                    |                      |                                   |                       |
|   |             | 108       | 3690           | —               | 880         |                      | 1,5                  | 500–800                           | 2,2–2,7<br>6,5–7,5    |
|   | 108         |           | 2600           | 620             | 640         | 2                    |                      |                                   |                       |
|   |             | 108       | 5000           | —               | 975         |                      | 2                    | 3500–4000                         | 2,2–2,7<br>6,5–7,5    |
|   | ДК-108      |           | I<br>II<br>III | 3000            | —           | 640                  |                      |                                   |                       |
|   |             | 625       |                |                 |             | 3                    | 24–30                | 3500–4000                         | 2,2–2,7<br>6,5–7,5    |
|   | ДГ155       | 155       | 4330           | 1600            | 680         |                      |                      |                                   |                       |

Основные особенности двигателей серии ДГ:

уменьшенная длина, достигаемая сокращением как силовой, так и шпиндельной секций, при этом силовая секция, как правило, выполняется двухшаговой, что обеспечивает необходимую мощность и ресурс РО;

уменьшенный наружный диаметр (108 против 120 мм; 155 против 172 мм), что при сохранении оптимальных характеристик ВЗД обеспечивает надежную проходимость двигателя с опорно-центрирующими элементами в стволе скважины и улучшенную гидродинамическую ситуацию в затрубном пространстве;

многообразии механизмов искривления корпуса (жесткий искривленный переводник, регулируемый переводник, корпусные шарниры с одной или двумя степенями свободы), что позволяет использовать различные технологии проводки скважин;

возможность размещения на корпусе двигателя опорно-центрирующих элементов;

усовершенствованное соединение ротора и вала шпинделя, гарантирующее надежную работу с большими углами перекоса.

#### ЭЛЕМЕНТЫ КОНСТРУКЦИЙ ДВИГАТЕЛЕЙ И ИХ КОМПОНОВОК

**Рабочие элементы.** Несмотря на многообразие типоразмеров винтовых двигателей, их рабочие органы имеют общие особенности: РО выполняют по одной кинематической схеме — неподвижный статор и находящийся внутри него планетарно-движущийся ротор.

Направление винтовой поверхности РО — левое, что обеспечивает заворачивание реактивным моментом корпусных резьб ВЗД и резьб буровых труб.

В зависимости от заданных характеристик двигателя РО выполняют одно- и многозаходными роторами.

Роторы изготавливают из коррозионно-стойкой или легированной стали с износостойким покрытием, а обкладку статора — из эластомера (преимущественно резины), обладающего сопротивляемостью абразивному изнашиванию и работоспособностью в среде бурового раствора.

В отечественных двигателях первого поколения (Д1-172, Д2-172, Д2-172М), выпускаемых в 1970-х годах, РО имели незначительную длину, не превышающую 1 — 1,5 шага винтовой поверхности статора.

В двигателях второго поколения, выпускаемых с начала 1980-х годов, длина РО составляет 2 — 3 шага статора.

Наиболее перспективна монолитная конструкция РО, обеспечивающая простоту и малодетальность машин.

Рабочие органы ВЗД комплектуются с натягом, который зависит от диаметральных и осевых размеров РО, свойств промывочной жидкости и материала обкладки статора. Натяг существенно влияет на характеристики и долговечность двигателя.

**Шпиндель.** Все отечественные винтовые двигатели, начиная с первых образцов, выпускают в шпиндельном исполнении.

Под термином «шпиндель» подразумевают автономный узел двигателя с выходным валом с осевыми и радиальными подшипниками.

При необходимости в большинстве случаев шпиндель можно отсоединить без демонтажа силовой секции и на буровой.

Шпиндели отечественных ВЗД выполняются немаслонаполненными. Все узлы трения смазываются и охлаждаются буровым раствором. Отказ от использования маслонеполненных и герметизированных шпинделей объясняется как традиционным подходом к конструированию забойных двигателей, так и практической целесообразностью иметь гидромашину, обладающую примерно равным ресурсом отдельных узлов.

Шпиндель — один из главных узлов двигателя. Он передает осевую нагрузку на породоразрушающий инструмент, воспринимает реакцию забоя и гидравлическую осевую нагрузку, действующую в РО, а также радиальные нагрузки от долот и шарнирного соединения (гибкого вала).

В ряде случаев при использовании породоразрушающих инструментов с насадками (гидромониторное бурение) шпиндель должен выполнять функции уплотнения выходного вала, позволяя создавать необходимый перепад давления в насадках долота.

Наиболее распространенная конструкция шпинделя включает монолитный полый вал, соединенный посредством наддолотного переводника в нижней части с долотом, а с помощью муфты в верхней части — с шарниром.

Для восприятия осевых нагрузок устанавливают многорядные радиально-упорные и упорные подшипники. Они сохраняют работоспособность при выработке зазора (люфта) до 5–7 мм.

В отечественных двигателях используют радиально-упорные подшипники качения:

- с коническими дорожками качения (серия 128700) — в двигателях с наружными диаметрами 105, 108, 195 и 240 мм;

- с тороидными дорожками качения (серия 296000) — в двигателях с наружными диаметрами 85, 88 и 127 мм;

- с тороидными дорожками качения и резиновым компенсатором типа ШШО (серия 538900) — в двигателях некоторых модификаций с диаметром 172 мм;

- с комбинированными дорожками качения — в двигателях Д-48, Д1-54, ДГ-95, ДГ-108. Для увеличения нагрузочной способности при одновременном упрощении конструкции тороидные дорожки для шаров этих опор расположены непосредственно на валу.

Детали подшипников качения выполняют из специальной подшипниковой стали 55СМА или 55СМА5ФА (ТУ 14-1-3189–81) с пределом текучести  $\sigma_T = 1100$  МПа и ударной вязкостью  $\alpha = 800$  кДж/м<sup>2</sup>. Твердость колец, контактирующих с шарами, составляет 45–47 HRC, а самих шаров — 58–62 HRC.

В некоторых моделях ВЗД применяют непроточные многорядные подшипники скольжения (подпятник — диск). Выбор типа осевых подшипников зависит от условий эксплуатации ВЗД.

Многолетние стендовые и промысловые испытания подтвердили преимущества упорных подшипников скольжения при эксплуатации двигателей в абразивной среде и при высоких нагрузках. Недостаток подшипников скольжения — повышенные механические потери, особенно при невысоких частотах вращения.

В подпятниках используют резину марки ИРП-1226, а рабочие поверхности контактирующих с ними дисков выполняют из цементируемой стали, закаленной до твердости 45–48 HRC.

Радиальные подшипники шпинделя в большинстве случаев представлены парой трения скольжения резина — металл. Неподвижный элемент выполняют в виде резинометаллической детали, эластичная рабочая поверхность которой имеет профильные канавки. Ответная деталь — металлическая, ее рабочая поверхность подвержена упрочнению.

В двигателях для наклонно направленного и горизонтального бурения радиальные подшипники выполняют в виде пары трения металл — металл. Однако ввиду повышенных радиальных нагрузок, присущих ВЗД этого класса (вследствие действия на долото отклоняющей силы), этот узел является одним из самых недолговечных, определяющих межремонтный период двигателя в целом.

**Соединение ротора и вала шпинделя** — один из основных узлов двигателя, определяющий долговечность и надежность гидромашины в целом.

Механизм, соединяющий планетарно-движущийся ротор с концентрично вращающимся валом, работает в тяжелых условиях. Помимо передачи крутящего момента и осевой силы этот узел должен воспринимать сложную систему сил в РО, характеризующуюся непостоянной ориентацией ротора.

В отличие от известных в технике соединений, передающих вращение между двумя несоосными концентрическими вращающимися валами, рассматриваемое соединение в ВЗД является связующим звеном с ротором, совершающим планетарное движение, причем за один оборот выходного вала ротор поворачивается вокруг своей оси, совершая соответствующее число циклов переменных напряжений. Эти обстоятельства определяют повышенные требования к циклической прочности соединения, особенно при использовании многозаходных ВЗД.

Своеобразные условия работы соединения и невозможность переноса из других отраслей техники готового технического решения предопределили многообразие компоновок этого узла. Принципиально можно использовать четыре типа соединений на базе:

- 1) деформации одного или нескольких элементов конструкции;
- 2) обеспечения свободы перемещения ротора благодаря введению элементов с относительно большим зазором;
- 3) шарнирных соединений;
- 4) гибкого вала (торсиона).

Первый и второй тип соединения ввиду существенных удельных нагрузок в ВЗД не нашли применения.

**Шарнирные соединения** ВЗД прошли эволюцию от пальцевых шарниров (аналогичных автомобильным) до специальных конструкций, наиболее приспособленных для передачи динамических осевой нагрузки и крутящего момента.

В первом поколении отечественных ВЗД применяли двухшарнирные соединения зубчатого типа с центральным шаром. Их использовали для передачи крутящих моментов до 7000 кН·м при частоте вращения до 200 мин<sup>-1</sup>. Эксцентриситет соединения доходил до 5 мм.

Шарнирные соединения ВЗД работают, как правило, в среде абразивных жидкостей, поэтому надежная герметизация шарниров является одним из основных направлений повышения их работоспособности. Проблема герметизации осложняется тем, что полости, которые требуется изолировать, вращаются вокруг смещенных осей в условиях вибрации и значи-

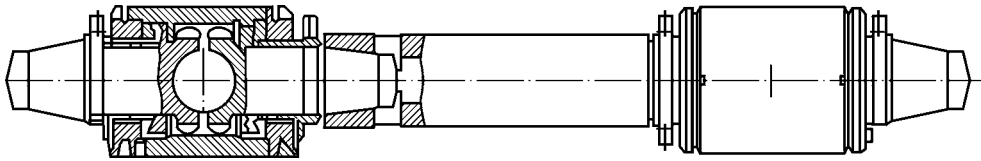


Рис. 20.17. Уплотнения сильфонного и манжетного типов

тельного гидростатического давления. Герметизирующие элементы должны быть гибкими и прочными при циклической нагрузке, а устройство для герметизации в целом простым и надежным.

Сначала в шарнирах использовали простейшие резиновые уплотнения, в дальнейшем стали применять уплотнения сильфонного и манжетного типов (рис. 20.17).

**Гибкие валы.** Существенный шаг, оказавший влияние на подходы к конструированию ВЗД в целом, был сделан в середине 1970-х годов, когда ВНИИБТ выполнил комплекс научно-исследовательских работ и впервые в практике проектирования ВЗД предложил конструкцию гибкого вала, защищенную патентами СССР и других стран.

К началу 1990-х годов в большинстве типоразмеров ВЗД, выпускаемых в России, для соединения ротора и выходного вала стали применяться гибкие валы. В двигателях с наружным диаметром 88 мм и более гибкий вал размещают в расточке ротора, а в малогабаритных двигателях — ниже ротора.

В большинстве случаев гибкий вал ВЗД представляет собой металлический стержень круглого сечения с утолщенными концами, на которых выполнены присоединительные элементы: гладкий конус или коническая резьба. Иногда гибкий вал изготавливают полым — со сквозным цилиндрическим каналом для подвода рабочей жидкости высокого давления непосредственно к долоту. Для повышения циклической прочности в месте перехода от заделки к рабочей части вала имеется конус с углом  $5-15^\circ$  или галтель с отношением радиуса галтели к диаметру вала в пределах  $0,1-0,2$  (рис. 20.18).

Преимущества использования гибких валов заключаются в простоте конструкции и высокой технологичности, большом сроке службы, соизмеримым с ресурсом корпусных деталей двигателя, а также в возможности реализации различных компоновок двигателей.

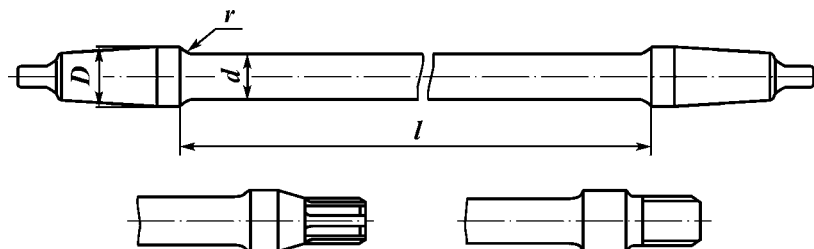


Рис. 20.18. Конструкции гибкого вала

Опыт эксплуатации двигателей в наклонно направленном и горизонтальном бурении выявил недостаточную стойкость гибких валов при углах перегиба секций более  $1^{\circ}30'$ . В связи с этим в последних конструкциях двигатели типа ДГ стали оснащать шарнирно-торсионными соединениями.

#### ХАРАКТЕРИСТИКИ ВЗД

Характеристики необходимы для выбора оптимальных параметров режима бурения и поддержания их в процессе долбления, а также для определения путей дальнейшего совершенствования конструкций ВЗД и технологии бурения с их использованием.

В последнее время внимание к характеристикам ВЗД все более повышается. Это связано с внедрением регулируемых приводов буровых насосов, для эффективного использования которых знание характеристик гидромашины становится неперенным условием; распространением новых технологий (наклонно направленное и горизонтальное бурение, бурение с использованием непрерывных труб), особенно чувствительных к изменению режимов работы ВЗД.

В общем случае различают статические и динамические характеристики ВЗД.

*Статические* характеристики отражают зависимости между переменными гидродвигателя в установившихся режимах. Эти характеристики можно условно классифицировать как стендовые и нагрузочные. Стендовые характеристики (как функции от крутящего момента) определяют в лаборатории (рис. 20.19).

*Динамические* характеристики определяют соответствующие зависимости в неустановившихся режимах и обуславливаются инерционностью происходящих процессов. К динамическим относят и пусковые характеристики гидродвигателя.

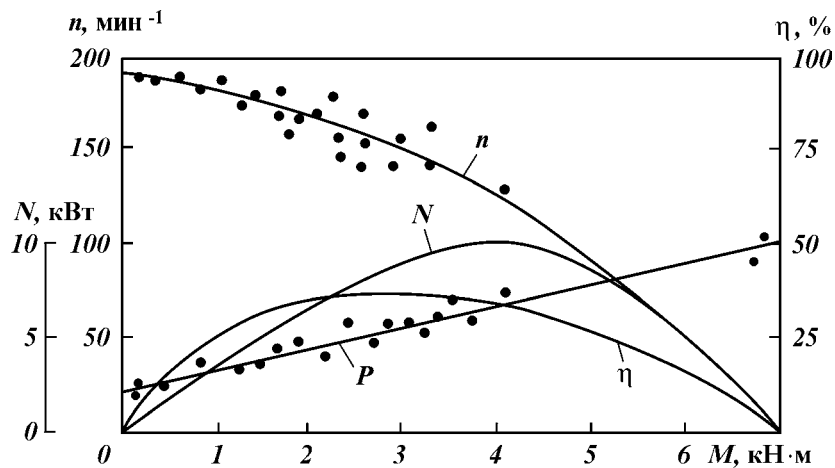


Рис. 20.19. Типичная стендовая характеристика ВЗД (ДГ-155)

#### ВЛИЯНИЕ РАСХОДА ЖИДКОСТИ НА ХАРАКТЕРИСТИКИ ВЗД

Расход жидкости  $Q$  является одним из параметров режима бурения. Чаще всего возможный диапазон изменения  $Q$  определяется технологией бурения скважины, и его задают конструктору ВЗД вместе с другими исходными данными.

Стендовые испытания ВЗД разных типоразмеров показывают, что с увеличением расхода повышаются как тормозной момент и перепад давления, так и мощность, крутящий момент, частота вращения и перепад давления в экстремальном режиме. КПД гидродвигателя при увеличении  $Q$  в допустимом диапазоне изменяется незначительно.

Нижний предел расхода жидкости ограничивается нагрузочной способностью или устойчивостью работы двигателя. Верхний предел допустимого расхода жидкости определяют три фактора:

высокие инерционные нагрузки при увеличении частоты вращения;

КПД двигателя  $\eta$ : при заданном натяге после достижения определенного значения расхода жидкости происходит снижение объемного  $\eta$ . Это объясняется тем, что с увеличением частоты вращения и перепада давления по линии контакта образуется односторонний зазор, приводящий к разгерметизации РО и росту утечек. Кроме того, с увеличением расхода растут и гидравлические потери в двигателе;

износ РО вследствие повышенных контактных напряжений и скоростей скольжения в рабочей паре, а также скорости жидкости в каналах РО.

Если ограничения по расходу не удовлетворяют требованиям гидравлической программы бурения, используют способ разделения потока жидкости через полый ротор двигателя с помощью регулятора расхода.

#### 20.4. ТУРБОВИНТОВЫЕ ЗАБОЙНЫЕ ДВИГАТЕЛИ

В последние годы отечественный парк забойных гидравлических двигателей пополнился новым представителем — турбовинтовым двигателем (ТВД).

Впервые схема турбовинтового агрегата была предложена в 1970 г. авторским коллективом ВНИИБТ в составе М.Т. Гусмана, Д.Ф. Балденко, А.М. Кочнева и С.С. Никомарова.

ТВД органично сочетают высокую стойкость, свойственную турбобурам, и оптимальную энергетическую характеристику (высокий уровень отношения  $M/n$  при незначительном падении частоты вращения при нагрузке двигателя), характерную для ВЗД.

Турбовинтовой двигатель можно отнести к редукторным турбобурам, в котором винтовая пара выполняет функции не только редуктора, но и стабилизирующего элемента при перегрузках долота.

Несмотря на большую металлоемкость и сложность конструкции, эти двигатели в ряде случаев успешно конкурируют с ВЗД, прежде всего вследствие их существенно большего ресурса, что особенно привлекательно при использовании современных высокопроизводительных долот.

Двигательные секции ТВД конструктивно выполняют в двух вариантах: с винтовой парой, монтируемой над турбинной секцией или между

турбинной и шпиндельной секциями. В первом варианте упрощается конструкция двигателя — проектируют лишь один узел соединения планетарного ротора. Второй вариант менее предпочтителен, так как требует двух узлов соединения ротора.

## 20.5. ЭЛЕКТРОБУРЫ

Наряду с гидравлическими в бурении используют и электрические машины — электробуры.

Электробур — это электрическая забойная машина, своеобразный электродвигатель, смонтированный в трубном корпусе малого диаметра и предназначенный для привода долота на забое скважины.

Современный электробур представляет собой, как правило, асинхронный маслонаполненный двигатель с короткозамкнутым ротором.

Конструкция промышленного электробура была разработана в СССР в 1937–1940 гг. группой инженеров (А.П. Островский, Н.В. Александров, Ф.Н. Фоменко, А.Л. Ильский, Н.Г. Григорян и др.). Последующие опытно-конструкторские работы позволили значительно модернизировать электробур по сравнению с первыми образцами: была создана безредукторная машина, мощность на валу электробура была увеличена в 2–3 раза (от 70 до 120–230 кВт) и наряду с этим уменьшен наружный диаметр. Серийное производство электробуров в СССР было налажено с 1956 г.

В настоящее время в ряде районов страны этим способом ежегодно бурят 200–250 тыс. м пород. Хотя указанный объем многократно уступает объему турбинного бурения в нашей стране, принципиальная схема подачи электрической энергии к забою скважины и использование погружного электрического двигателя для привода долота имеют неоспоримые преимущества. Однако конструктивные трудности, невысокие эксплуатационно-технические показатели и большая стоимость машины на данном этапе пока сдерживают применение этого вида техники в бурении.

Размерный ряд электробуров предусматривает их выпуск с наружными диаметрами корпуса 164, 170, 185, 215, 240, 250 и 290 мм. Более распространен электробур диаметром 170 мм. В обозначении электробура первое число — его наружный диаметр, второе — число полюсов обмотки статора (например, Э215-10). Могут добавляться буквы «М», обозначающая модернизированную модель, и «Р» — для редукторных электробуров. Обозначение электродвигателя содержит сведения о наружном диаметре корпуса, общей длине магнитопровода с длиной немагнитопроводных пакетов и о числе полюсов. Например, маркировка МАП1-17-658/6 расшифровывается следующим образом: МАП — мотор асинхронный погружной; 1 — для электробура; 17 — наружный диаметр корпуса в см; 658 — общая длина магнитопровода и немагнитных пакетов статора в см; 6 — число полюсов.

Выпускаемый промышленностью электробур включает трехфазный асинхронный маслонаполненный двигатель *A* и маслонаполненный шпиндель *B* на подшипниках качения (рис. 20.20).

В трубном корпусе электробура размещены пакеты магнитопроводной стали статора *b*; они разделены пакетами немагнитопроводной стали в местах расположения радиальных шариковых опор ротора. Пакеты ротора *7* с алюминиевой обмоткой насажены на полый валу *5* двигателя. Ротор расположен в статоре с зазором 0,5–0,6 мм на сторону. Полость двигателя за-



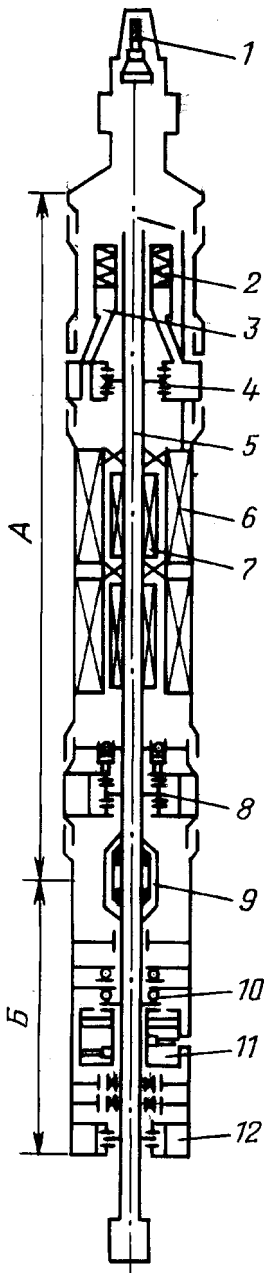


Рис. 20.20. Принципиальная схема электробура

полнена сухим изоляционным маслом. От внешней среды полость двигателя изолирована верхним 4 и нижним 8 сальниками. В сальники подается машинное масло. Для компенсации утечек масла через сальники и поддержания некоторого избыточного давления внутри двигателя, препятствующего попаданию промывочной жидкости внутрь, в верхней части электробура в лубрикаторной головке размещены лубрикаторы сальника 2 и двигателя 3. Внутри верхнего переводника проходит кабельный ввод от контактного стержня 1 до обмотки статора. Для восприятия веса вала в нижней его части над нижним сальником установлен упорный шариковый подшипник.

Снизу к двигателю присоединен шпиндель. В шпинделе находится многорядная осевая опора на шариковых подшипниках 10. Полюй вал центрируется в корпусе с помощью роликовых и шариковых подшипников. Вал шпинделя соединен с валом двигателя посредством соединительной зубчатой муфты 9; в месте соединения валов находится шарнирное уплотнение для изоляции внутреннего пространства от промывочной жидкости, поступающей к забою по внутреннему каналу в валу двигателя и шпинделя. Осевые нагрузки на породоразрушающий инструмент полностью воспринимаются осевой опорой шпинделя и на вал двигателя не передаются. В нижней части шпинделя помещено сальниковое уплотнение 12. Шпиндель заполнен густым машинным маслом и оснащен лубрикатором 11, который создает избыточное давление за счет усилия сжатой пружины, давящей на поршень. Под поршнем находится резерв масла, восполняющий его потери из шпинделя.

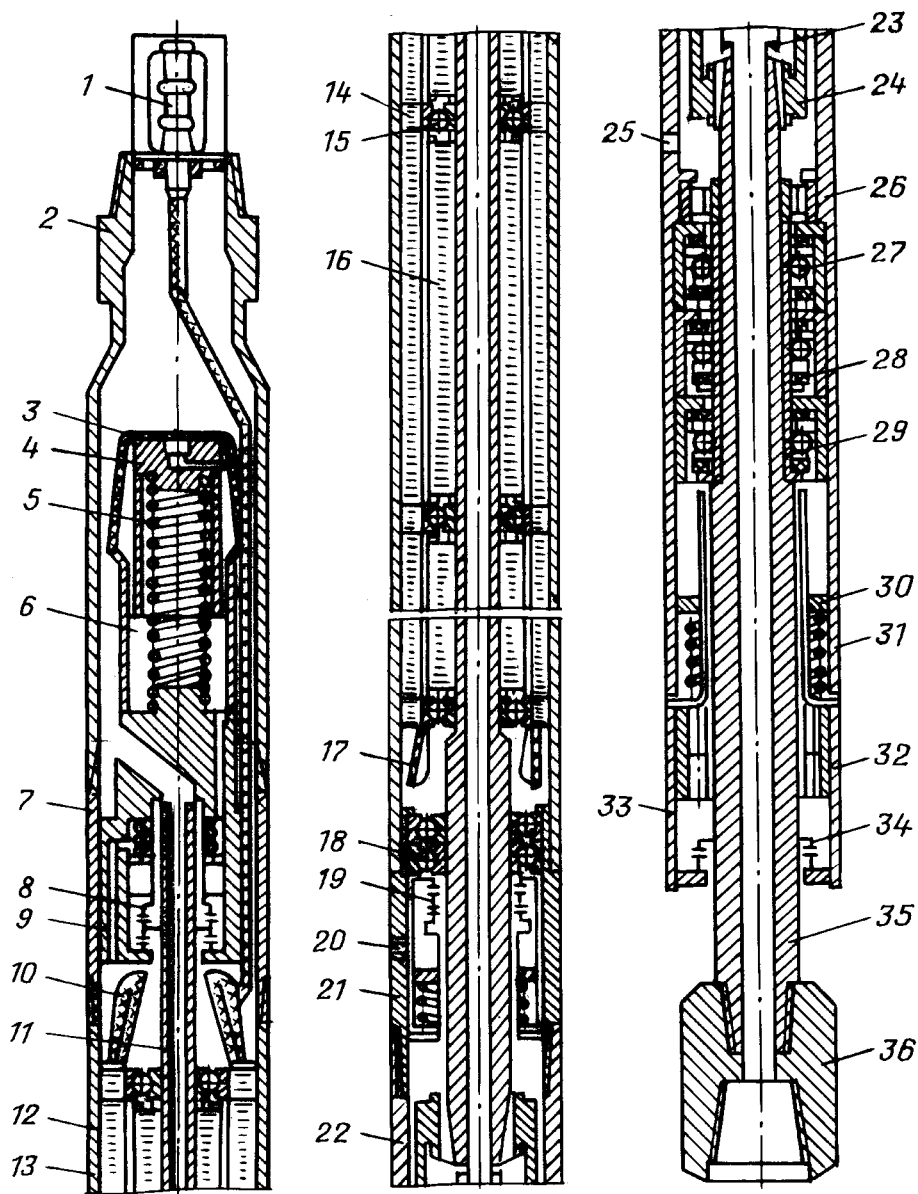
На рис. 20.21 приведена типичная конструкция электробура.

Асинхронные двигатели для электробуров имеют жесткую характеристику, т.е. диапазон изменения их частоты вращения довольно ограничен. Ее изменение зависит от скольжения ротора относительно поля статора:

$$n = n_n(1 - S),$$

где  $n$  — частота вращения ротора двигателя;  $n_n = 60 f/p$  — частота вращения магнитного поля статора ( $f$  — частота тока;  $p = 6, 8, 10$  — число пар полюсов);  $S$  — скольжение (при нормальной нагрузке скольжение  $S = 8 \div 12\%$ ).

Вращающий момент (Н·м) асинхронного двигателя электробура может быть подсчитан по формуле



**Рис. 20.21. Конструкция электробура:**

1 — контактный стержень; 2 — переводник; 3 — резиновая диафрагма компенсатора двигателя; 4, 30 — поршень компенсатора двигателя и шпинделя соответственно; 5, 31 — пружина; 6 — цилиндр компенсатора; 7 — соединительный корпус двигателя; 8, 19 — верхний и нижний сальники двигателя; 9 — верхний клапан двигателя; 10, 17 — верхняя и нижняя части обмотки статора; 11 — вал двигателя; 12 — пакет магнитопроводной стали статора; 13 — корпус статора; 14 — промежуточный пакет статора из немагнитного материала; 15, 18 — промежуточный и нижний подшипники двигателя; 16 — секция ротора двигателя; 20 — клапан; 21 — нижний соединительный корпус; 22 — корпус шпинделя; 23 — втулка; 24 — зубчатая муфта; 25 — клапан; 26, 32 — верхний и нижний радиальные подшипники; 27 — упорный подшипник; 28, 29 — наружная и внутренняя обоймы распределителя осевой нагрузки; 33 — пробка; 34 — сальник шпинделя; 35 — вал шпинделя; 36 — переводник на долото

$$M = \frac{m_1 p U_1^2 R'_2 / S}{2\pi f [(R_1 + c_1 R_2 / S) + (x_1 + c_1 x'_2)^2]}$$

где  $m_1$  — число фаз обмотки статора;  $U_1$  — напряжение на зажимах двигателя, В;  $R'_2$  — приведенное омическое сопротивление ротора, Ом;  $R_1$  — омическое сопротивление фазы обмотки статора, Ом;  $x_1$  — индуктивное сопротивление обмотки статора, Ом;  $x'_2$  — приведенное индуктивное сопротивление ротора, Ом;  $c_1$  — коэффициент, зависящий от напряжения на клеммах двигателя.

Как следует из формулы, вращающий момент двигателя прямо пропорционален квадрату напряжения на его входе. Снижение напряжения приводит к заметному падению вращающего момента. В связи с этим необходимо учитывать потери напряжения в токоподводе от поверхности к двигателю, а падение напряжения при кратковременных перегрузках двигателя рекомендуется компенсировать некоторым повышением напряжения на входе двигателя на 5–10 % номинального значения. Номинальное напряжение на клеммах электробуров составляет 1000–1200 В в зависимости от типа двигателя.

Характер зависимости вращающего момента двигателя МАП1Д-25-617/10 от частоты вращения вала двигателя приведен на рис. 20.22. На графике вращающего момента правая ветвь от точки максимума является областью устойчивой работы (рабочая область), левая — областью неустойчивой работы. При пуске двигателя заметно снижается вращающий момент (зона провала) в процессе выхода на режим. В зоне провала вращающий момент может снизиться до 60 % номинального. Но так как двигатель пускают с малой нагрузкой, а маховой момент вращающихся деталей и инструмента мал, то даже при уменьшенном моменте двигатель быстро увеличивает частоту вращения вала.

КПД двигателя при номинальной нагрузке составляет 66–68 %. Поскольку механические потери в шпинделе на опорах качения сравнительно невелики, характеристику электробура можно принимать по характеристике двигателя.

К забойному двигателю электроэнергия подводится по секционированному кабелю, помещенному внутри буровой колонны. Токоподвод может осуществляться по трех- или двухжильному кабелю. В последнем случае в качестве третьего провода используют буровую колонну. Эта система питания носит название «два провода — земля» (сокращенно ДПЗ).

Система ДПЗ позволяет увеличить площадь сечения проходного канала в буровой колонне и таким образом способствует снижению потерь напора при циркуляции промывочной жидкости по буровой колонне.

Каждую кабельную секцию разме-

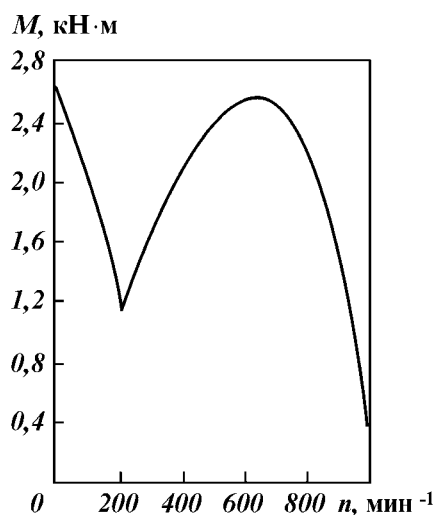


Рис. 20.22. Характеристика двигателя МАП1Д-25-617/10

щают в отдельной бурильной трубе, и ее концы закрепляют в трубе на опорах с втулками, обеспечивающими некоторое свободное проворачивание кабеля при соединении труб. Секции соединяются в единую цепочку с помощью контактных элементов — контактного стержня на верхнем конце и контактной муфты на нижнем. Контактный стержень защищен от механических повреждений защитным стаканом. Соединение контактных элементов происходит автоматически при свинчивании бурильных труб, при этом контактный стержень входит в муфту с натягом, обеспечивающим герметичность соединения от проникновения бурового раствора.

Для монтирования секций электрокабеля используют специальные бурильные трубы типа ЭБШ с гладкопроходным сечением. Их выпускают диаметрами 140 и 114 мм с высаженными наружу концами. Трубы изготавливают из стали групп прочности Д и Е.

Кабельный подвод электробура — одно из наиболее слабых звеньев системы. Вследствие загрязнения и недостаточной герметичности соединений секций омическое сопротивление изоляции снижается. Если при спуске инструмента наблюдается резкое падение сопротивления (начальное сопротивление собственно электробура 50 МОм), то спуск инструмента прекращают и выбраковывают трубы с низким сопротивлением в изоляции кабеля. В процессе работы в соединениях с недостаточной герметичностью происходят пробой. Пробой и разрывы электрической цепи могут происходить также вследствие поломки медных контактов в муфте и излома кабеля в местах его сращивания с контактными соединениями.

Для бурения с электробуром буровую установку оснащают дополнительным электрооборудованием: распределительным устройством высокого напряжения, трансформатором, станцией управления электробуром. На пульте бурильщика устанавливают дополнительные электрические контрольные приборы (вольтметр, амперметр) для контроля нагрузки электробура, кнопки управления контактной системой, подающей напряжение на электробур, органы управления режимом работы автоматического регулятора. Автоматический регулятор управляет подачей инструмента в зависимости от загрузки двигателя и буримости горных пород.

Обладая всеми достоинствами, присущими забойным двигателям (облегчение условий работы бурильной колонны, существенное снижение износа бурильных труб в скважине, исключение затрат мощности на их холостое вращение и т.п.), электробур имеет преимущества по сравнению с гидравлическими забойными машинами:

- режим работы электробура не зависит от расхода промывочной жидкости, который в данном случае можно выбирать только по условию полной и своевременной очистки забоя от шлама;

- режим работы электробура практически не зависит от свойств циркулирующего бурового раствора, что позволяет применять его при использовании утяжеленных растворов, газообразных агентов и при продувке;

- токоподвод с поверхности к электробурю является каналом связи, позволяющим использовать забойные системы контроля режима работы породоразрушающего инструмента и непрерывно следить за направлением ствола скважины;

- при работе с электробуром открывается возможность автоматизировать процесс бурения по данным забойных датчиков для оптимального использования мощности двигателя;

- поскольку электробур представляет собой маслonaполненный двига-

Таблица 20.14

**Основные характеристики электробуров**

| Тип электробура | Длина, м | Номинальная мощность, кВт | Номинальное напряжение, В | Сила тока, А  |   | Частота вращения вала, мин <sup>-1</sup> | Вращающий момент, Н·м |              | КПД, % | cos φ | Масса, т |
|-----------------|----------|---------------------------|---------------------------|---------------|---|--|-----------------------|--------------|--------|-------|----------|
|                 |          |                           |                           | рабочего хода | холодного хода при номинальном напряжении |  | номинальный           | максимальный |        |       |          |
| Э290-12         | 14,02    | 240                       | 1750                      | 165           | 121                                       | 455                                      | 510                   | 1100         | 72,0   | 0,67  | 5,1      |
| Э250-8          | 13,0     | 230                       | 1650                      | 160           | 107                                       | 675                                      | 332                   | 750          | 72,0   | 0,7   | 3,6      |
| Э240-8          | 13,4     | 210                       | 1700                      | 144           | 107                                       | 690                                      | 297                   | 760          | 75,0   | 0,66  | 3,5      |
| Э215-8М         | 13,93    | 175                       | 1550                      | 131           | 95,5                                      | 680                                      | 250                   | 550          | 72,0   | 0,69  | 2,9      |
| Э185-8          | 12,5     | 125                       | 1250                      | 130           | 93  | 676                                      | 180                   | 360          | 67,5   | 0,66  | 2,05     |
| Э170-8М         | 12,145   | 75                        | 1300                      | 83,6          | 78,6                                      | 695                                      | 110                   | 240          | 63,5   | 0,63  | 1,8      |
| Э164-8М         | 12,305   | 75                        | 1300                      | 87,5          | 80,0                                      | 685                                      | 110                   | 240          | 61,0   | 0,625 | 1,65     |

Таблица 20.15

**Технические данные электробуров с редукторами-вставками**

| Тип электробура | Длина, м | Номинальная мощность, кВт | Номинальное напряжение, В | Сила номинального рабочего тока, А | Частота вращения вала, мин <sup>-1</sup> | Вращающий момент, Н·м |              | Масса, т | Передачное число редуктора-вставки |
|-----------------|----------|---------------------------|---------------------------|------------------------------------|--|-----------------------|--------------|----------|------------------------------------|
|                 |          |                           |                           |                                    |  | номинальный           | максимальный |          |                                    |
| Э290-12Р        | 15,92    | 240                       | 1750                      | 165                                | 145                                      | 1600                  | 2600         | 5,7      | 3,15                               |
| Э240-8Р         | 14,78    | 145                       | 1400                      | 112                                | 230                                      | 615                   | 1200         | 3,9      | 3,0                                |
| Э215-8МР        | 15,545   | 110                       | 1350                      | 102                                | 230                                      | 465                   | 1050         | 3,2      |                                    |
| Э215-8Р         | 14,445   | 150                       | 1250                      | 144                                | 220                                      | 666                   | 1020         | 3,0      | 2,92                               |
| Э185-8Р         | 14,4     | 70                        | 1100                      | 90                                 | 240                                      | 300                   | 700          | 2,3      |                                    |
| Э170-8Р         | 12,925   | 45                        | 930                       | 63                                 | 220                                      | 200                   | 400          | 1,8      | 3,13                               |
| Э170-8МР        | 13,93    |                           | 1000                      | 59                                 |  |                       |              | 2,00     |                                    |
| Э164-8Р         | 13,186   |                           | 930                       | 65                                 |  |                       |              | 1,8      |                                    |
| Э164-8МР        | 14,09    |                           | 1000                      | 61,5                               |  |                       |              | 1,9      |                                    |

тель, все детали которого работают в среде, изолированной от бурового раствора, он меньше подвержен абразивному изнашиванию и его рабочая характеристика остается практически неизменной в течение всего срока работы.

К недостаткам электробура относятся: высокая стоимость забойного двигателя, опасность потери дорогостоящей машины в результате прихвата в скважине, ограниченный срок межремонтной работы вследствие недостаточной износостойкости уплотнительных сальников электробура и недостаточной надежности системы токоподвода.

Перспективы развития буровых работ с применением электробуров связаны с существенным повышением ресурса до 200 ч и более.

В табл. 20.14 и 20.15 приведены характеристики электробуров.

*Устьевое оборудование* — это комплекс оборудования, предназначенного для обвязки обсадных колонн, герметизации устья скважины при возникновении проявлений в процессе бурения, капитального ремонта, герметизации устья и регулирования режима работы скважины в процессе ее эксплуатации. Условно все устьевое оборудование делят на оборудование, применяемое при бурении скважины и при ее эксплуатации. В состав устьевого оборудования, участвующего в обвязке устья в процессе бурения скважины, входят колонная головка и противовыбросовое оборудование, состоящее из следующих основных узлов: крестовины, превенторов, надпревенторной катушки, разъемного желоба, манифольда, гидроуправления превенторами и задвижками, ручных приводов.

Колонная головка, с помощью которой обвязываются обсадные колонны в процессе бурения, служит также основанием для установки фонтанной арматуры; она остается на скважине на весь период эксплуатации. В состав эксплуатационного устьевого оборудования также входят: фонтанная арматура; манифольд фонтанной арматуры; приспособление для замены задвижек под давлением; лубрикатор, применяемый при исследованиях скважин; комплект задвижек, переводников и других деталей, необходимых для монтажа и обвязки устьевого оборудования.

### **21.1. КОЛОННЫЕ ГОЛОВКИ**

Колонные головки предназначены для обвязки обсадных колонн газовых и нефтяных скважин. Они обеспечивают подвеску колонн, герметизацию межколонных пространств и контроль давления в них, проведение таких технологических операций, как снижение давления в межколонном пространстве, закачка цемента или других тампонажных материалов в межколонное пространство и т.п.

Конструкция колонной головки должна обеспечивать: 1) надежную герметизацию межколонных пространств; 2) контроль за давлением в межколонном пространстве; 3) быстрое и надежное закрепление обсадных колонн; 4) универсальность, т.е. возможность крепления к одной колонной головке обсадных колонн разных диаметров; 5) предохранение устьевой части обсадных колонн от повышенного изнашивания при работе бурильным инструментом; 6) возможность вертикального перемещения обсадных колонн при высоких температурах в скважине; 7) высокую надежность работы подвесок и узлов уплотнений во время бурения и длительной эксплуатации скважины; 8) минимально возможную высоту; 9) достаточную прочность с учетом действия различных нагрузок.

Кроме того, для осложненных условий бурения отдельные детали колонной головки должны быть коррозионно-стойкими, если в продукции скважины предполагаются корродирующие вещества; при бурении на Севере головка должна быть приспособлена для работы в условиях, где возможно понижение температуры до  $-60\text{ }^{\circ}\text{C}$ ; при морском бурении должна

обеспечиваться возможность ее установки на дне моря при глубинах более 200 м.

В настоящее время отечественные заводы выпускают колонные головки двух типов — КГ и ОКК. В эксплуатации имеются колонные головки типа ООЕ и ОКМ. Рассмотрим колонные головки типа КГ на примере колонной головки КГ-4×70.

#### КОЛОННАЯ ГОЛОВКА КГ-4×70

Головка КГ-4×70 предназначена для обвязки между собой четырех обсадных колонн, герметизации и контроля межколонных пространств, регулирования режима работы при бурении и эксплуатации неф-

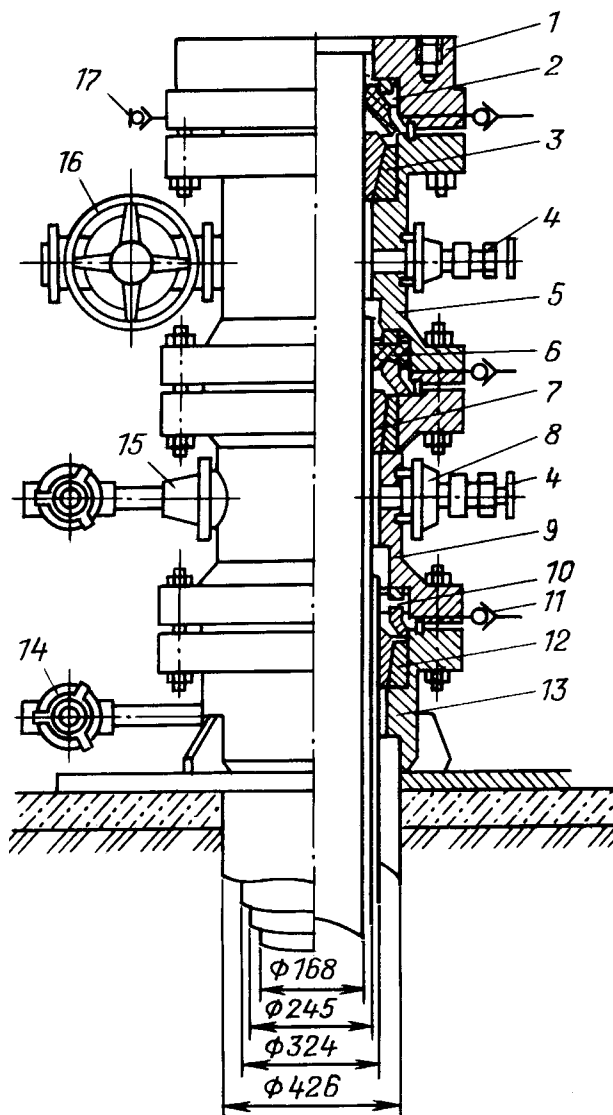


Рис. 21.1. Колонная головка КГ-4×70

тяных и газовых скважин глубиной 4000 м и более с рабочим давлением до 70 МПа в отсутствие в продукции коррозионных составляющих. Модель КГ-4×70 расшифровывается следующим образом: К — колонная; Г — головка; 4 — число обвязываемых обсадных колонн; 70 — рабочее давление, МПа.

Колонная головка (рис. 21.1) состоит из следующих основных частей: тройника 13 с клиновой подвеской 12 для подвешивания колонны обсадных труб диаметром 324 мм, пакерного устройства 10, крестовины 9 с подвеской 7 для подвешивания колонны обсадных труб диаметром 245 мм, пакерного устройства 6, крестовины 5 с подвеской 3 для подвешивания колонны обсадных труб диаметром 168 мм, пакерного устройства 2, фланца 1, обратных клапанов 11, разрядных пробок 17. Тройник 13 включает корпус и отвод. Корпус тройника — отливка из стали марки 35ХМЛ (ГОСТ 977—88), в средней части которой имеется отверстие для присоединения отвода, а в верхней части выполнены расточки диаметром 415 мм под подвеску 12 диаметром 425 мм для установки крышки подвески пакерного устройства. Отвод представляет собой патрубок с краном 14 высокого давления. Отвод присоединяется к корпусу тройника на резьбе и служит для технологических работ при бурении.

Крестовина 9 — отливка из стали 35ХМЛ (ГОСТ 977—88). Ее нижний фланец имеет расточку диаметром 415 мм под пакерное устройство 10. Верхний фланец имеет расточку диаметром 345 мм под подвеску 7 и расточку диаметром 355 мм под пакерное устройство 6. В средней части к корпусу крестовины с одной стороны с помощью шпилек присоединена заглушка 15 с патрубком и краном высокого давления, с другой стороны — заглушка 8 с вентилем 4. При затяжке крестовины 9 пакерное устройство

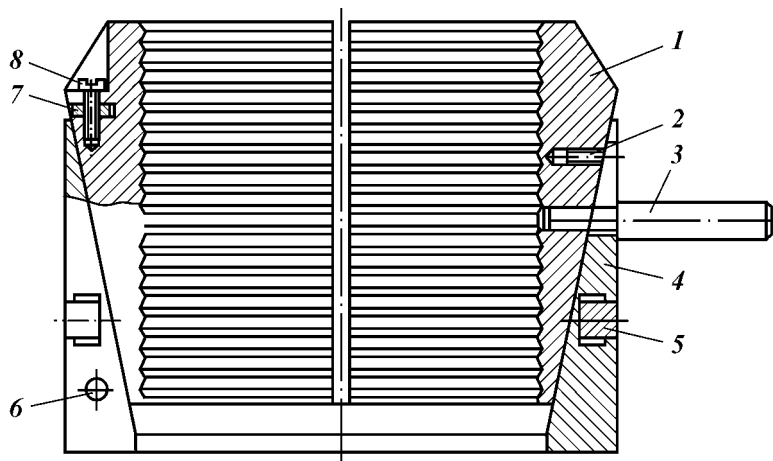


Рис. 21.2. Подвеска



Рис. 21.3. Пакерное устройство



10, деформируясь, герметизирует пространство между корпусом крестовины и колонной диаметром 324 мм. Крестовина 5 — это отливка из стали 35ХМЛ (ГОСТ 977—88). Нижний фланец имеет расточку диаметром 345 мм под пакерное устройство 6. Верхний фланец имеет расточку диаметром 227 мм под подвеску 3 и расточку диаметром 237 мм под пакерное устройство 2. В средней части к корпусу крестовины присоединяется заглушка 8 с вентиляем 4, с другой стороны — задвижка 16. При затяжке крестовины 5 пакер устройства 6, деформируясь, герметизирует пространство между корпусом крестовины и колонной диаметром 245 мм. Герметизация колонны диаметром 168 мм происходит при затяжке фланца 1 деформирующимся при этом пакерным устройством 2.

Подвеска (рис. 21.2), применяемая для установки в колонной головке, — клиновидная одноступенчатая, состоит из корпусов 4, плашек 1, полукольца 5, серег 7, винтов 2 и 8, ручек 3, штифтов 6.

Пакерное устройство (рис. 21.3) служит для герметизации затрубного пространства в колонной головке. Оно состоит из крышки подвески 3, нажимного кольца 1, уплотнительного кольца 4 и пакера 2.

#### КОЛОННЫЕ ГОЛОВКИ ТИПА ОКК

Головки типа ОКК изготавливают на давление 35 МПа трех типов: ОКК1, ОКК2, ОКК3. Головки типа ОКК1 применяют для обвязки двух колонн (кондуктор, эксплуатационная), типа ОКК2 — для обвязки трех колонн (кондуктор, промежуточная, эксплуатационная), типа ОКК3 — для обвязки четырех колонн.

Модель ОКК1-35-146×219 расшифровывается следующим образом: О — оборудование; К — колонны; К — клиновое; 1 — схема (модель); 35 — рабочее давление, МПа; 146 — диаметр эксплуатационной колонны, мм; 219 — диаметр кондуктора, мм.

Колонная головка типа ОКК1 (рис. 21.4) состоит из корпуса 4, клиновидной подвески 3, двухъярусного пакерного устройства 2. Корпус имеет цилиндрическую расточку, в которую устанавливают нижний ярус пакерного устройства. Во фланце корпуса имеется отверстие, в которое ввинчивают нагнетательный клапан 6. Отверстия в нижней части корпуса служат для установки манифольда колонной головки 5. Пакерное устройство 2 состоит из двух ярусов, каждый из которых включает два металлических кольца и одно Н-образное резиновое уплотнение. Клиновидная подвеска состоит из трех клиньев, связанных между собой шарнирами и имеющих возможность синхронного перемещения.

Предохранительная втулка 1 защищает верхнюю часть эксплуатационной колонны от механических повреждений при спускоподъемных операциях.

**Порядок монтажа колонной головки.** После спуска и цементирования кондуктора на него навинчивают корпус колонной головки. Обвязывают устье противовыбросовым оборудованием согласно утвержденной схеме и продолжают бурение под эксплуатационную колонну. После окончания бурения и спуска эксплуатационной колонны собирают клиновидную подвеску на последней трубе колонны, подвешенной на талевогой системе, и опускают. Под собственным весом клиновидная подвеска свободно скользит по трубе и занимает свое место в корпусе колонной головки, колонну сажают на клинья. Эксплуатационную колонну цементируют, затем внутреннюю

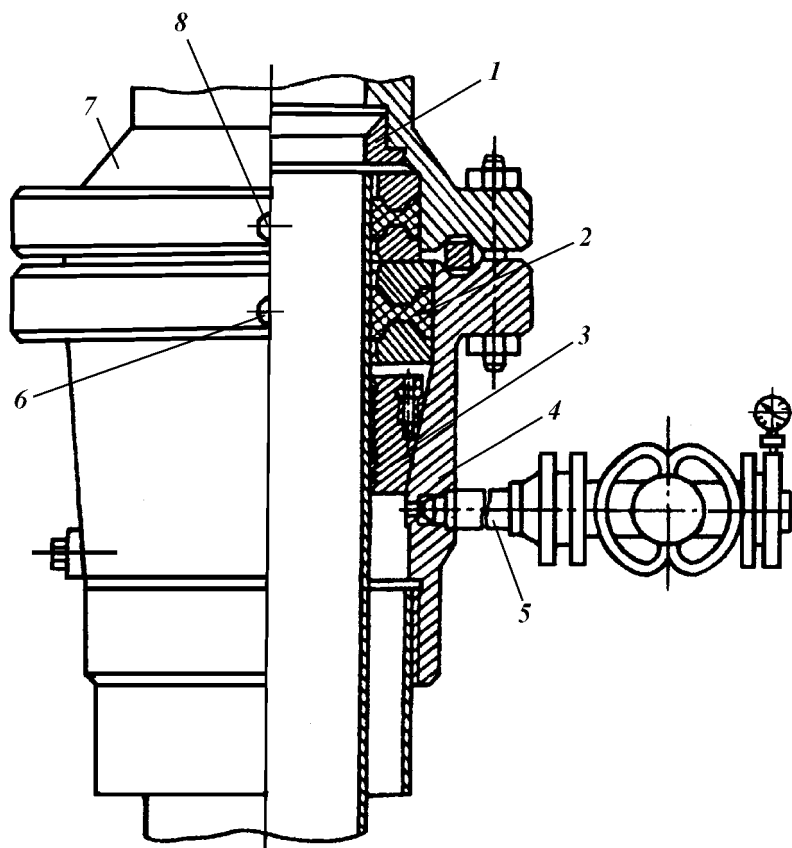


Рис. 21.4. Колонная головка ОКК1

полость корпуса колонной головки промывают водой на свободной слив через манифольд колонной головки.

После ОЗЦ снимают противовыбросовое оборудование, труборезкой отрезают трубу на высоте 120 мм от верхнего фланца корпуса. Устанавливают пакерное устройство, предварительно смазав резиновый уплотнитель смазочным материалом ЛЗ-162. Далее монтируют крестовину фонтанной арматуры 7 (см. рис. 21.4). Нагнетательный клапан 8 на фланце крестовины фонтанной арматуры до затяжки шпилек должен быть отвинченным (после затяжки завинтить). Опрессовывают колонную головку вместе с эксплуатационной колонной на давление, соответствующее максимально допустимому внутреннему давлению колонны. Затем опрессовывают колонную головку на герметичность уплотнений смазочным материалом ЛЗ-162. Для этого отвинчивают колпак нагнетательного клапана 8, вставляют в отверстие клапана толкатель и завинчивают колпак до упора, при этом толкатель отведет шарик клапана от посадочного места и создаст зазор. Отвинчивают колпак клапана 8 и вместо него ввинчивают наконечник нагнетателя смазочного материала НС-6×350. Закачивают СМ до того момента, пока он не появится из клапана 8. Вынимают толкатель из клапана 8 и поднимают давление

до допустимого наружного давления колонны. По окончании опрессовки давление сбрасывают. В обоих случаях давление опрессовки не должно превышать давление, указанное в паспорте.

#### КОЛОННАЯ ГОЛОВКА ТИПА ОКМ

Головка типа ОКМ (рис. 21.5) состоит из корпуса 1, специальной муфты 4, фланца 3 под фонтанную арматуру, патрубка 7 с фланцем, проходного крана 8, стопорных винтов 2, резиновых уплотнительных колец 5 и манжеты 6.

Специальную муфту навинчивают на последнюю трубу эксплуатационной колонны и устанавливают в корпусе, накрутом на кондуктор. Уплотнение пространства между корпусом и специальной муфтой осуществляют с помощью двух резиновых колец и одной самоуплотняющейся резинотканевой манжеты. Шесть стопорных винтов в верхнем фланце корпуса предназначены для фиксации специальной муфты и подвешенной на ней эксплуатационной колонны от осевого смещения вверх, вызванного температурным удлинением колонны при эксплуатации скважины. Фланец под фонтанную арматуру укреплен на муфте с помощью резьбы.

В корпусе колонной головки имеются два боковых отверстия, одно из которых заглушают пробкой, а в другое ввинчивают патрубок с фланцем, к которому подсоединяют кран и свободный фланец. Во фланце патрубка устанавливают вентиль с манометром для контроля давления в межтрубном пространстве.

**Порядок монтажа.** Корпус колонной головки навинчивают на резьбу верхней трубы кондуктора. Для предотвращения механических повреждений внутренней корпусной поверхности корпуса при спускоподъемных операциях в корпусе устанавливают предохранительную втулку, которая фиксируется шестью стопорными винтами. На корпусе головки монтируют

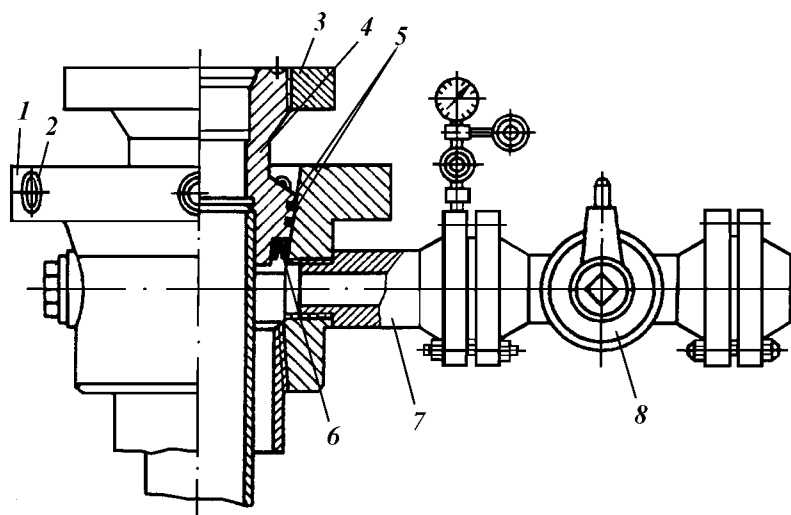


Рис. 21.5. Колонная головка типа ОКМ

противовыбросовое оборудование и продолжают бурение под эксплуатационную колонну.

Перед спуском эксплуатационной колонны предохранительную втулку извлекают с помощью труболочки. При спуске эксплуатационную колонну не доводят до проектной глубины на 4–8 м и сажают на спайдер или элеватор. После этого на последнюю трубу навинчивают специальную муфту без фланца под фонтанную арматуру. С помощью допускной трубы, которую ввинчивают в верхнюю резьбу специальной муфты, последнюю сажают на коническую поверхность корпуса колонной головки и фиксируют там стопорными болтами.

После окончания цементирования эксплуатационной колонны и ОЗЦ колонную головку на устье скважины опрессовывают на давление, допустимое для опрессовки эксплуатационной колонны. Результаты опрессовки оформляются актом.

После опрессовки демонтируют противовыбросовое оборудование и на верхний конец муфты специальной навинчивают фланец под фонтанную арматуру.

#### Техническая характеристика колонных головок типа ОКМ

|                               |  |
|-------------------------------|--|
| Шифр оборудования.....        | ОКМ1-140 – 146×219;<br>ОКМ1-140 – 146×245;<br>ОКМ1-140 – 168×245 |
| Условный диаметр прохода, мм: |  |
| фланца корпуса.....           | 280  |
| боковых отводов.....          | 65   |
| Давление, МПа:                |  |
| рабочее.....                  | 14   |
| пробное.....                  | 28   |
| Проводимая среда.....         | Нефть, газ, газоконденсат, буровой раствор, пластовая вода       |
| Температура среды, °С:        |  |
| проводимой.....               | 120  |
| окружающей.....               | 40   |

#### КОЛОННАЯ ГОЛОВКА ТИПА ООК

В эксплуатации находятся колонные головки ООК1, ООК2, ООК3. Головки ООК1 применяют для обвязки двух колонн (кондуктор, эксплуатационная), ООК2 – для обвязки трех колонн (кондуктор, промежуточная, эксплуатационная), ООК3 – для обвязки четырех колонн.

Модель ООК-1-21-146×219 расшифровывается следующим образом: О – оборудование; О – обсадных; К – колонн; 1 – схема (модель); 21 – рабочее давление, МПа; 146 – диаметр эксплуатационной колонны, мм; 219 – диаметр кондуктора, мм.

Рассмотрим устройство и порядок монтажа колонной головки ООК2 (рис. 21.6). Колонная головка состоит из двух секций: нижней и верхней. Основные детали нижней секции: корпус 8; клиновая подвеска 7, состоящая из трех клиньев, связанных между собой шарнирами; катушка 6. В корпусе имеются два отверстия, в одно из которых ввинчивают манифольд для контроля межколонного пространства, другое заглушено пробкой. Основными деталями верхней секции являются корпус 4, который навинчивают на патрубок 5, клиновая подвеска 3, пакер 2 для герметизации межтрубного пространства промежуточной и эксплуатационной колонн, катушка 1.

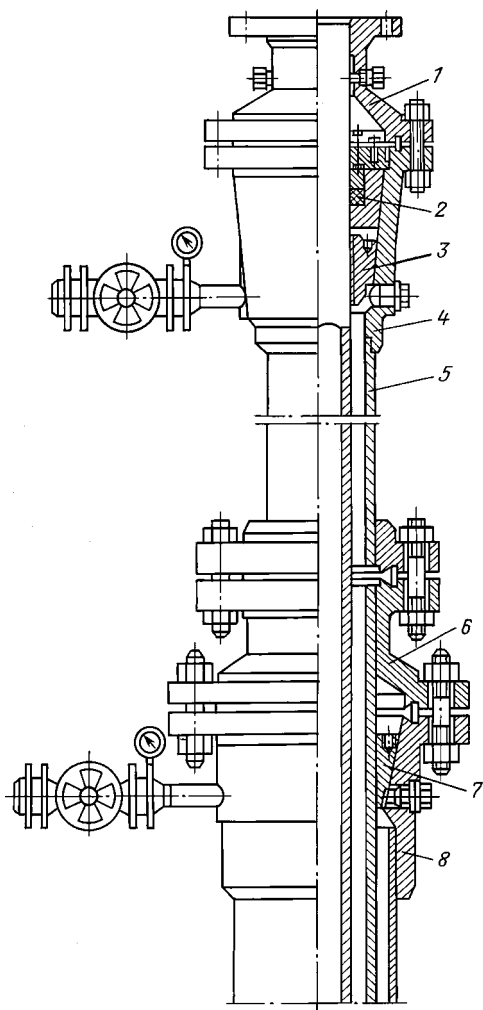


Рис. 21.6. Колонная головка ОК2

Корпус 8 приварен к кондуктору ручным электродуговым способом на постоянном токе электродами ОММ5 или СМ типа Э-42 изнутри и снаружи плотным швом 12×12 в два-три прохода. Промежуточная колонна посажена на клиновую подвеску 7 и приварена к катушке 6 сплошным швом 10×10 в два-три прохода. Эксплуатационную колонну после подвески на клинья 3 и монтажа пакера 2 приваривают к катушке 1.

**ОБВЯЗКА  
ВОДООТДЕЛЯЮЩЕЙ  
КОЛОННЫ И КОНДУКТОРА  
ПРИ БУРЕНИИ СКВАЖИН  
С САМОПОДЪЕМНЫХ  
БУРОВЫХ УСТАНОВОК**

При бурении скважин с самоподъемных буровых установок (СПБУ) на шельфе холодных морей возникает необходимость планового покидания точки бурения (зимний отстой), а также экстремального (шторм, тяжелая ледовая обстановка) и последующего возврата на точку бурения в целях завершения работ на скважине. Для этого при бурении скважин с СПБУ колонны

обвязывают на уровне дна моря и на специальной палубе установки, а межколонное пространство от донной до палубной подвески не цементируют. При необходимости ухода установки с точки устье скважины герметизируют, колонны отсоединяют от донной подвески и поднимают на СПБУ. Из-за отсутствия цементного камня в межколонном пространстве возникает проблема неравномерного теплового удлинения колонн. Водоотделяющая колонна охлаждается холодной водой моря, а кондуктор при бурении под техническую колонну нагревается выходящим из скважины буровым промывочным раствором и, удлиняясь, поднимает ОП, отрывая его от опорного торца водоотделяющей колонны, что приводит к разрушению устья. Эту проблему решают с помощью колонной головки фирмы «Камерон». Но при бурении при глубинах моря свыше 70 м кондуктор в интервале от донной до палубной подвески под собственным весом и весом ОП становится полностью неустойчивым и, изгибаясь по спирали, ложится внутри водоотделяющей колонны. Тепловое удлинение приводит к разрушению кондуктора внутри водоотделяющей колонны. Возникает необходи-

**Рис. 21.7. Узел обвязки водоотделяющей колонны и кондуктора**

мость посадки кондуктора с натягом на водоотделяющую колонну. Решение этой проблемы с помощью колонной головки фирмы «Камертон» не предусмотрено.

В Украинской военизированной части разработана, а на заводе «Красный молот» изготовлена колонная головка, которая обеспечивает свободное поднятие кондуктора при тепловом удлинении, а также позволяет с натягом посадить кондуктор на клиньях на водоотделяющую колонну.

Обвязку водоотделяющей колонны и кондуктора выполняют в следующем порядке (рис. 21.7):

после спуска кондуктора 2 и цементирования его до донной подвески водоотделяющую колонну 6 отрезают на необходимой высоте;

подвеску 5 устанавливают на водоотделяющую колонну;

после натяжения кондуктор сажают на клинья 4;

отрезают кондуктор и монтируют крестовину 1;

приваривают ребра 3 к крестовине 1 и подвеске 5;

на крестовину 1 устанавливают ОП и осуществляют бурение под техническую колонну.

Основные параметры одно- и двухфланцевых колонных головок, установленные ГОСТ 30196–94, приведены в табл. 21.1 и 21.2.

Фланцевые соединения колонных головок соответствуют требованиям ГОСТ 28919–91. Они обеспечивают соединение между собой, установку блока превенторов противовыбросового оборудования или фонтанной арматуры без дополнительных переходных деталей.

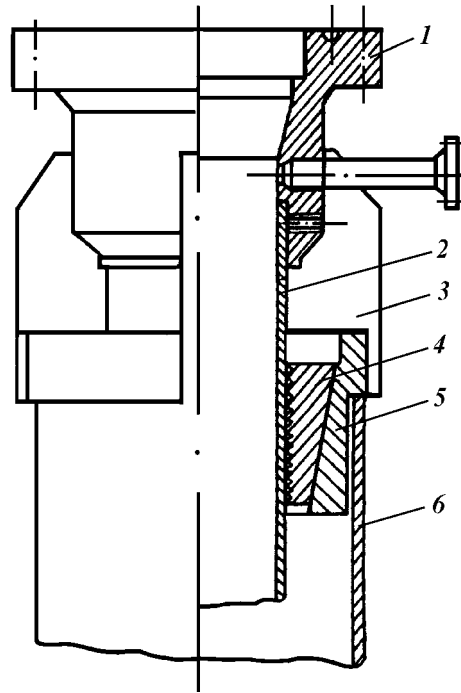


Таблица 21.1

**Основные параметры однофланцевых колонных головок**

| Условный диаметр прохода верхнего фланца, мм | Рабочее давление, МПа | Условный диаметр обсадных труб, на которые устанавливается колонная головка, мм | Условный диаметр обсадных труб, закрепляемых в трубодержателе, мм |
|--|-----------------------|---|---|
| 180  | 14; 21; 35            | От 168 до 194   | От 114 до 127   |
| 230  |                       | От 219 до 245   | От 114 до 146   |
| 280  |                       | От 219 до 273   | От 114 до 194   |
| 350  |                       | От 299 до 351   | От 114 до 273   |
| 425  |                       | От 377 до 426   | От 194 до 340   |
| (480)  | 35                    | От 406 до 473   | От 219 до 377   |
| 540  | 14; 21                | От 473 до 530   | От 273 до 426   |
| 680  | 7; 14; 21             | От 560 до 720   | От 406 до 630   |

Таблица 21.2

## Основные параметры двухфланцевых колонных головок

| Верхний фланец               |                       | Нижний фланец                |                       |  |               |
|------------------------------|-----------------------|------------------------------|-----------------------|--|---------------|
| Условный диаметр прохода, мм | Рабочее давление, МПа | Условный диаметр прохода, мм | Рабочее давление, МПа | Условный диаметр труб, закрепляемых в трубодержателе, мм |               |
| 280                          | 14; 21                | 280                          | 14; 21                | От 114 до 140  |               |
|                              |                       | 350                          |                       | От 114 до 194  |               |
|                              | 35                    | 425                          | 21; 35                | От 114 до 194  |               |
|                              |                       | 280                          |                       | От 114 до 140  |               |
|                              | 70                    | 350                          | 35; 70                | От 114 до 194  |               |
|                              |                       | 425                          |                       | От 114 до 194  |               |
|                              | 105                   | 70                           | 280                   | 35; 70   | От 114 до 127 |
|                              |                       |                              | 350                   |  | От 114 до 178 |
|                              |                       | 140                          | 425                   | 35   | От 114 до 194 |
|                              |                       |                              | 280                   | 70; 105  | От 114 до 127 |
|                              |                       |                              | 350                   | 70   | От 114 до 168 |
|                              |                       |                              | 425                   | 70   | От 114 до 194 |
| 350                          | 21                    | 280                          | 14; 21                | От 114 до 127  |               |
|                              |                       | 350                          |                       | От 114 до 168  |               |
|                              | 35                    | 540                          | 14; 21                | От 127 до 194  |               |
|                              |                       | 350                          |                       | От 140 до 245  |               |
|                              | 70; 105               | 35                           | 540                   | 35   | От 140 до 245 |
|                              |                       |                              | 350                   |  | От 140 до 245 |
|                              |                       | 70; 105                      | 540                   | 21   | От 140 до 245 |
|                              |                       |                              | 350                   | 70; 105  | От 140 до 178 |
|                              |                       |                              | 425                   | 35; 70   | От 140 до 194 |
|                              |                       |                              | 540                   | 35   | От 140 до 245 |
|                              | 425                   | 21                           | 540                   | 14; 35   | От 194 до 340 |
|                              |                       | 35                           | 680                   | 14   | От 194 до 324 |
| 70                           |                       | 540                          | 35                    | От 194 до 324  |               |
| 480                          | 35                    | 540                          | 21                    | От 194 до 299  |               |
|                              |                       | 680                          |                       | От 219 до 340  |               |
|                              | 70                    | 540                          | 35                    | От 219 до 377  |               |
| 540                          | 21                    | 680                          | 14                    | От 219 до 340  |               |
|                              | 35                    | 680                          | 21                    | От 273 до 426  |               |
|                              | 14; 21                | 760                          | 14                    | От 273 до 426  |               |
| 680                          | 14; 21                | 760                          | 14                    | От 340 до 530  |               |

В случаях когда устье скважины располагается в слабых или склонных к просадке грунтах, во избежание изгиба устьевой части обсадной колонны под действием сжимающей нагрузки, нижнюю часть колонной головки укрепляют стальной плитой с откосами (рис. 21.8).

Боковые отводы колонной головки должны быть оборудованы фланцевыми соединениями по ГОСТ 28919–91 на рабочее давление, соответствующее рабочему давлению верхнего фланца. При давлении до 14 МПа допускается использование резьбового соединения насосно-компрессорных труб диаметром 60,3 мм по ГОСТ 633–80.

При бурении скважин с многоколонной конструкцией (число колонн более двух) используют оборудование обвязки обсадных колонн, состоящее из одно- и двухфланцевых колонных головок.

Ведущие заводы – изготовители устьевого оборудования поставляют колонные головки, в которых клиновые трубодержатели совмещены с верхним пакером. Распакеровка в них может происходить автоматически под действием веса обсадной колонны или принудительно путем ввинчивания специальных болтов.

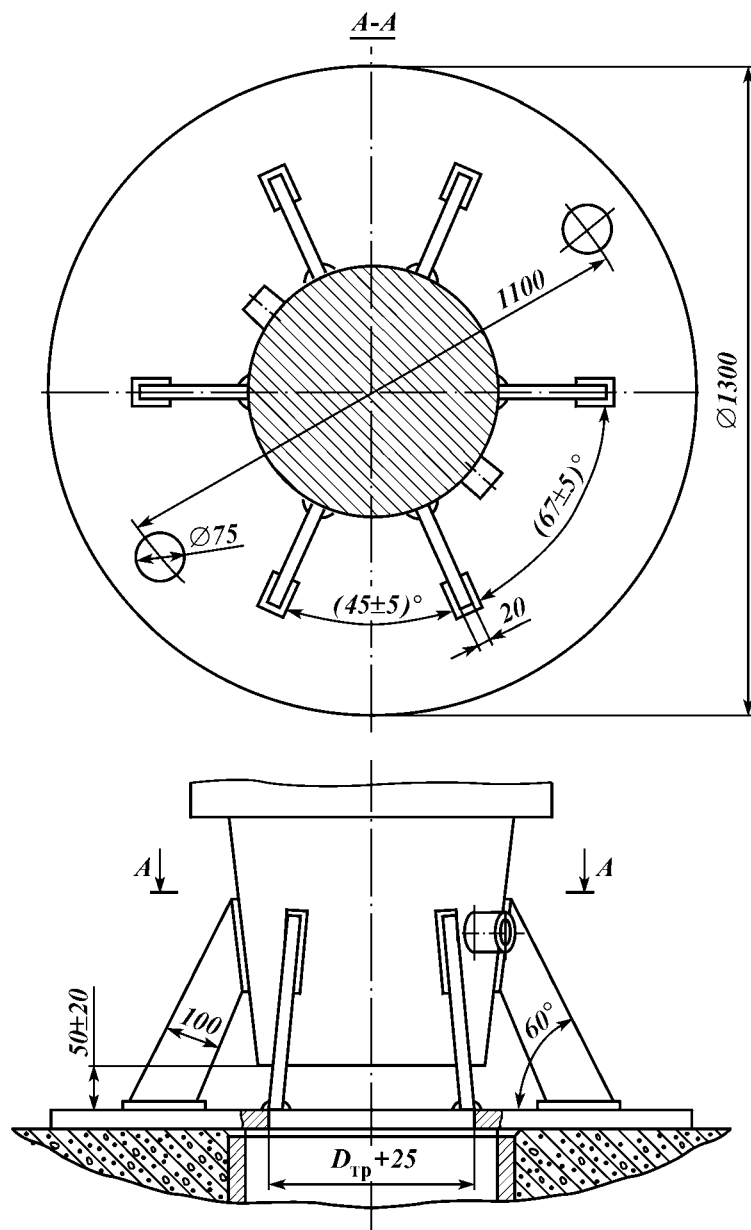


Рис. 21.8. Схема укрепления нижней части однофланцевой колонной головки опорной плитой ВНИИнефтемаша

Трехкорпусное оборудование устья скважины на рабочее давление 70 МПа для обвязки обсадных колонн диаметром 168, 245, 324 и 426 мм в коррозионно-стойком исполнении типа К3 обозначают шифром ОКК3-70–168×245×324×426К3 и изготавливают на Воронежском механическом заводе (рис. 21.9).



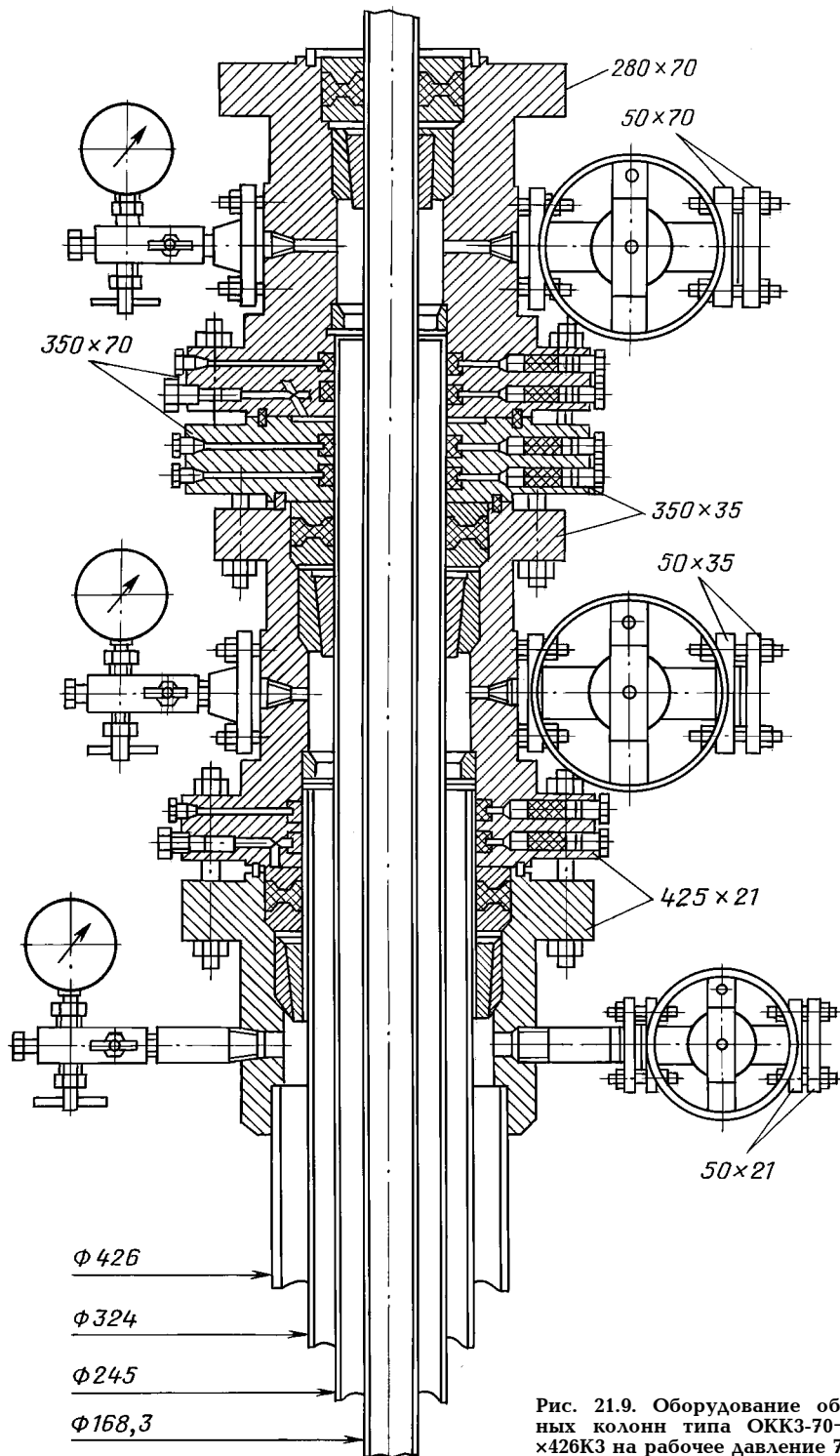


Рис. 21.9. Оборудование обвязки обсадных колонн типа ОКК3-70-168x245x324x426K3 на рабочее давление 70 МПа

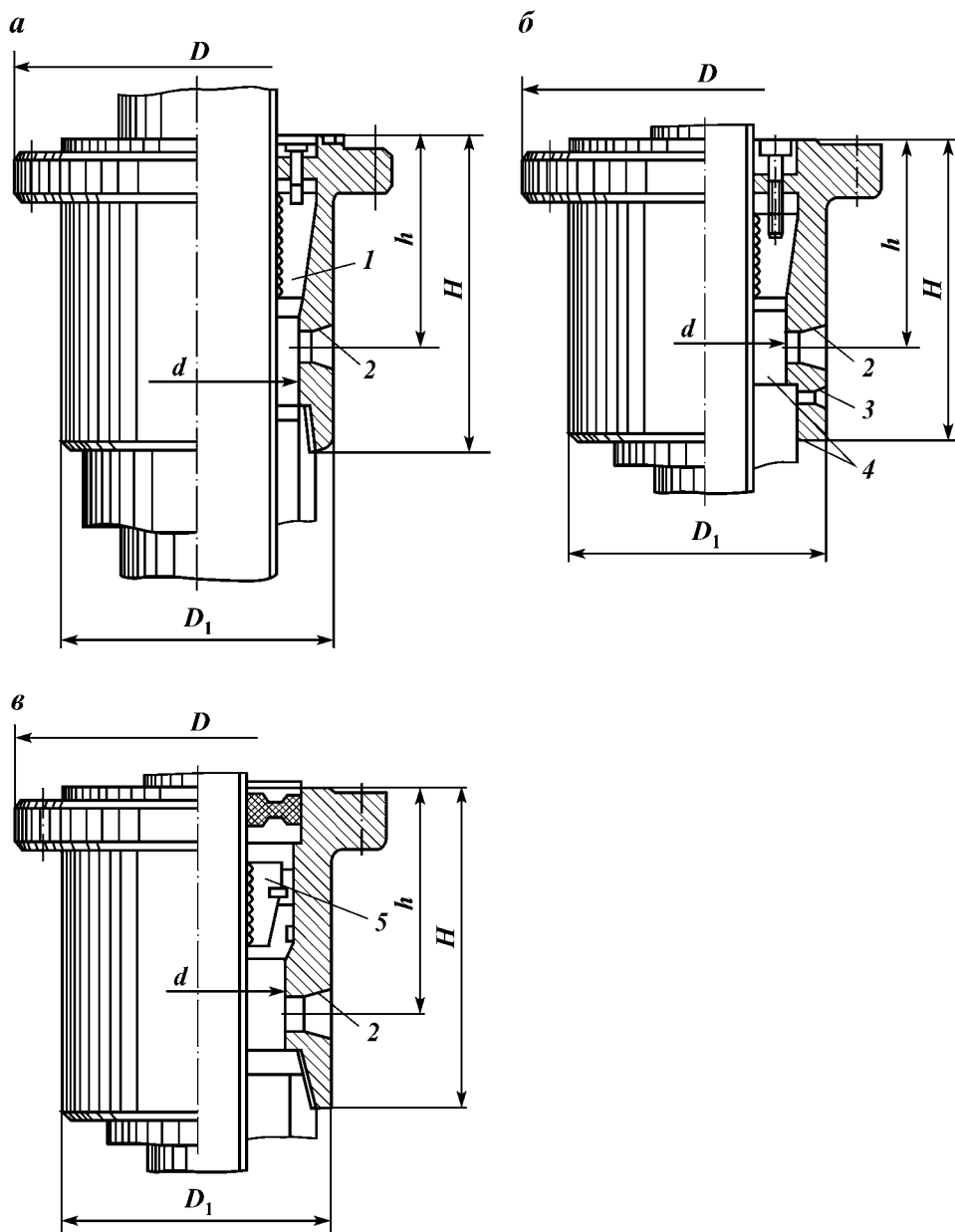


Рис. 21.10. Однофланцевые колонные головки Воронежского механического завода типов Ia (а), Ib (б), II (в):

1, 5 — подвеска клиновья; 2 — ввод в кольцевой зазор; 3 — контрольное отверстие; 4 — кондуктор

Таблица 21.3

Техническая характеристика оборудования устья скважин типов ОКК1, ОКК2 и ОКК3 на давление 21 и 35 МПа по ТУ 26-02-1146-93 конструкции ВНИИнефтемаша

| Тип оборудования  | Типоразмер            | Давление в секции, МПа |         |         | Максимальная температура скважинной среды, °С | Ориентировочная масса, кг |
|-------------------|-----------------------|------------------------|---------|---------|---|---------------------------|
|                   |                       | нижней                 | средней | верхней |   |                           |
| ОКК1              | ОКК1-21 – 140×219     | 21                     | –       | –       | 100   | 560                       |
|                   | ОКК1-21 – 140×245     |                        |         |         |   |                           |
|                   | ОКК1-21 – 140×273     |                        |         |         |   |                           |
|                   | ОКК1-21 – 146×219     |                        |         |         |   |                           |
|                   | ОКК1-21 – 146×245     |                        |         |         |   |                           |
|                   | ОКК1-21 – 146×273     |                        |         |         |   |                           |
|                   | ОКК1-21 – 168×245     |                        |         |         |   |                           |
|                   | ОКК1-21 – 168×273     |                        |         |         |   |                           |
|                   | ОКК1-35 – 140×219     |                        |         |         |   |                           |
|                   | ОКК1-35 – 140×245     |                        |         |         |   |                           |
|                   | ОКК1-35 – 140×273     |                        |         |         |   |                           |
|                   | ОКК1-35 – 146×219     |                        |         |         |   |                           |
|                   | ОКК1-35 – 146×245     |                        |         |         |   |                           |
|                   | ОКК1-35 – 146×273     |                        |         |         |   |                           |
| ОКК1-35 – 168×245 |                       |                        |         |         |   |                           |
| ОКК1-35 – 168×273 |                       |                        |         |         |   |                           |
| ОКК2              | ОКК2-21 – 140×219×299 | 21                     | –       | 21      | 120   | 1230                      |
|                   | ОКК2-21 – 146×219×299 |                        |         | 21      |   | 1210                      |
|                   | ОКК2-21 – 168×245×324 |                        |         | 21      |   | 1150                      |
|                   | ОКК2-21 – 178×245×324 |                        |         | 21      |   | 1130                      |
|                   | ОКК2-35 – 140×219×299 |                        |         | 35      |   | 1770                      |

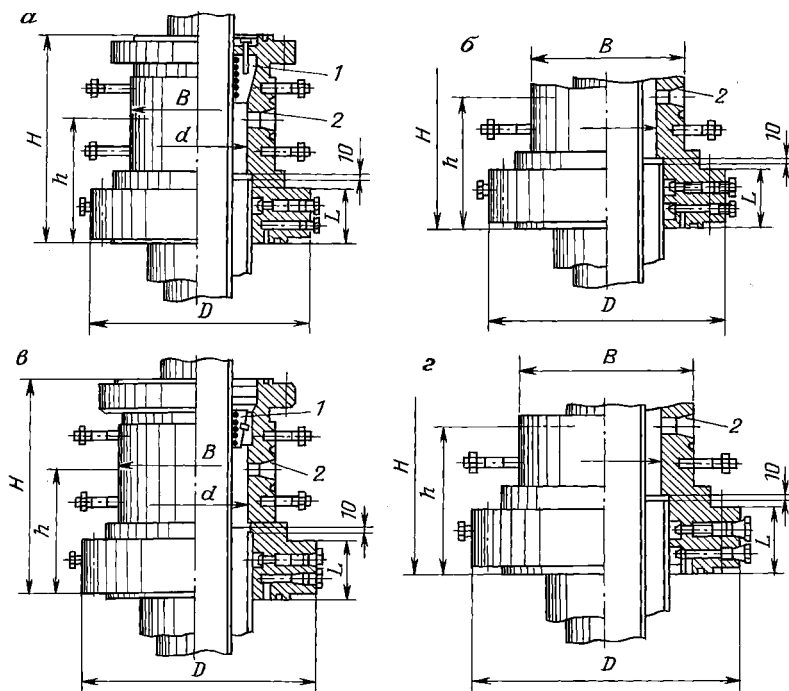


Рис. 21.11. Двухфланцевые колонные головки Воронежского механического завода: а, б – типа I с одинарным и двойным уплотнением; в, г – типа II с одинарным и двойным уплотнением; 1 – подвеска клиновая (тип I и II); 2 – резьба К = 1,5" (ГОСТ 6111–52)

Основные характеристики оборудования устья скважин типа ОКК на рабочее давление 21 и 35 МПа по ТУ 26-02-1146–93 для обвязки обсадных колонн по ГОСТ 632–80 приведены в табл. 21.3. По этим же техническим условиям изготавливает устьевое оборудование ряд заводов: ПО «Севмаш-предприятие» (г. Северодвинск), Электромеханический завод «Буревестник» (г. Гатчина Ленинградской области), ОАО «Станкомаш» (г. Челябинск).

На рис. 21.10 и 21.11 показаны колонные головки Воронежского механического завода, а в табл. 21.4 и 21.5 приведены их характеристики.

Таблица 21.4

**Техническая характеристика однофланцевых колонных головок (I и II типа) Воронежского механического завода (ГОСТ 30196–94)**

| Номинальные размеры фланца | Диаметр обсадных колонн, мм |                       | Наименьший проходной диаметр, мм | Размеры, мм (см. рис. 21.10) |                       |          |          |
|----------------------------|-----------------------------|-----------------------|----------------------------------|------------------------------|-----------------------|----------|----------|
|                            | Кондуктор                   | Подвешиваемая колонна |                                  | <i>D</i>                     | <i>D</i> <sub>1</sub> | <i>H</i> | <i>h</i> |
| 280×21-R53                 | 219                         | 146                   | 210                              | 545                          | 368                   | 457      | 320      |
|                            | 245                         | 168                   | 235                              |                              | 380                   | 458      | 395      |
|                            |                             | 178                   | 236                              |                              |                       | 560      |          |
| 350×14-R57                 | 324                         | 245                   | 304                              | 610                          | 405                   | 458      | 320      |
|                            |                             | 324                   | 385                              | 510                          | 432                   | 457      | 317      |
| 425×21-R66                 | 426                         | 299                   | 399                              | 705                          | 515                   | 467      | 290      |
| 425×21-R66                 |                             | 245                   | 235                              | 545                          | 368                   | 500      | 335      |
| 280×35-R54                 | 324                         | 168                   | 235                              | 675                          | 481                   | 457      | 317      |
|                            |                             | 245                   | 304                              |                              |                       | 460      |          |
|                            |                             | 340                   | 300                              |                              |                       | 457      |          |
|                            |                             | 299                   | 288                              |                              |                       | 500      |          |
| 350×35-BX160               | 324                         | 245                   | 304                              | 545                          | 371                   | 457      | 330      |
|                            |                             | 340                   | 300                              |                              |                       | 457      |          |
| 280×21-R53                 | 245                         | 168                   | 225                              | 610                          | 368                   | 500      | 335      |
|                            |                             | 234                   | 234                              |                              |                       | 432      |          |
| 350×21-R57                 |                             | 245                   | 314                              | 705                          | 432                   | 457      | 310      |
|                            |                             | 304                   | 406                              |                              |                       | 515      |          |
| 425×21-R66                 | 426                         | 324                   | 385                              | 510                          | 510                   | 467      | 290      |
|                            |                             | 340                   | 460                              |                              |                       | 628      |          |
| 527×21-R74                 | 508                         | 340                   | 460                              | 855                          | 628                   | 600      | 405      |

Таблица 21.5

**Техническая характеристика двухфланцевых колонных головок (I и II типа) Воронежского механического завода (ГОСТ 30196–94)**

| Параметры фланца по ГОСТ 28919–91, мм×МПа |          |          | Размеры обвязываемых колонн, мм |               | Наименьший проходной диаметр, мм | Размеры, мм (см. рис. 21.11) |          |          |          | Высота отрезаемой части уплотняемой трубы, мм |
|---|----------|----------|---------------------------------|---------------|----------------------------------|------------------------------|----------|----------|----------|---|
| нижнего                                   | верхнего | бокового | уплотняемой                     | подвешиваемой |                                  | <i>D</i>                     | <i>B</i> | <i>H</i> | <i>h</i> |   |
| 350×35                                    | 280×35   | 50×35    | 245                             | 168           | 230                              | 678                          | 432      | 675      | 318      | 150   |
| 425×21                                    | 350×35   |          | 324                             | 245           | 305                              | 705                          | 510      |          | 330      | 125   |
|   |          |          | 340                             |               | 306                              |                              | 508      |          |          | 130   |
|   |          | 65×35    | 299                             | 219           |                                  | 460                          |          | 150*     |          |   |
| 350×21                                    | 280×35   | 50×35    | 245                             | 168           | 218                              | 610                          | 372      | 318      | 165*     |   |
| 350×35                                    | 280×70   |          | 219                             |               | 194                              | 675                          |          |          | 150*     |   |

Продолжение табл. 21.5

| Параметры фланца по ГОСТ 28919–91, мм×МПа |          |          | Размеры обвязываемых колонн, мм |               | Наименьший проходной диаметр, мм | Размеры, мм (см. рис. 21.11) |     |     |     | Высота отрезаемой части уплотняемой трубы, мм |
|---|----------|----------|---------------------------------|---------------|----------------------------------|------------------------------|-----|-----|-----|---|
| нижнего                                   | верхнего | бокового | уплотняемой                     | подвешиваемой |                                  | D                            | B   | H   | h   |   |
|   | 230×70   | 50×70    | 245                             | 140           |                                  | 675                          | 410 |     | 321 |   |
| 540×35                                    | 425×70   |          | 340                             | 273           | 308                              | 990                          | 560 | 820 | 420 | 155*  |
| 350×21                                    |          |          |                                 | 168           |                                  | 610                          | 372 | 675 |     |   |
| 350×14                                    |          |          |                                 | 140           |                                  | 560                          | 350 |     |     |   |
|   |          |          |                                 | 168           |                                  |                              |     |     |     |   |
| 350×21                                    | 280×21   | 50×21    | 245                             | 146           | 225                              |                              | 372 | 760 | 357 | 165*  |
|   |          |          |                                 | 168           |                                  |                              |     |     |     |   |
|   |          |          |                                 | 178           |                                  |                              |     |     |     |   |
|   |          |          |                                 | 146           |                                  |                              |     |     |     |   |
|   |          |          |                                 | 168           |                                  |                              |     |     |     |   |
|   |          |          |                                 | 178           |                                  |                              |     |     |     |   |
|   | 280×35   |          | 219                             | 140           | 200                              | 610                          |     |     |     |   |
|   | 280×35   | 50×35    | 245                             | 245           | 218                              |                              |     | 675 |     |   |
| 425×21                                    | 350×35   |          | 324                             | 245           | 305                              | 705                          | 460 |     |     | 140*  |
|   | 230×70   |          | 219                             |               | 200                              |                              | 390 | 760 | 345 |   |
| 350×35                                    |          | 50×70    |                                 | 140           | 225                              | 675                          | 408 | 675 |     | 165*  |
|   |          |          |                                 |               | 218                              |                              |     | 675 |     |   |
|   | 280×70   |          | 245                             | 168           | 225                              |                              | 510 | 760 | 380 |   |
| 350×70                                    |          |          |                                 | 178           | 230                              | 770                          |     |     | 380 | 150*  |
|   |          |          |                                 | 140           | 225                              | 885                          | 522 | 900 | 440 | 155*  |
| 350×105                                   | 280×105  | 50×105   |                                 | 140           | 225                              | 610                          | 362 | 675 | 322 |   |
| 350×21                                    | 280×35   | 50×35    | 245                             | 168           | 238                              | 705                          | 460 | 675 | 330 | 140   |
| 425×21                                    | 350×35   |          | 324                             | 245           | 270                              | 610                          | 367 | 680 | 322 |   |
| 350×21                                    | 280×35   | 65×35    | 245                             | 168           | 238                              | 675                          | 390 | 690 | 345 |   |
| 350×35                                    |          |          |                                 |               |                                  |                              |     |     |     |   |

\*С двумя уплотнениями.

## 21.2. ПРОТИВОВЫБРОСОВОЕ ОБОРУДОВАНИЕ

Оборудование противовыбросовое (ОП) представляет собой комплекс, состоящий из сборки превенторов, манифольда и гидравлического управления превенторами, предназначенный для управления проявляющей скважиной в целях обеспечения безопасных условий труда персонала, предотвращения открытых фонтанов и охраны окружающей среды от загрязнения в умеренном и холодном макроклиматических районах.

Область применения ОП – строительство и капитальный ремонт нефтяных и газовых скважин.

Основные задачи комплекса – сохранение находящегося в скважине бурового раствора и проведение операций по его замещению (глушение скважины) другим с требуемыми параметрами.

Комплекс ОП обеспечивает проведение следующих работ:

герметизацию скважины, включающую закрывание и открывание плашек (уплотнителя) без давления и под давлением;

спуск и подъем колонны буровых труб при герметизированном устье, включая протаскивание замковых соединений, расхаживание труб, подвешивание колонны труб на плашки и удержание ее в скважине плашками при выбросе;

циркуляцию бурового раствора с созданием регулируемого противодавления на забой и его дегазацию;

оперативное управление гидроприводными составными частями оборудования.

Основные параметры ОП и его составных частей соответствуют требованиям ГОСТ 13862–90 и данным, приведенным в табл. 21.6.

В соответствии с ГОСТом предусмотрено 10 типовых схем обвязки ОП:

схемы 1 и 2 – с механическим (ручным) приводом превенторов;

схемы 3–10 – с гидравлическим приводом превенторов.

На рис. 21.12 приведены схемы 1, 3, 7 и 10. Схема включает блок превенторов (плашечные с ручным или гидравлическим управлением, кольцевой, соединительные катушки и крестовина), станцию гидроуправления превенторами и гидроуправляемыми задвижками и манифольд противовыбросового оборудования, состоящий из блока глушения, блока дросселирования с запорной и регулирующей арматурой, напорных трубопроводов и блока сепаратора бурового раствора.

Типовые схемы обвязки ОП по ГОСТ 13862–90 устанавливают минимальное число необходимых составных частей блока превенторов и манифольда, которые могут дополняться в зависимости от конкретных условий строящейся или ремонтируемой скважины.

В ОП для бурения допускается уменьшение условного диаметра прохода линий, соединяемых с дросселем, и линий глушения до 50 мм, увеличение условного диаметра прохода линий дросселирования до 100 мм. При этом условный диаметр прохода боковых отводов устьевого крестовины должен быть не более условного диаметра прохода подсоединяемой линии манифольда.

Допускается также применять станции гидропривода с номинальным давлением из следующего ряда: 16; 25; 32; 40 МПа.

Условное обозначение ОП по ГОСТ 13862–90 состоит из слова «оборудование», шифра, построенного по приведенной ниже схеме, и наименования нормативно-технического документа на поставку или стандарта:

Таблица 21.6

**Основные параметры противовыбросового оборудования**

| Условный диаметр прохода ОП, мм | Рабочее давление, МПа                               | Условный диаметр прохода манифольда, мм |             | Номинальное давление станции гидропривода (для схем 3–10), МПа | Максимальный диаметр трубы, проходящей с трубодержателем (подвеской) через ОП, мм |
|---------------------------------|---|---|-------------|--|---|
|                                 |   | для бурения                             | для ремонта |  |   |
| 100                             | 14; 21; 35; 70 <sup>*1)</sup>                       | 80                                      | 50; 65; 80  | 10,5; 14; 21; 35   | —   |
| 180                             | 14; 21 <sup>*2)</sup> ; 35 <sup>*2)</sup> ; 70; 105 |   |             |  | 127   |
| 230                             | 35 <sup>*3)</sup> ; 70 <sup>*3)</sup>               |   |             |  | 146   |
| 280                             | 21; 35; 70 <sup>*4)</sup> ; 105                     |   |             |  | 194   |
| 350                             | 21; 35 <sup>*3)</sup> ; 70                          |   |             |  | 273   |
| 425                             | 21; 35  |   |             |  | 340   |
| 476                             | 35; 70  |   |             |  | 377   |
| 540                             | 14; 21  |   |             |  | 426   |
| 680                             | 7; 14   |   |             |  | 560   |

\*<sup>1)</sup>Изготовитель – МНПЭК.  
\*<sup>2)</sup>Изготовитель – ПО «Баррикады».  
\*<sup>3)</sup>Изготовитель – ОАО «ВЗБТ».  
\*<sup>4)</sup>Изготовитель – Пермский машиностроительный завод.

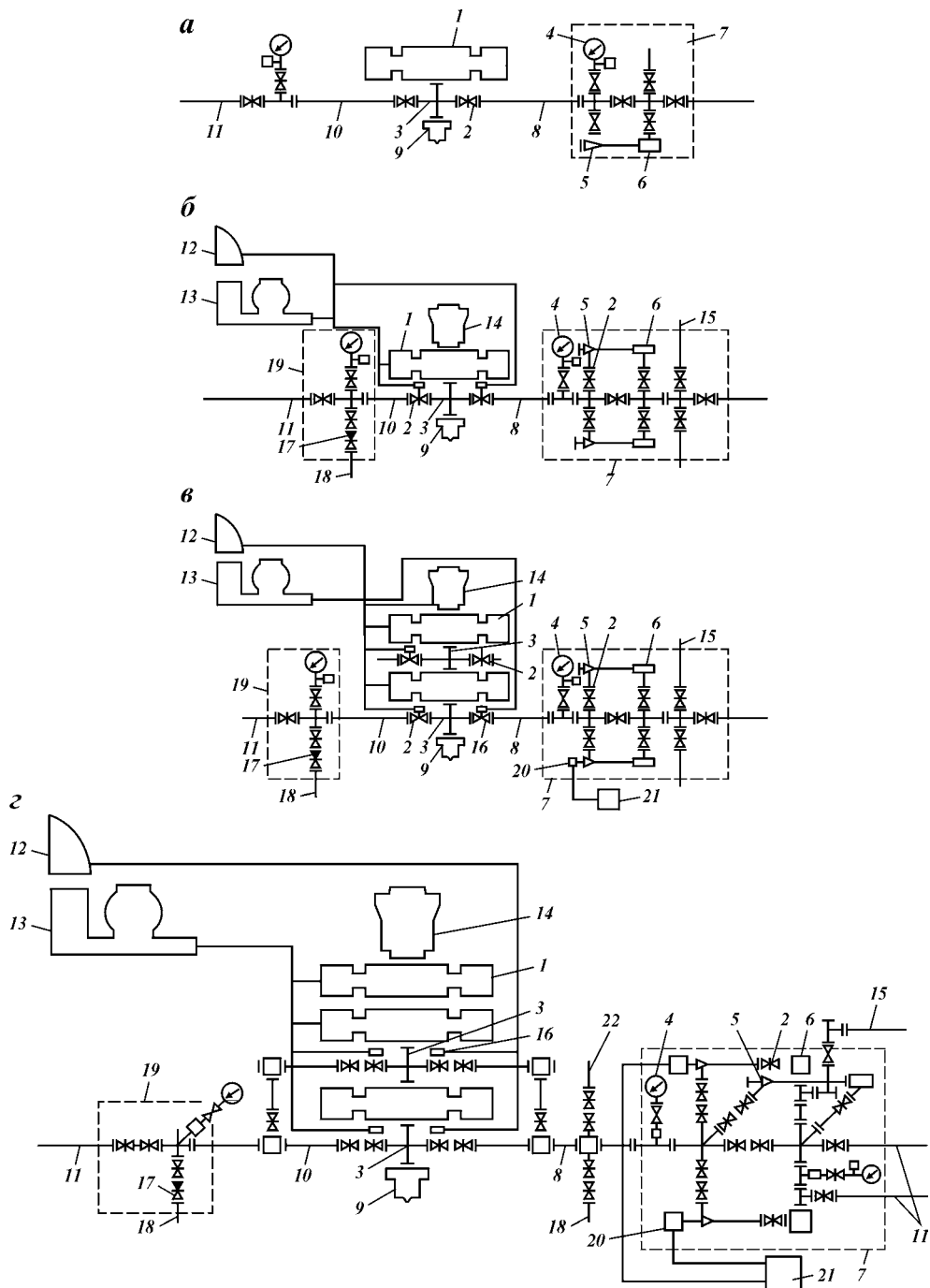


Рис. 21.12. Типовые схемы обвязки противовыбросового оборудования по ГОСТ 13862–90: а – схема 1; б – схема 3; в – схема 7; г – схема 10; 1 – плащечный преентвор; 2 – задвижка с ручным управлением; 3 – крестовина; 4 – манометр с запорным и разрядным устройствами; 5 – регулируемый дроссель с ручным управлением; 6 – гаситель потока; 7 –

Таблица 21.7

## Коррозионное исполнение ОП

| Скважинная среда с объемным содержанием              | Обозначение коррозионно-стойкого исполнения |
|--|---|
| CO <sub>2</sub> – до 6 %                             | К1  |
| CO <sub>2</sub> и H <sub>2</sub> S – до 6 % каждого  | К2  |
| CO <sub>2</sub> и H <sub>2</sub> S – до 25 % каждого | К3  |

Таблица 21.8

## Техническая характеристика ОП

| Показатель   | Типоразмер оборудования            |                                   |                               |  |
|--|------------------------------------|-----------------------------------|-------------------------------|--|
|  | ОП5-230×35 – А<br>(ТУ 3-2451 – 91) | ОП-230×70 – А<br>(ТУ 3-2533 – 94) | ОП-280×70<br>(ТУ 3-2496 – 92) | ОП-350×35<br>(ТУ 3661-006-07500846 – 96) |
| Номер схемы обвязки оборудования по ГОСТ 13862 – 90  | 5 и 6                              | 5, 6 и 7                          | 5, 6 и 7                      | 5, 6, 7 и 8                              |
| Условный диаметр прохода, мм:  |                                    |                                   |                               |  |
| блока превенторов  | 230                                |                                   | 280                           | 350                                      |
| Рабочее давление, МПа:   |                                    |                                   |                               |  |
| плашечных превенторов и манифольда   | 35                                 | 70                                |                               | 35                                       |
| Условный диаметр труб, уплотняемый плашками превентора, мм   | 73 – 168                           | 73 – 168                          | 60,3 – 194,0                  | 73 – 273                                 |
| Номинальное рабочее давление гидроуправления превенторами, МПа   | 14                                 |                                   | 21,0                          | 14 и 21                                  |
| Состав комплекта ОП (шифр):  |                                    |                                   |                               |  |
| кольцевой превентор  | ПУ1-230×35                         | ПУ1-230×35А                       | ПУ2-230×35                    | ПУ2-350×35                               |
| плашечный превентор  | ППГ-230×35                         | ППГ-230×70                        | ППГ-280×70                    | ППГ-350×35                               |
| манифольда   | МПБ5-80×35                         | МПБ6-80×70                        | МПБ6-80×70                    | МПБ5-80×35                               |
| гидроуправление превенторами   | ГУП14                              | ГУП14                             | СУ21-65                       | СУ14-916                                 |
| Габаритные размеры блока превенторов (длина, ширина, высота), мм   | 2762×880×2530                      | 2950×880×3535                     | 3100×1062×3222                | 2900×1250×3490                           |
| Масса полного комплекта, кг  | 17 094                             | 23 278                            | 37 565                        | 39 900                                   |
| Изготовитель   | ОАО «ВЗБТ»                         |                                   | Пермский машзавод им. Ленина  | ОАО «ВЗБТ»                               |
| Примечание. Для всех указанных типоразмеров условный диаметр прохода манифольда – 80 мм, рабочее давление кольцевого превентора – 35 МПа, температура скважинной среды – 150 °С. |                                    |                                   |                               |  |

блок дросселирования; 8 – линия дросселирования; 9 – устье скважины; 10 – линия глушения; 11 – прямой сброс; 12 – вспомогательный пульт; 13 – гидроуправление превенторами с основным пультом; 14 – кольцевой превентор; 15 – отвод к сепаратору; 16 – задвижка с гидроуправлением; 17 – обратный клапан; 18 – отвод к буровым насосам; 19 – блок глушения; 20 – регулируемый дроссель с гидроуправлением; 21 – пульт управления дросселем; 22 – отвод к системе опробования скважины



диаметр условный прохода ОП, мм;  
диаметр условный прохода манифольда, мм;  
рабочее давление, МПа;  
тип исполнения изделия по коррозионной стойкости — в зависимости от скважинной среды (табл. 21.7);

обозначение модификации, модернизации (при необходимости).

Пример условного обозначения ОП по схеме 6 на рабочее давление 35 МПа с условным диаметром прохода превенторного блока 280 мм и манифольдом с условным диаметром прохода 80 мм: оборудование ОП6-280/80×35, ГОСТ 13862–90.

То же для ОП по схеме 9 на рабочее давление 70 МПа с условным диаметром прохода превенторного блока 280 мм, превентором с перерезывающими плашками и манифольдом с условным диаметром прохода 80 мм: оборудование ОП9с-280/80×70, ГОСТ 13862–90.

В табл. 21.8 приведена краткая техническая характеристика ОП, поставляемого заводами России.

#### ПЛАШЕЧНЫЕ ПРЕВЕНТОРЫ

Плашечные превенторы предназначены для герметизации устья при наличии в скважине труб или в отсутствие их; применяют для эксплуатации в умеренном и холодном макроклиматических районах.

Плашечные превенторы обеспечивают возможность расхаживания колонны труб при герметизированном устье в пределах длины между замковыми или муфтовыми соединениями, подшивание колонны труб на плашки и ее удержание от выталкивания под действием скважинного давления.

Установлена следующая система обозначения плашечного превентора:

тип превентора и вид привода — ППГ (плашечный с гидроприводом), ППР (плашечный с ручным приводом), ППС (плашечный с перерезывающими плашками);

конструктивное исполнение — с трубными или глухими плашками — не обозначается;

диаметр условный прохода, мм;

рабочее давление, МПа;

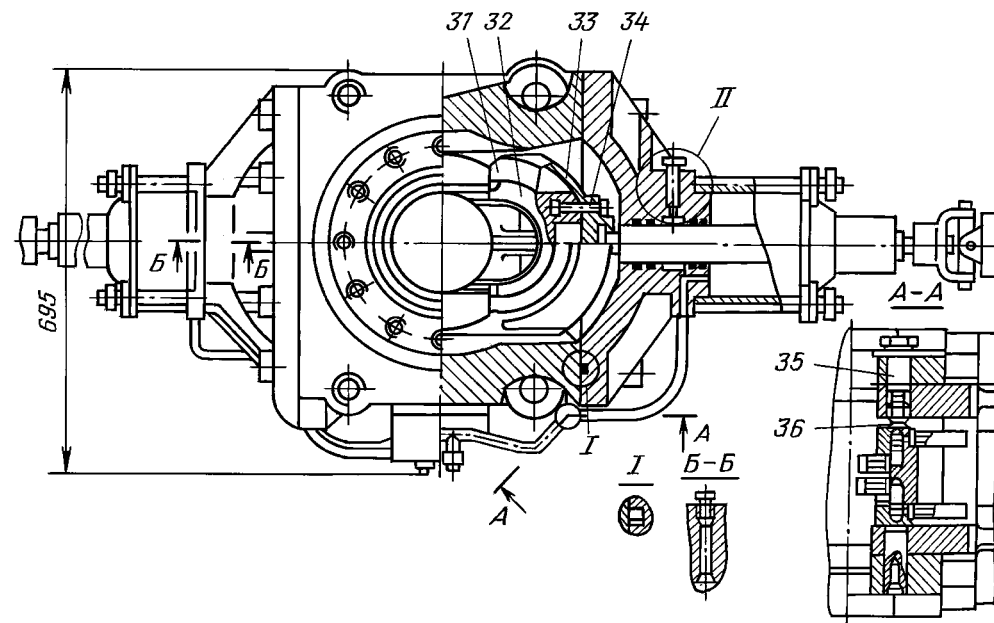
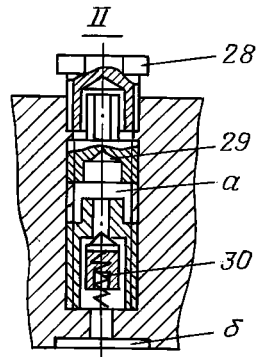
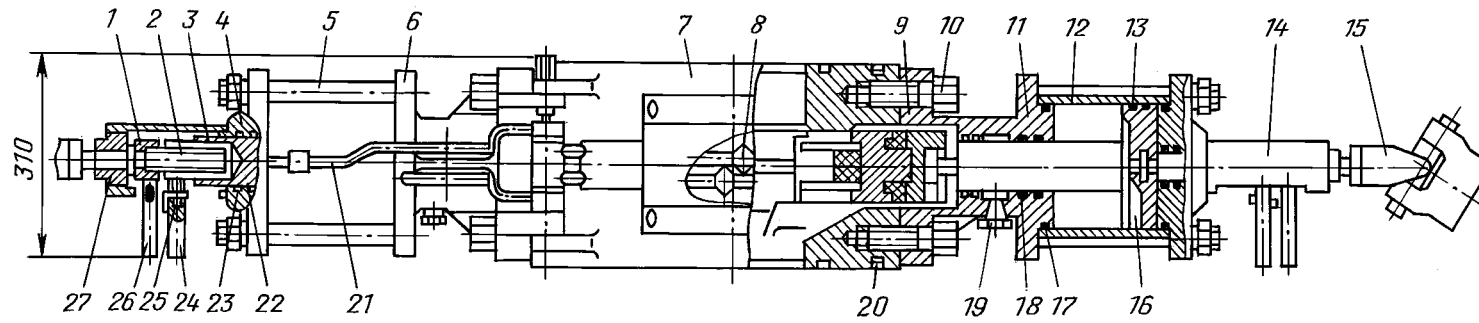
тип исполнения — в зависимости от скважинной среды (К1, К2, К3).

**Плашечные превенторы с гидравлическим управлением** предназначены для герметизации устья скважины в целях предупреждения выброса. Их изготавливают на Волгоградском заводе буровой техники (ОАО «ВЗБТ») и заводом им. Лейтенанта Шмидта (г. Баку). ВЗБТ выпускает плашечные превенторы ППГ–230×35 и ППГ–230×70.

Плашечный превентор ППГ–230×35 (рис. 21.13) состоит из корпуса 7

**Рис. 21.13. Плашечный превентор ППГ–230×35:**

1 — гайка; 2 — вал; 3 — шток; 4, 14 — крышки; 5 — шпилька; 6, 11 — откидные крышки с гидроцилиндром; 7 — корпус превентора; 8 — распределительный коллектор; 9 — армированное уплотнение; 10, 29, 34, 35 — винты; 12 — цилиндр; 13, 17, 18, 22 — резиновые уплотнительные кольца; 15 — вилка; 16 — поршень; 19 — пробка; 20 — паропровод; 21 — маслопровод; 23 — сальниковое кольцо; 24, 26 — пальцы; 25 — ось; 27 — втулка; 28 — пробка; 30 — обратный клапан; 31 — уплотнение плашки; 32 — вкладыш; 33 — корпус плашки; 36 — пружинное кольцо; а, б — полости для уплотнительного смазочного материала



и крышек 6, 11 с гидроцилиндрами. Корпус 7 представляет собой стальную отливку коробчатого сечения, имеющую вертикальное проходное отверстие диаметром 230 мм и горизонтальную сквозную прямоугольную полость, в которой размещаются и движутся плашки. Полость корпуса с обеих сторон закрывается откидными крышками 6 и 11, шарнирно подвешенными на корпусе. Крышки крепятся к корпусу 7 винтами 10. Такая конструкция превенторов позволяет быстро заменять плашки, не снимая превентора с устья бурящейся скважины даже при наличии в ней инструмента.

Плашечные превенторы укомплектовываются следующими плашками: трубными, каждая пара из которых уплотняет трубы определенного размера; глухими, герметизирующими скважину в отсутствие в ней инструмента.

Специальные треугольные выступы на вкладышах трубных плашек обеспечивают принудительное центрирование колонны труб при закрытии превентора. Плашку в собранном виде насаживают на Т-образный паз штока и вставляют в корпус превентора.

Каждая плашка перемещается поршнем 16 гидравлического цилиндра 12. От коллектора 8 по маслоспроводам 21 и через поворотное ниппельное соединение масло под давлением поступает в гидроцилиндры. Палец 24 служит визуальным указателем положения «Открыто — закрыто» плашек превентора, палец 26 — указателем положения фиксатора плашек. Для фиксации плашек в положении «Закрыто» с помощью ручного привода необходимо вращать штурвалы по часовой стрелке; через вилку 15 вращение передается на вал 2, по которому передвигается гайка 1 с пальцем 26 до упора в шток 3. Полость плашек превенторов в зимнее время при температуре ниже  $-5\text{ }^{\circ}\text{C}$  следует обогревать паром, подаваемым в паропровод 20 корпуса превентора через отверстие в нем.

Крышка корпуса уплотняется армированным уплотнением 9.

Для аварийного уплотнения штока в случае изнашивания (или прорыва) уплотнительного элемента на крышках превентора имеются специальные приспособления, состоящие из винта 29 и обратного клапана 30. Полость *a* при эксплуатации заполняется пластичным уплотнительным смазочным материалом для фонтанной арматуры. Уплотнение штока достигается за счет нагнетания смазочного материала под давлением в полость *b*. Давление создается винтом 29. При проверке герметичности уплотнительных элементов штока полость *b* следует держать открытой (с вывинченной пробкой 19).

На рис. 21.14 показана детализировка двойного плашечного превентора, а на рис. 21.15 — плашки превенторов.

Пример условного обозначения плашечного превентора с гидроприводом, условным диаметром прохода 350 мм на рабочее давление 35 МПа для сред типа К2: ППГ — 350×35К2.

---

**Рис. 21.14. Превентор плашечный двойной ( $D_u = 180\text{ мм}$ ,  $p_r = 70\text{ МПа}$ ) Воронежского механического завода:**

1 — корпус; 1А — фланец корпуса; 1Е — боковые отводы из-под плашек с фланцами; 2А — обратный клапан с уплотнением; 2В — втулка с уплотнением; 2С — пробка с уплотнением; остальные детали 2 с буквами D, E, F, J, K, L, M, N, P, Q, R, S, T, U, Z — уплотнительные кольца; 3 — болт крепления крышки и промежуточного фланца корпуса; 4 — гидроцилиндр; 5 — поршень гидроцилиндра; 6, 13 — поршень закрывания и открывания крышки; 7 — болт крышки; 8, 16 — шпильки; 9 — гайка; 10, 10А — корпус фиксатора плашки; 11 — фиксатор плашки; 12 — крышка; 14 — цилиндр для открывания крышки; 15 — промежуточный фланец корпуса

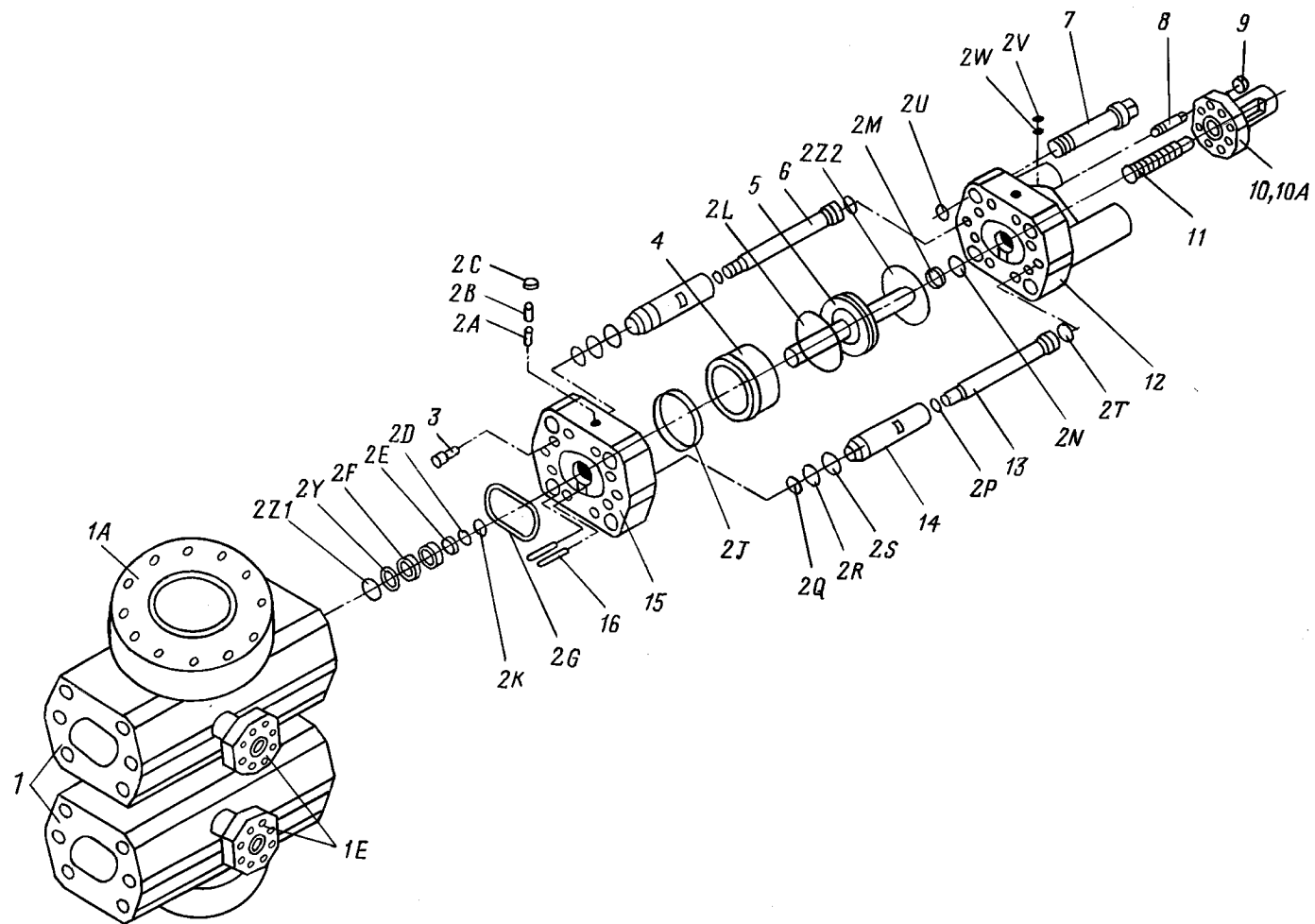


Таблица 21.9

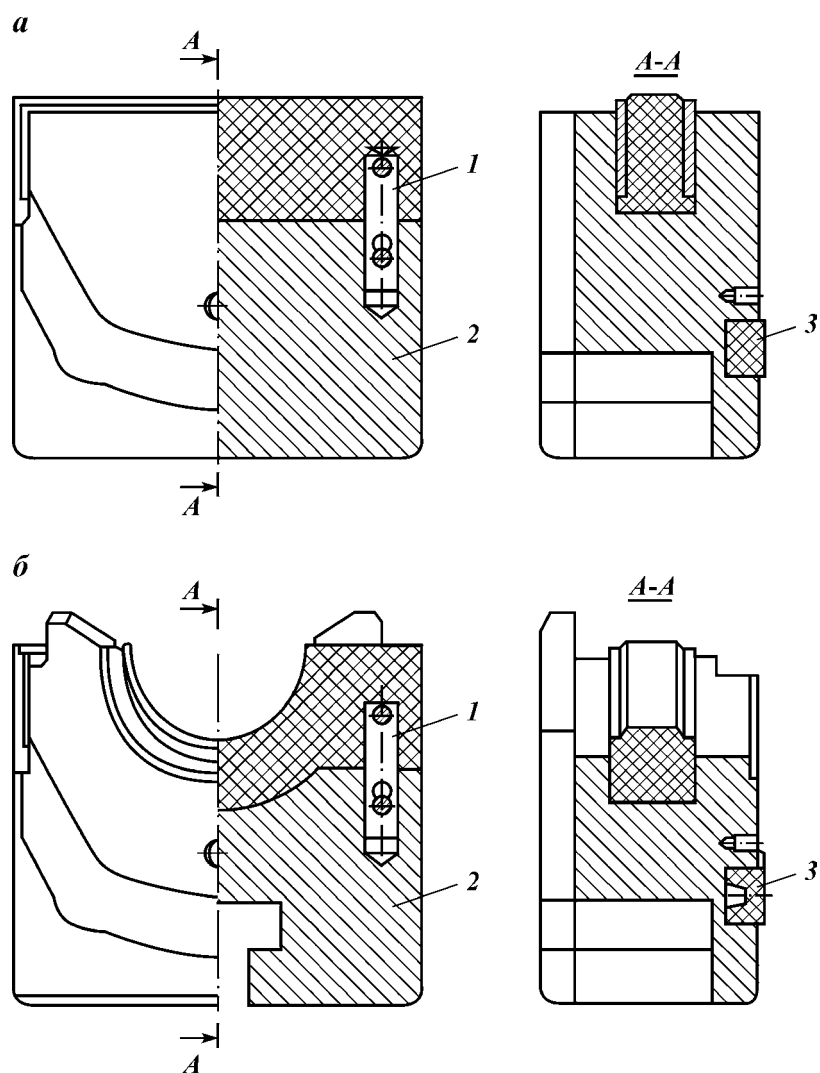
## Техническая характеристика пласечных превенторов

| Показатель   | Типоразмер превентора |                   |                   |                                    |                    |                                   |               |  |
|--|-----------------------|-------------------|-------------------|------------------------------------|--------------------|-----------------------------------|---------------|--|
|  | ППР-180×21(35)        | ППГ-230×35        | ППГ-230×70        | ППГ-280×70                         | ППГ-350×35         | ППГ-180×70К3                      | ППГ2-180×70К3 |  |
| Условный диаметр прохода, мм                         | 180                   | 230               | 230               | 280                                | 350                | 180                               | 180           |  |
| Рабочее давление, МПа:                               | 21 (35)               | 35                | 70                | 70                                 | 35                 | 70                                | 70            |  |
| пробное  | 42 (70)               | 70                | 105               | 105                                | 70                 | 105                               | 105           |  |
| в системе гидроуправления                            | —                     | 10,0              | 10,5              | 10,5                               | 14,0               | 21                                | 21            |  |
| Тип управления                                       | Ручной                | Гидравлический    |                   |                                    |                    |                                   |               |  |
| Диаметр условных труб, уплотняе-<br>мый плашками, мм | 42 – 140              | 73 – 168          | 60 – 194          | 73 – 273                           | 33 – 127           |                                   |               |  |
| Нагрузка на плашки, кН (тс):                         |                       |                   |                   |                                    |                    |                                   |               |  |
| от массы колонны труб                                | 560 (56)              | 1100 (110)        | 2700 (270)        | 2500 (250)                         | 1600 (160)         |                                   |               |  |
| выталкивающая  | 160 (16)              | 450 (45)          | 800 (80)          | 1100 (110)                         | 560 (56)           |                                   |               |  |
| Габаритные размеры (длина, шири-<br>на, высота), мм  | 1800×540×540          | 2085×670×<br>×310 | 2630×790×<br>×405 | 310×660×950                        | 2900×1250×<br>×450 |                                   |               |  |
| Масса, кг  | 1315                  | 840               | 1660              | 5900                               | 2700               |                                   |               |  |
| Изготовитель   | ПО «Баррикады»        | ОАО «ВЗБТ»        |                   | Пермский<br>машзавод им.<br>Ленина | ОАО<br>«ВЗБТ»      | Воронежский механический<br>завод |               |  |

Таблица 21.10

## Техническая характеристика пласечных превенторов, изготавливаемых НПП «Сиббурмаш»

| Показатель   | Типоразмер превентора     |                           |                                     |                                     |                                     |                                     |
|--|---------------------------|---------------------------|-------------------------------------|-------------------------------------|-------------------------------------|-------------------------------------|
|  | ПМТ-125×21                | ПМТК-125×21               | ПМТ-156×21                          | ПМТК-156×21                         | ПМТР-156×35                         | ПМТ2-156×21                         |
| Условный диаметр прохода, мм   | 125                       | 125                       | 156                                 | 156                                 | 156                                 | 156                                 |
| Рабочее давление, МПа  | 21                        | 21                        | 21                                  | 21                                  | 35                                  | 21                                  |
| Диаметр уплотняемых труб, мм   | 0; 33; 42; 48; 60; 73; 89 | 0; 33; 42; 48; 60; 73; 89 | 0; 33; 42; 48; 60; 73; 89; 102; 114 | 0; 33; 42; 48; 60; 73; 89; 102; 114 | 0; 33; 42; 48; 60; 73; 89; 102; 114 | 0; 33; 42; 48; 60; 73; 89; 102; 114 |
| Диаметр присоединительного флан-<br>ца, мм   | 180×21                    | 180×21                    | 180×21                              | 180×21                              | 180×35                              | 180×21                              |
| Габаритные размеры, мм:  |                           |                           |                                     |                                     |                                     |                                     |
| длина  | 1040                      | 1040                      | 1185                                | 1185                                | 1240                                | 1185                                |
| ширина   | 380                       | 380                       | 380                                 | 380                                 | 395                                 | 380                                 |
| высота   | 480                       | 560                       | 480                                 | 590                                 | 576                                 | 590                                 |
| Масса, кг  | 260                       | 280                       | 290                                 | 310                                 | 320                                 | 520                                 |
| Примечание. Для указанных типоразмеров диаметр уплотняемого геофизического кабеля – 0, 6, 9, 11, 16 мм; привод плашек – ручной; центратор трубы – сменный. |                           |                           |                                     |                                     |                                     |                                     |



**Рис. 21.15. Плашки превенторов ОАО «ВЗБТ»:**

*a* – глухая; *б* – трубная; 1, 3 – уплотнения плашки; 2 – корпус плашки

Плашечные превенторы поставляют в комплекте противовыбросового оборудования или россыпью.

Технические характеристики плашечных превенторов даны в табл. 21.9–21.11.

Основные показатели надежности плашечного превентора обеспечивают периодическую проверку его на функционирование путем закрытия на трубе, опрессовкой буровым раствором или водой и открытия, а также возможностью расхождения буровой колонны на длине трубы под избыточным давлением. Показатели надежности плашечных превенторов установлены ГОСТ 27743–88.

Таблица 21.11

Техническая характеристика плашечных превенторов, выпускаемых Воронежским механическим заводом и ОАО «Станкотехника»

| Показатель                                     | Типоразмер превентора |                      |               |                                 |  |
|--|-----------------------|----------------------|---------------|---------------------------------|--|
|  | ППР-103×21            | ПП-180×21            | ПП-180×35     | ПП2-230×21                      | ПП2-230×21                                   |
| Условный диаметр прохода, мм                   | 103                   | 180                  |               | 230                             |  |
| Рабочее давление, МПа                          | 21                    | 21                   | 35            | 21                              |  |
| Диаметр уплотняемых труб, мм                   | –                     | 60; 73; 89; 102; 114 |               | 0,48; 60; 73; 89; 102; 114; 168 | 48; 60; 73; 89; 102; 114; 127; 140; 146; 168 |
| Диаметр уплотняемого кабеля, мм                | 2; 5 (4; 6)           | 6; 9; 11; 16         |               | –                               | –  |
| Привод плашек                                  | –                     | Ручной               |               |                                 | Гидравлический                               |
| Давление пара в камере обогрева, МПа, не более | –                     | 0,1                  |               |                                 |  |
| Тип соединения с другим оборудованием          | На резьбе             | Фланец 180×21        | Фланец 180×35 | Фланец 230×21                   |  |
| Габаритные размеры, мм:                        |                       |                      |               |                                 |  |
| длина  | 915                   | 1500                 | 1518          | 1984                            | 2210   |
| ширина   | 292                   | 636                  | 662           | 722                             | 790  |
| высота (с фланцами)                            | 1070                  | 744                  | 824           | 1000                            | 1035   |
| Масса, кг, не более                            | 270                   | 1150                 | 1300          | 1750                            | 4670   |

#### УНИВЕРСАЛЬНЫЕ (КОЛЬЦЕВЫЕ) ПРЕВЕНТОРЫ

Кольцевые превенторы предназначены для герметизации устья скважины при наличии колонны труб или в отсутствие ее.

Установлена следующая система обозначения кольцевых превенторов:

ПУ – превентор кольцевой (универсальный);

конструктивное исполнение;

1 – с конической наружной поверхностью уплотнителя;

2 – со сферической наружной поверхностью уплотнителя;

диаметр условный прохода, мм;

рабочее давление, МПа.

Кольцевой уплотнитель универсального превентора должен позволять: протаскивание колонны труб общей длиной не менее 2000 м при давлении в скважине не более 10 МПа с замковыми муфтовыми соединениями со специальными фасками, снятыми под углом 18°; расхаживание и проворачивание колонны; открытие и закрытие превентора на расчетное число циклов; быструю замену кольцевого уплотнителя без демонтажа превентора.

**Универсальный превентор ПУ1–230×35** (рис. 21.16) состоит из корпуса 3, крышки 1, плунжера 5, кольцевого уплотнителя 4, втулки 9. Корпус, плунжер и крышка – стальные отливки ступенчатой формы. Крышку ввинчивают в корпус с помощью прямоугольной резьбы. Кольцевой уплотнитель – массивное резиновое кольцо, армированное металлическими вставками двутаврового сечения.

Корпус, плунжер и крышка образуют в превенторе две гидравлические камеры *a* и *b*, изолированные манжетами. Камера *a* – распорная и служит для открытия превентора, камера *b* – запорная и служит для его закрытия. Под давлением масла, подаваемого в запорную камеру из системы гидроуправления, плунжер движется вверх, перемещая кольцевой уплотнитель; последний при этом герметизирует устье скважины вокруг любой части бурильной колонны, а также в ее отсутствие. Для открытия пре-

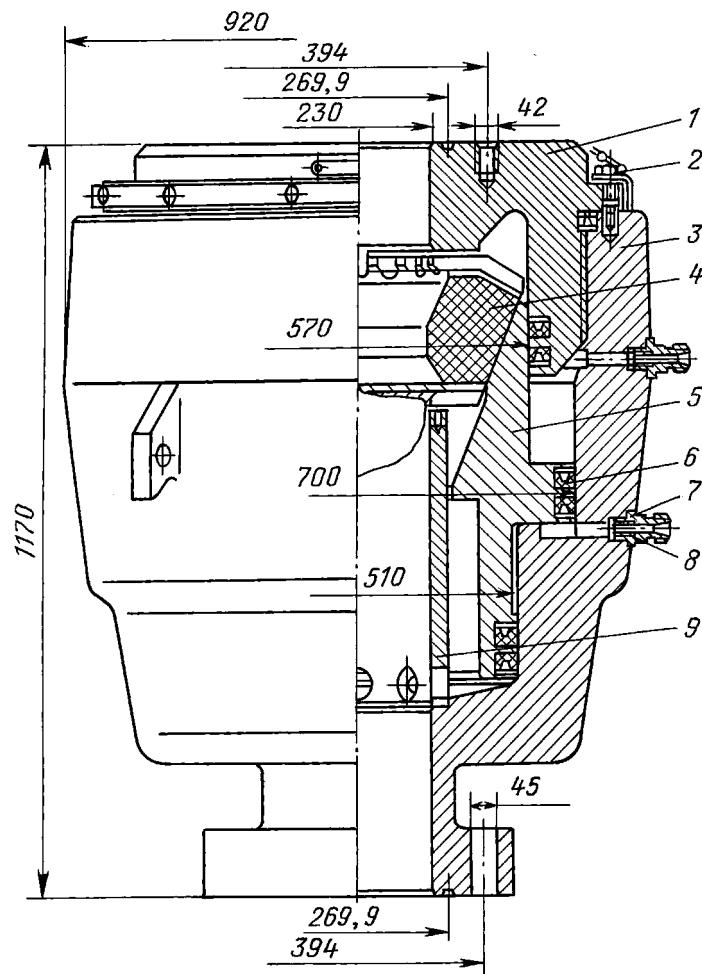


Рис. 21.16. Универсальный превентор ПУ1-230x35:

1 — крышка; 2 — ограничитель; 3 — корпус; 4 — кольцевой уплотнитель; 5 — плунжер; 6 — манжета; 7 — уплотнительное кольцо; 8 — штуцер; 9 — втулка

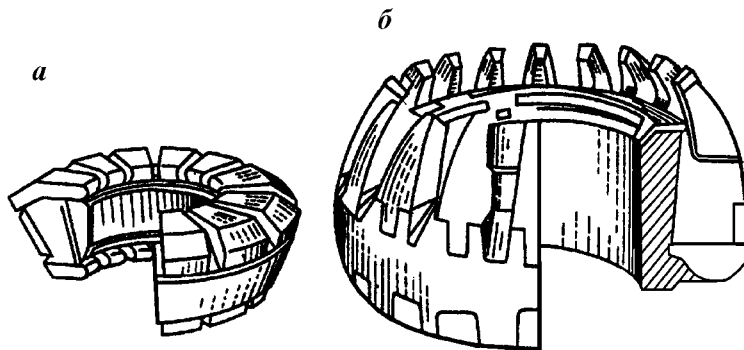


Рис. 21.17. Уплотнители кольцевых превенторов типа ПУ1 (а) и типа ПУ2 (б)



вентора масло подается в распорную камеру, плунжер перемещается вниз, кольцевой уплотнитель расширяется, принимая первоначальную форму. Жидкость из запорной камеры вытесняется в сливную линию гидравлического управления.

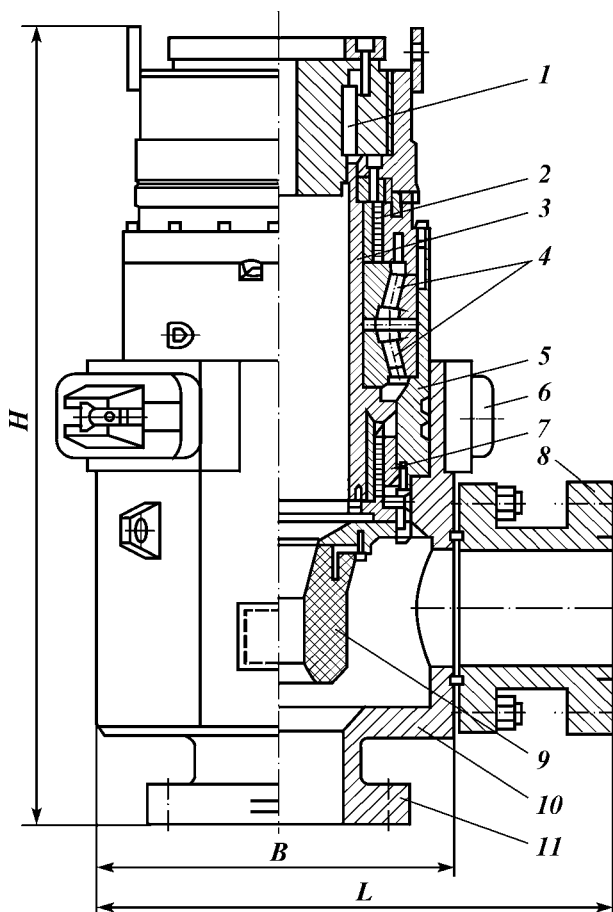
Уплотнители (рис. 21.17) обеспечивает герметизацию устья при спущенных в скважину трубах диаметром до 194 мм. Время закрытия превентора — 30 с.

Конструкция универсальных превенторов ПУ1—280×35, ПУ1—350×35 аналогична конструкции ПУ1—230×35.

### ВРАЩАЮЩИЕСЯ ПРЕВЕНТОРЫ

Превенторы вращающиеся (ПВ) предназначены для автоматической герметизации устья скважины вокруг любой части бурильной колонны, в том числе ведущих, утяжеленных, насосно-компрессорных, а также замковых соединений бурильных труб, при ее вращении, расхаживании, наращивании и выполнении спускоподъемных операций. Устанавливают ПВ над блоком превенторов взамен разъемного желоба для отвода бурового раствора к блоку очистки циркуляционной системы буровой установки.

ПВ применяют при бурении с промывкой азрированным буровым раствором, продувкой газообразными агентами, обратной промывкой, регулированием дифференциального давления в системе скважина — пласт, а также при вскрытии продуктивных пластов на «равновесии» и с депрессией в климатических условиях широкого диапазона зон по ГОСТ 15150—69.



**Рис. 21.18. Роторный герметизатор ЦКБ «Титан»:**

1 — вкладыш; 2, 7 — уплотнения; 3 — ствол; 4 — роликоподшипники радиально-упорные; 5 — корпус съемного патрона; 6 — байонетная гайка; 8 — боковой отвод с фланцем; 9 — уплотнитель герметизатора; 10 — корпус герметизатора; 11 — присоединительный фланец

Превенторы под названием «роторный герметизатор» выпускают на опытном производстве ЦКБ «Титан» в г. Волгограде.

Техническая характеристика роторных герметизаторов приведена в табл. 21.12, а общий вид показан на рис. 21.18.

Техническая характеристика ПВ конструкции СевКавНИПИгаза и Воронежского механического завода дана в табл. 21.13, а общий вид изображен на рис. 21.19.

Основные узлы и детали ПВ – корпус, съемный патрон с металлорезиновым уплотнителем и узлом из подшипников, зажимы для рабочей трубы и байонетная гайка. Вращающийся ствол с неподвижным корпусом герметизируется системой резиновых манжетных уплотнений, предотвращающих проникновение промывочной жидкости в подшипниковый узел.

Таблица 21.12

**Техническая характеристика роторных герметизаторов ЦКБ «Титан»**

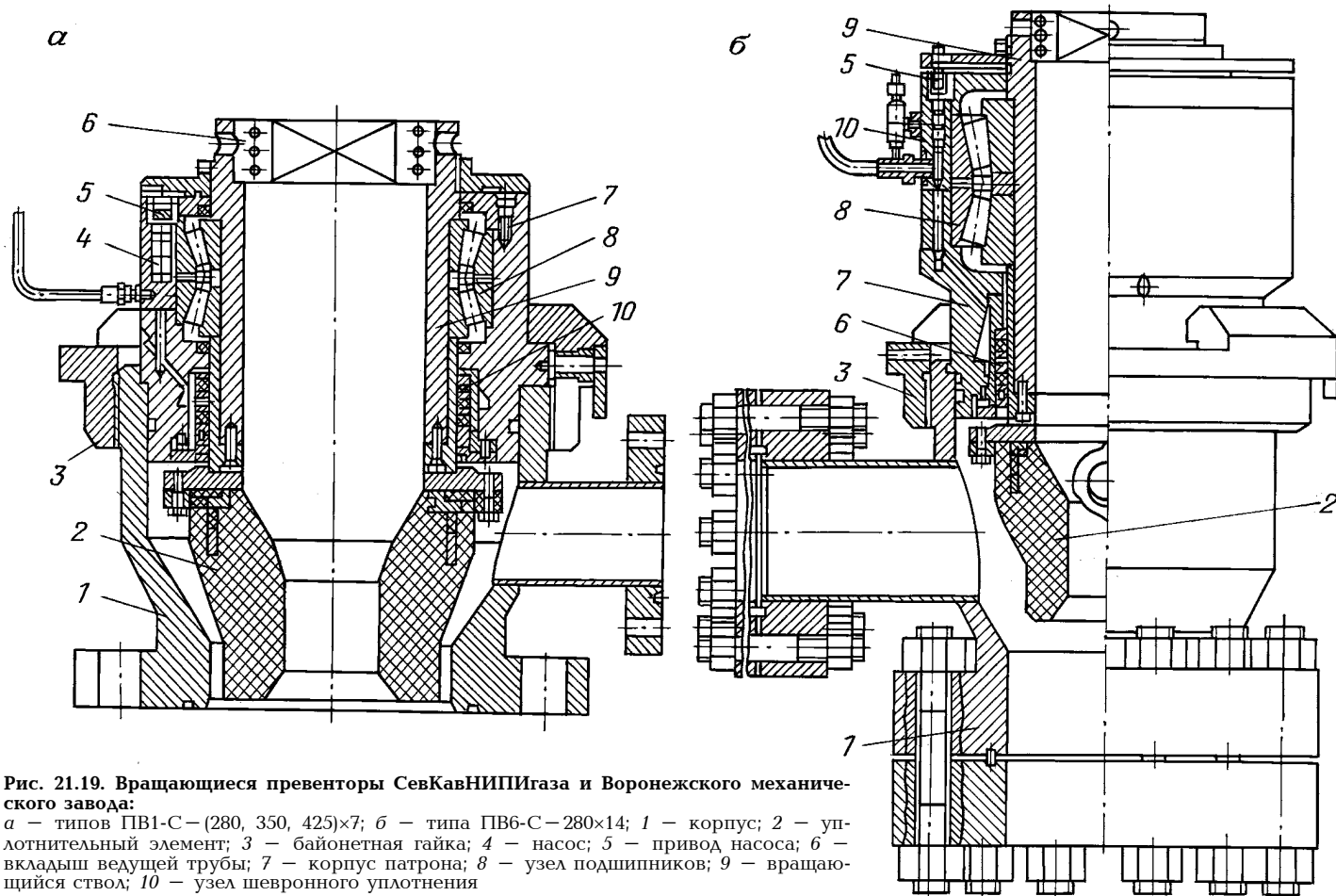
| Показатель                                     | Типоразмер герметизатора |              |              |              |
|--|--------------------------|--------------|--------------|--------------|
|  | 180×21                   | 230×14       | 280×21       | 350×35       |
| Условный диаметр прохода корпуса, мм           | 180                      | 230          | 280          | 350          |
| Условный диаметр прохода бокового отвода, мм   | 180                      | 180          | 180          | 230          |
| Наружный диаметр уплотнителей для труб, мм     | 73; 89; 114; 127; 140    |              |              |              |
| Типоразмеры фланцев, мм×МПа:                   |                          |              |              |              |
| нижнего  | 180×21                   | 230×14       | 280×21       | 350×35       |
| бокового                                       | 180×21                   | 180×21       | 180×21       | 230×14       |
| Габаритные размеры (высота, длина, ширина), мм | 1200×730×490             | 1200×730×490 | 1200×730×545 | 1255×730×675 |
| Масса, кг                                      | 960                      | 1120         | 1200         | 1350         |

Примечание. Для указанных типоразмеров диаметр прохода в съемном патроне – 208 мм; наружный диаметр – 442 мм; рабочее давление при вращении патрона – 3,5 МПа, без вращения – 7,0 МПа; максимальная частота вращения съемного патрона – 100 мин<sup>-1</sup>.

Таблица 21.13

**Техническая характеристика вращающихся превенторов**

| Показатель  | Типоразмер превентора               |               |               |                                |
|---|-------------------------------------|---------------|---------------|--------------------------------|
|   | ПВ1-С – 280×7                       | ПВ1-С – 350×7 | ПВ1-С – 425×7 | ПВ6-С – 280×14                 |
| Диаметр проходного отверстия по фланцу, мм                              | 280                                 | 350           | 425           | 280                            |
| Рабочее давление, МПа:  |                                     |               |               |                                |
| при вращении  | 3,5                                 |               |               | 7,0                            |
| без вращения  | 7,0                                 |               |               | 14,0                           |
| Условный диаметр уплотняемых бурильных и насосно-компрессорных труб, мм | 60; 73; 89; 114; 140                |               |               | 14; 127                        |
| Габаритные размеры (высота, длина, ширина), мм                          | 695×775×475                         | 695×775×475   | 695×775×475   | 1220×940×605                   |
| Масса, кг   | 475                                 | 610           | 720           | 1200                           |
| Изготовитель  | Опытное производство СевКавНИПИгаза |               |               | Воронежский механический завод |



**Рис. 21.19. Вращающиеся преенторы СевКавНИПИгаза и Воронежского механического завода:**  
*а* – типов ПВ1-С – (280, 350, 425)×7; *б* – типа ПВ6-С – 280×14; 1 – корпус; 2 – уплотнительный элемент; 3 – байонетная гайка; 4 – насос; 5 – привод насоса; 6 – вкладыш ведущей трубы; 7 – корпус патрона; 8 – узел подшипников; 9 – вращающийся ствол; 10 – узел шевронного уплотнения

## ФЛАНЦЕВЫЕ КАТУШКИ И КРЕСТОВИНЫ

Для соединения с колонной головкой, а также между собой плашечных, кольцевого и вращающегося превенторов используют соединительные и переходные фланцевые катушки и крестовины (табл. 21.14).

Таблица 21.14

**Техническая характеристика автоматических соединительных и переходных фланцевых катушек и крестовин**

| Условный диаметр прохода, мм | Типоразмер фланцевого соединения, мм×МПа | Высота фланцевой катушки, мм | Высота крестовины*, мм |
|------------------------------|--|------------------------------|------------------------|
| 230                          | 230×35                                   | 406                          | 630                    |
|                              | 230×70                                   | 440                          | 690                    |
| 280                          | 280×70                                   | 535                          | 634                    |
| 350                          | 350×35                                   | 440                          | 560                    |
| 425                          | 425×21                                   | 455                          | 525                    |

\*Определена с отводами диаметром 80 мм.

## УСТАНОВКИ ГИДРОУПРАВЛЕНИЯ ПРОТИВОВЫБРОСОВЫМ ОБОРУДОВАНИЕМ

Установки предназначены для оперативного дистанционного управления превенторами и гидроуправляемыми задвижками.

Противовыбросовое оборудование комплектуется станциями гидропривода типов ГУП-14, СУ14-916, СУ21-625, СУ21-875 и СУ21-1375. Кроме того, ЦКБ «Титан» разработана СУ-25/10-1250-ОП10с.

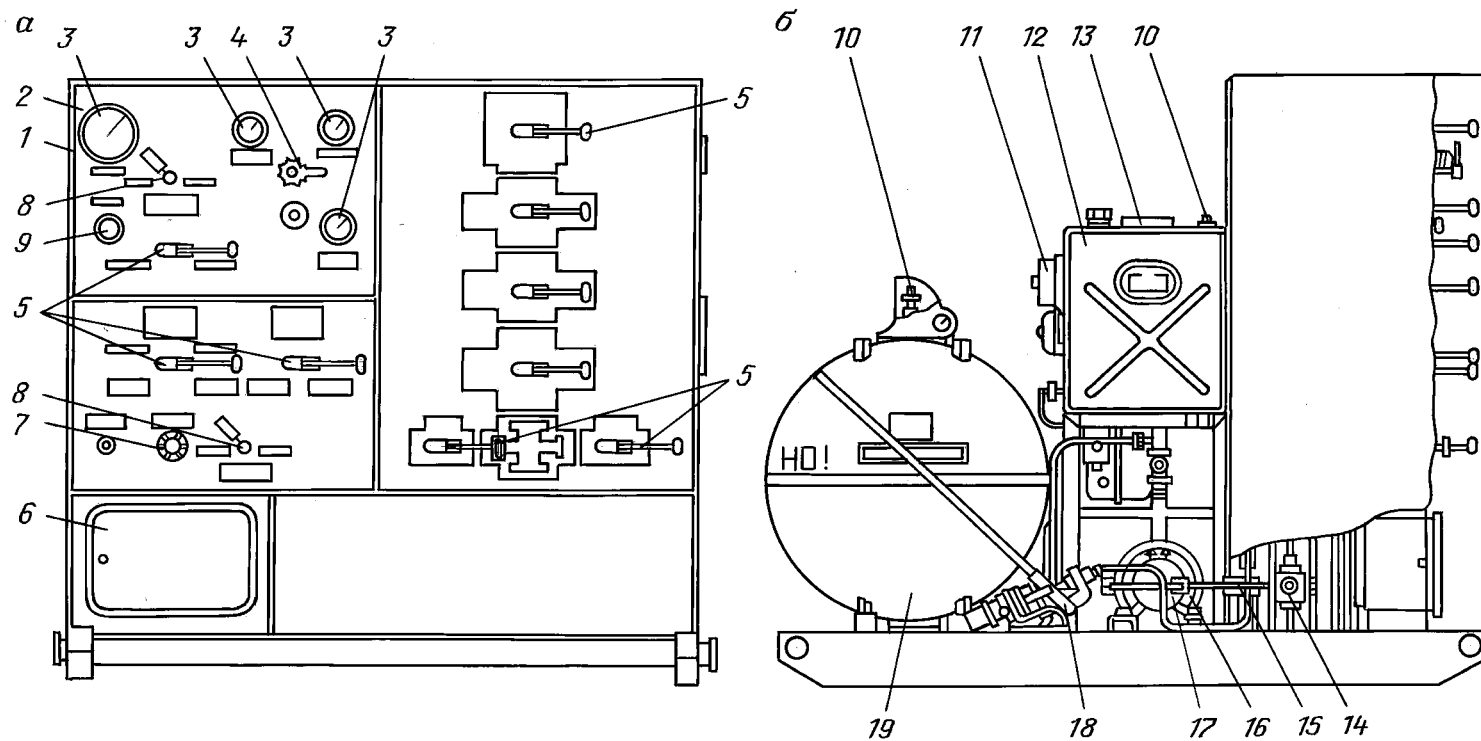
Техническая характеристика станций гидроуправления превенторами приведена в табл. 21.15, общий вид станции ГУП14 показан на рис. 21.20.

Гидроуправление состоит из насосно-аккумуляторного блока с основным пультом управления, вспомогательного пульта и соединительных металлических трубопроводов с шарнирными соединениями.

Пневмогидроаккумуляторы служат для накопления гидравлической энергии за счет сжатия инертного газа в целях сокращения времени на операции дистанционного закрывания-открывания уплотнительных элементов плашечных и кольцевого превенторов и задвижек манифольда и обеспечения ее работы при отключении электроэнергии на буровой. Общий вид сферического пневмогидроаккумулятора приведен на рис. 21.21. Гидроуправление типа СУ21-625 и другие оснащены пневмогидроаккумуляторами цилиндрической формы.

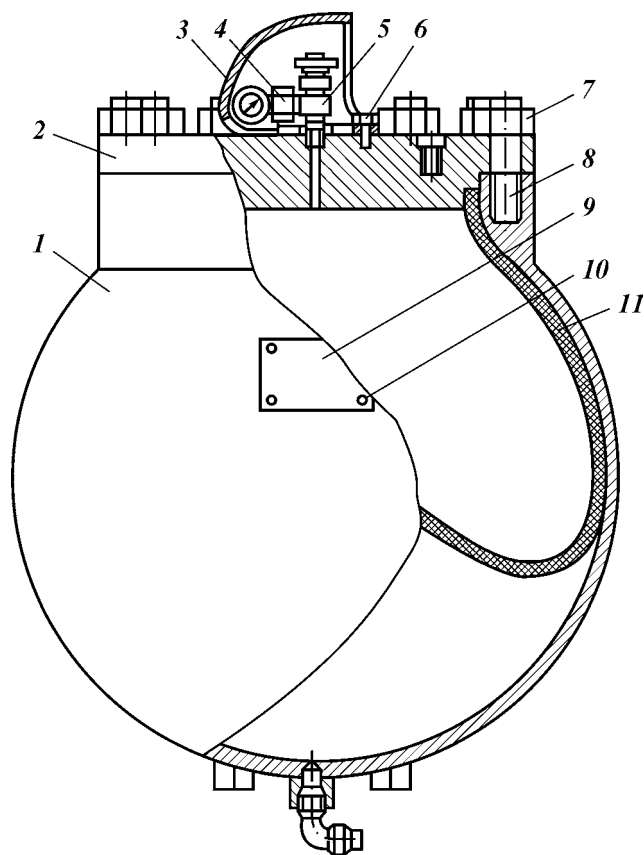
В случае отключения электроэнергии или неполадок в насосе жидкость в аккумулятор закачивают ручным или пневмоприводным насосом.

Из аккумулятора жидкость под давлением с помощью распределителей поступает в гидрокамеры плашечного или кольцевого превенторов и задвижек, закрывая или открывая при этом превенторы и задвижки.



**Рис. 21.20. Станция гидроуправления ГУП-14 ОАО «ВЗБТ»:**

*a* – основной пульт; *б* – гидроаккумуляторная станция с основным пультом; 1 – корпус; 2 – панель приборов; 3 – манометр; 4 – редукционный клапан; 5 – рукоятка управления; 6 – электрооборудование; 7 – вентиль; 8 – блок кранов; 9 – выключатель; 10 – шуп; 11 – звонок громкого боя; 12 – масляный бак; 13 – заливная горловина; 14, 15 – предохранительный и обратный клапаны; 16 – электродвигатель; 17, 18 – аксиально-поршневой и ручной насосы; 19 – пневмогидроаккумулятор



**Рис. 21.21. Пневмогидроаккумулятор гидроуправления превенторами ОАО «ВЗБТ»:**  
 1 – корпус; 2 – крышка; 3 – колпак; 4 – переходник; 5 – кислородный вентиль; 6 – болт с шайбой; 7 – гайка; 8 – шпилька; 9 – табличка; 10 – заклепка; 11 – разделительная диафрагма

Таблица 21.15

**Техническая характеристика станций гидроуправления превенторами**

| Показатель  | Типоразмер станции  |            |          |           |                 |
|---|---------------------|------------|----------|-----------|-----------------|
|   | ГУП-14              | СУ21-625   | СУ21-875 | СУ21-1375 | СУ25-1250-ОП10с |
| Рабочее давление жидкости в пневмогидроаккумуляторах, МПа                     | 14,0                | 25,0       |          |           |                 |
| Число точек управления  | 6                   | 8          |          |           |                 |
| Вместимость масляного бака, л   | 402                 | 1500       |          |           | 1400            |
| Давление зарядки азотом пневмогидроаккумуляторов, МПа                         | 7,5                 | 10,0       |          |           |                 |
| Объем жидкости в пневмогидроаккумуляторах при номинальном рабочем давлении, л | 212                 | 340        | 470      | 755       | 750             |
| Тип основного насоса  | Аксиально-поршневой | Плунжерный |          |           |                 |

| Показатель   | Типоразмер станции |                  |          |                |                 |
|--|--------------------|------------------|----------|----------------|-----------------|
|  | ГУП-14             | СУ21-625         | СУ21-875 | СУ21-1375      | СУ25-1250-ОП10с |
| Тип привода вспомогательного насоса  | Ручной             | Пневматический   |          |                |                 |
| Число регулирующих клапанов  | 1                  | 2                |          |                |                 |
| Мощность электропривода основного насоса, кВт  | 11,0               | 34,0             |          | 17,0           |                 |
| Производительность основного насоса, л/мин   | 17,1 и 50,0        | Нет свед.        |          |                |                 |
| Габаритные размеры (длина, ширина, высота), мм: основного пульта и насосной аккумуляторной станции | 2090×1490×1770     | 4500×2100×2700   |          | 4650×2100×2660 |                 |
| вспомогательного пульта  | 440×1030×1883      | 760×410×200      |          | 570×180×730    |                 |
| Масса, кг: основного пульта и насосной аккумуляторной станции                                      | 1530               | 5450             | 6000     | 7500           | 5700            |
| вспомогательного пульта  | 194                | 25               | 30       | 30             | 27,5            |
| комплекта трубопроводов длиной 30 м  | Нет свед.          | 3500             |          |                | 3132            |
| Изготовитель   | ОАО «ВЗБТ»         | Воткинский завод |          |                | ЦКБ «Титан»     |

### МАНИФОЛЬДЫ

Манифольды предназначены для обвязки блока превенторов противовыбросового оборудования в целях управления нефтяной или газовой скважиной в процессе ликвидации газонефтепроявления.

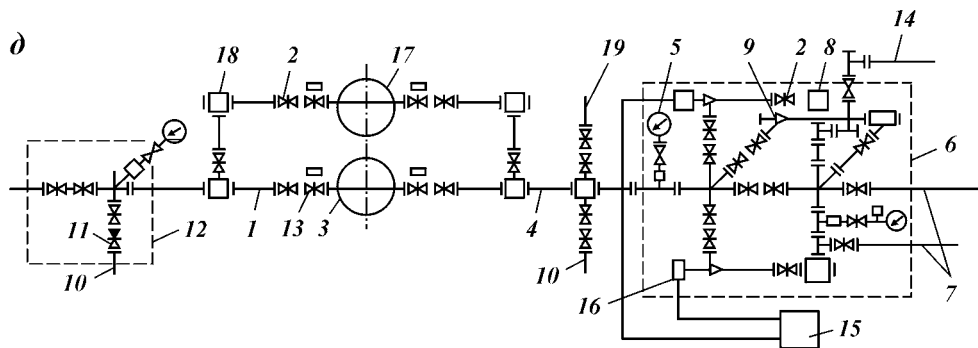
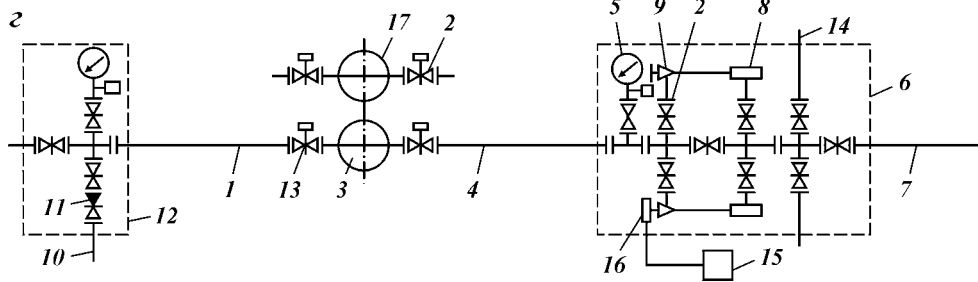
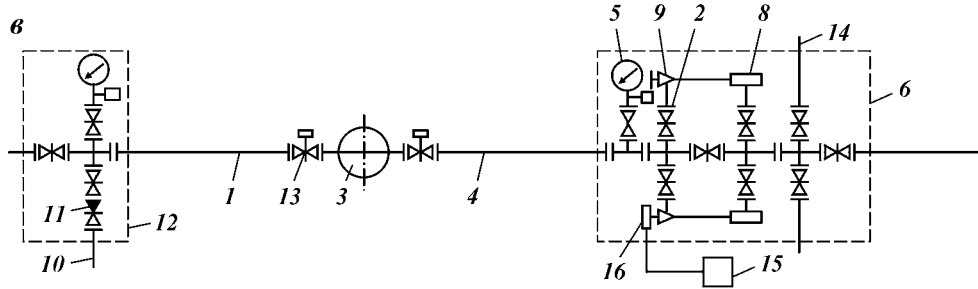
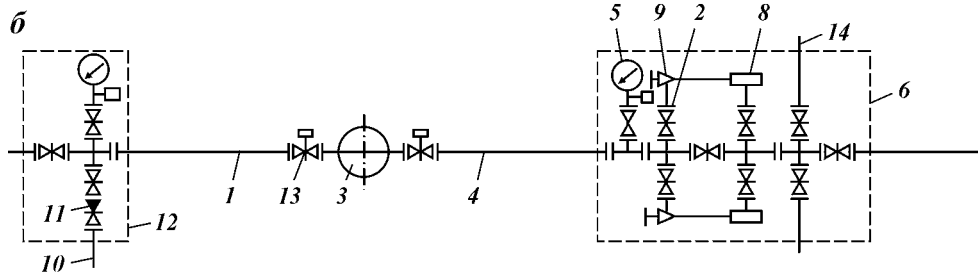
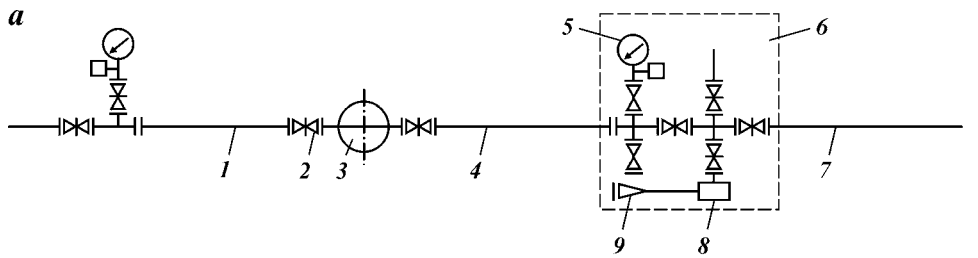
В соответствии с ГОСТ 13862–90 предусмотрено пять схем обвязки манифольдов (рис. 21.22) с условным диаметром прохода 50, 65 и 80 мм.

Манифольд противовыбросового оборудования состоит из коренных задвижек с ручным или ручным и гидравлическим управлением, двух блоков — дросселирования и глушения, включающих задвижки с ручным управлением, обратный клапан, регулируемые дроссели с ручным и дистанционным управлением, крестовины, тройники, гасители потока, показывающие манометры с разделителями сред, а также из напорных трубопроводов и пакетов трубопроводов низкого давления.

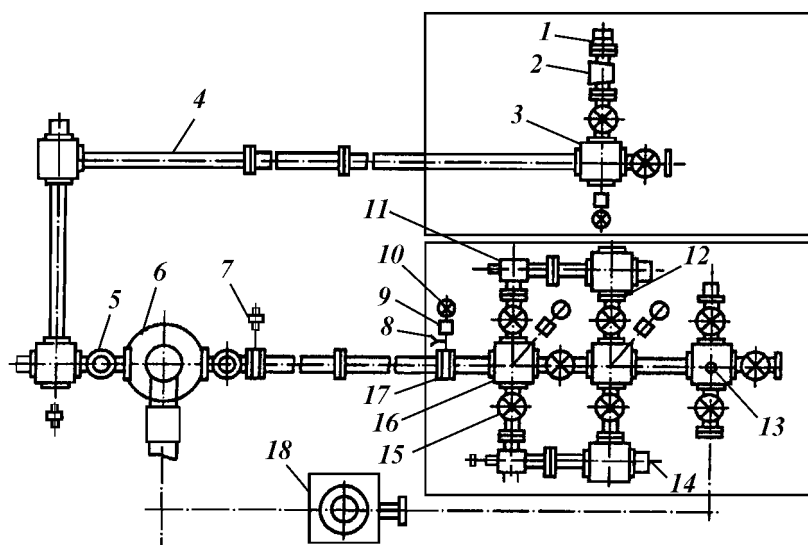
Установлена следующая система обозначения манифольдов:

**Рис. 21.22. Схемы обвязки манифольдов противовыбросового оборудования по ГОСТ 13862–90:**

*a* — на давление до 14 МПа для ОП с ручным управлением; *б* — на давление до 35 МПа для ОП с гидроуправлением; *в* — на давление 35–70 МПа для ОП с гидроуправлением; *г* — на давление 35 и 70 МПа для ОП с гидроуправлением и двумя крестовинами в превенторном блоке; *д* — на давление 35–105 МПа для ОП с гидроуправлением и в коррозионно-стойком исполнении; *1* — линия глушения; *2* — задвижка с ручным управлением; *3* — блок превенторов (устье скважины); *4* — линия дросселирования; *5* — манометр с запорным и разрядным устройствами и разделителем сред; *6* — блок дросселирования; *7* — прямой сброс; *8* — гаситель потока; *9, 16* — регулируемый дроссель с ручным и гидроуправлением; *10* — отвод к буровому насосу или насосному агрегату; *11* — обратный клапан; *12* — блок глушения; *13* — задвижка с гидроуправлением; *14* — отвод к сепаратору или трапно-факельной установке; *15* — пульт управления дросселем; *17* — верхняя крестовина блока превенторов; *18* — кованный тройник; *19* — отвод к системе пластоиспытателя в процессе бурения







**Рис. 21.23. Манифольд МПО6–80×70 Воронежского механического завода:**  
 1 – ответный фланец; 2 – обратный клапан; 3 – тройник с манометром; 4 – линия глушения; 5 – задвижка с гидроприводом; 6 – блок превенторов; 7 – датчик давления; 8 – игольчатый вентиль; 9 – разделитель сред; 10 – показывающий манометр; 11 – дроссель с ручным приводом; 12, 17 – адаптерный и инструментальный фланцы; 13 – пробка; 14 – гаситель потока; 15 – задвижка с ручным приводом; 16 – крестовина; 18 – сепаратор бурового раствора

М – манифольд;

П – противовыбросовый;

Б – для бурения (буровой);

3–10 – номер схемы по ГОСТ 13862–90;

80 – условный диаметр прохода трубопроводов, запорной и регулирующей арматуры, мм;

35, 70 – рабочее давление напорных трубопроводов, запорной и регулирующей арматуры, фитингов для их обвязки в блоках, МПа;

К2, К3 – тип коррозионно-стойкого исполнения (в обычном исполнении знак не указывается).

Манифольды выпускают под шифрами МПБ5–80×35, МПБ6–80×35, МПБ5–80×70, МПБ6–80×70, МПБ7–80×70 и МПО6–80×70.

Общий вид манифольда МПО6–80×70 Воронежского механического завода приведен на рис. 21.23. Отличительной особенностью этого манифольда является то, что корпуса крестовин, тройников, приварных фланцев, демпферов, угловиков, задвижек и обратных клапанов выполнены из кованных заготовок.

По требованию потребителя в состав манифольда может быть включен сепаратор бурового раствора с требуемой характеристикой или трапно-факельная установка.

Техническая характеристика манифольдов, серийно выпускаемых заводами России, приведена в табл. 21.16.

Блок дросселирования состоит из смонтированных на транспортной раме двух или трех регулируемых дросселей, один или два из которых – с

Таблица 21.16

## Техническая характеристика манифольдов противовыбросового оборудования

| Показатель   | Типоразмер манифольда   |              |              |              |  |               |
|--|---|--------------|--------------|--------------|--|---------------|
|  | МПБ5 – 80×35  | МПБ6 – 80×35 | МПБ7 – 80×35 | МПБ7 – 80×70 | МПО5 – 80×70   | МПО6 – 80×70  |
| Давление, МПа:<br>рабочее<br>пробное   |   | 35<br>70     |              |              | 70<br>105  |               |
| Скважинная среда   | Нефть, газ, газоконденсат, пластовая вода, буровой раствор, буровой шлам и их смеси |              |              |              | Газ, газоконденсат с содержанием H <sub>2</sub> S до 6 %, механические примеси D <sub>90</sub> |               |
| Максимальная температура скважинной среды, °С                                | 100   |              |              |              |  |               |
| Тип запорного устройства   | Прямоточные шиберные задвижки   |              |              |              |  |               |
|  |   | ЗМ-80×35     |              | ЗМ-80×70     | 3 1/16" – 10М с гидроприводом  |               |
|  |   | ЗМ-80Г×35    |              | ЗМ-80Г×70    | 3 1/16" – 10М ручная   |               |
| Тип регулирующих устройств (дрозселей):                                      |   |              |              |              | 3 1/16" – 10М  |               |
| с ручным управлением   |   | ДР-80×35     |              | ДР-80×70     | 3 1/16" – 10М  |               |
| с гидроуправлением (с пульта ПДР1 или ПДР2)                                  | –   | –            | ДР-80×35     | ДРГ-80×70    | –  | 3 1/16" – 10М |
| Масса (без сепаратора), кг   | 8628  | 9003         | 9650         | 14 250       | Нет свед.  |               |
| Изготовитель   | ОАО «ВЗБТ»  |              |              |              | Воронежский механический завод   |               |
| Примечание. Для указанных типоразмеров условный диаметр прохода равен 80 мм. |   |              |              |              |  |               |

гидравлическим управлением (кроме манифольдов по схемам 1 – 5, в которых оба дросселя имеют ручное управление), задвижек с ручным управлением, крестовин, тройников, гасителей потока, монтажных узлов, датчиков давления, показывающих манометров с разделителями сред (предохранители манометра от засорения).

Блок глушения включает смонтированные на транспортной раме тройник, задвижки с ручным управлением, обратный клапан, показывающий манометр с разделителем сред и запорным устройством.

Предохранитель манометра предназначен для защиты от зашламления твердой фазой бурового раствора (рис. 21.24). Он оснащен игольчатым вентилем и разрядным клапаном.

Обратный клапан служит для предотвращения попадания в обвязку насосов или насосных агрегатов пластового флюида при их остановке в процессе глушения скважины. Общий вид обратного клапана ОАО «ВЗБТ» показан на рис. 21.25.

Блок сепаратора предназначен для разделения на фазы газожидкостной смеси бурового раствора с пластовым флюидом, направления потока газовой фазы на рассеивание в атмосферу или на факельный стояк для сжигания, возврата бурового раствора в циркуляционную систему буровой установки в процессе ликвидации газонефтепроявления при строительстве глубоких скважин на нефть и газ.

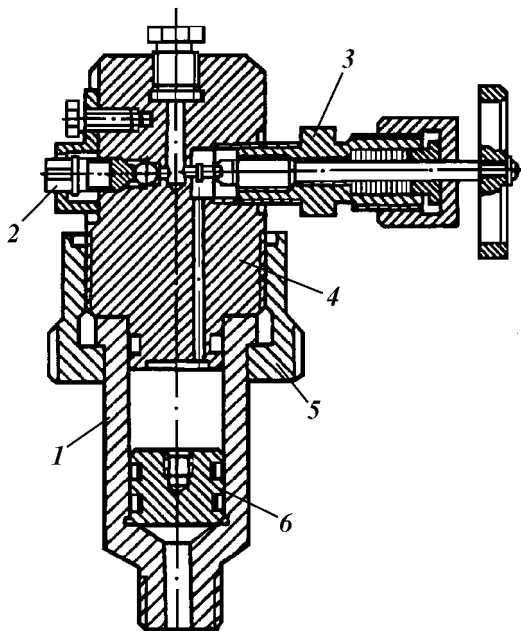


Рис. 21.24. Предохранитель манометра с разделителем сред ОАО «ВЗБТ»:  
1 – корпус; 2 – разрядный клапан; 3 – игольчатый вентиль; 4 – крышка; 5 – гайка; 6 – поршень

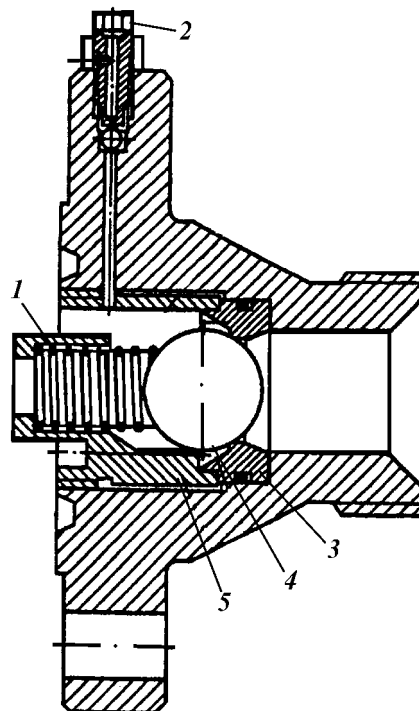


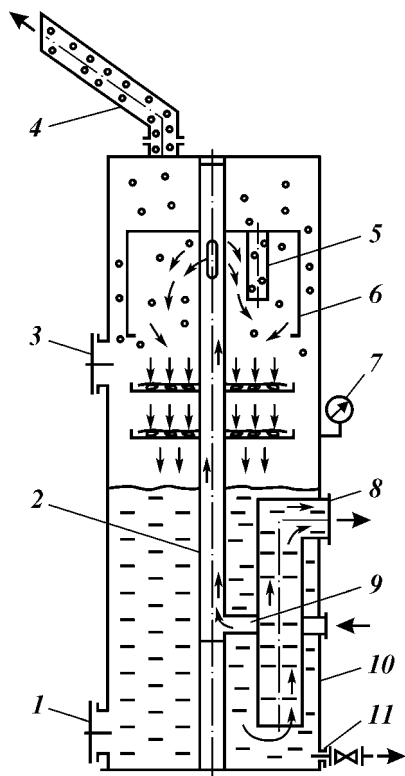
Рис. 21.25. Обратный клапан блока глушения манифольда ОАО «ВЗБТ»:  
1 – пружина; 2 – корпус; 3 – седло клапана; 4 – шар; 5 – крышка

Сепараторы подразделяют на две категории – низкого (СРБ) и высокого (П12.10) давления. В сепараторах низкого давления (до 0,04 МПа) имеется внутренний гидрозатвор, высота которого определяет максимальное рабочее давление (рис. 21.26). В сепараторах высокого давления (более 0,04 МПа) предусмотрен регулятор уровня жидкости, обеспечивающий его нормальную работу независимо от давления (рис. 21.27). Техническая характеристика сепараторов приведена в табл. 21.17.

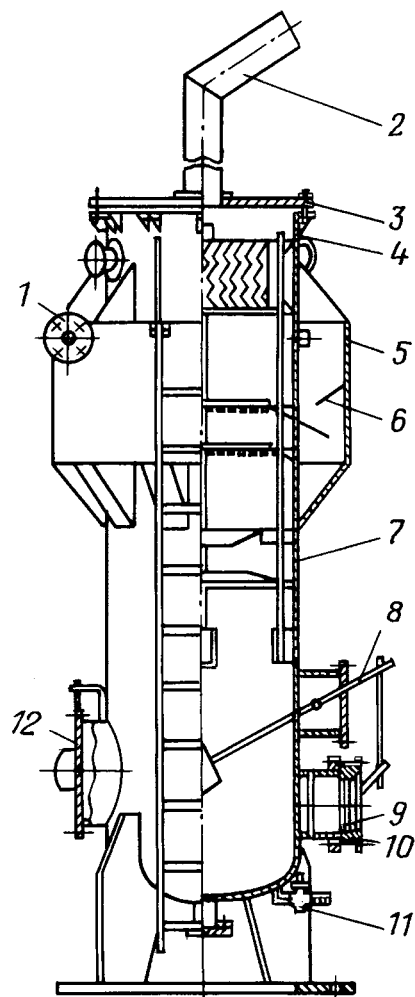
При строительстве скважин на месторождениях, в продукции которых содержится значительное количество (более 6 %) сероводорода и углекислого газа, используют трапно-факельные установки, состоящие из сепаратора, вакуумного дегазатора, вакуумных компрессоров, шламовых насосов, эжекторного насоса, факельного стояка, обвязанных вместе трубопроводами с запорной и предохранительной арматурой и показывающими приборами.

Пакет напорных труб и трубных секций включает четыре напорные трубы длиной 8 м, воспринимающие рабочее давление манифольда 35 и 70 МПа и опрессованные соответственно на 70 и 105 МПа, и 10 трубных секций, опрессованных на давление 21 МПа. Общая длина трубной обвязки составляет 112 м.

Задвижки шиберные прямоточные типа ЗМ предназначены для пере-



**Рис. 21.26. Схема сепаратора бурового раствора СРБ-1 конструкции ВНИИКрнефти:**  
 1, 3 – нижний и верхний люки; 2 – несущая труба; 4 – патрубок для рассеивания газа; 5 – газовый патрубок; 6 – камера первичной сепарации; 7 – манометр; 8 – патрубок слива рабочей жидкости – гидрозатвор; 9 – патрубок ввода газожидкостной смеси; 10 – корпус; 11 – патрубок слива остаточной жидкости



**Рис. 21.27. Сепаратор П12.10 конструкции ОАО «ВЗБТ»:**  
 1 – патрубок ввода газожидкостной смеси; 2 – патрубок сброса газа; 3 – крышка; 4 – блок решеток; 5 – обечайка; 6 – тарелка; 7 – корпус; 8 – поплавок; 9 – шиберный затвор; 10 – фланец; 11 – запорный кран; 12 – нижний люк

крытия линий глушения и дросселирования манифольда противовыбросового оборудования.

Задвижки выпускают с ручным и гидравлическим управлением следующих типоразмеров:

ЗМ–80×35 и ЗМ–80Г×35 по ТУ 3-2451–91 «Оборудование противовыбросовое ОП–230/80×35-А ОАО «ВЗБТ»;

ЗМ–80×70 и ЗМ–80Г×70 по ТУ 3-2533–94 «Оборудование противо-

Таблица 21.17

## Техническая характеристика сепараторов

| Показатель  | Сепаратор конструкции                                 |                          |
|---|---|--------------------------|
|   | ВНИИКРнефти   | ОАО «ВЗБТ»               |
| Рабочее давление (максимальное), МПа, не более                  | 0,04  | 0,07                     |
| Высота гидрозатвора, мм, не более                               | 1800  | —                        |
| Тип регулятора уровня жидкости в сепараторе                     | —   | Механический с поплавком |
| Пропускная способность:<br>по жидкости, м <sup>3</sup> /ч (л/с) | 200 (56)  | 108 (30)                 |
| по газу, нм <sup>3</sup> /ч (нм <sup>3</sup> /с)                | 10 000 (2,77)   | 6000 (1,67)              |
| Диаметр газоотводного патрубка, мм                              | 150   | 200                      |
| Габаритные размеры блока сепаратора, мм:                        |   |                          |
| длина   | 1020  | 1840                     |
| ширина  | 1020  | 1720                     |
| высота  | 5700  | 4050                     |
| Масса сепаратора, кг  | 2300  | 2260                     |
| Изготовитель  | Хадыженский и Краснодарский машиностроительные заводы | ОАО «ВЗБТ»               |

Примечание. Для обеих конструкций диаметр корпуса — 1020 мм, диаметр патрубка ввода газожидкостной смеси — 100 мм, диаметр патрубка слива жидкости — 280 мм.

выбросовое ОП–230/80×70-А ОАО «ВЗБТ» и ТУ 3-2496–92 «Оборудование противовыбросовое ОП-280/80×70 Пермского машиностроительного завода им. Ленина».

Воронежским механическим заводом выпускаются шиберные задвижки по стандарту АРІ 6А (17-е издание) из низколегированных и коррозионно-стойких сталей, рассчитанные на давление от 14 до 105 МПа, для применения в обычных и коррозионных средах, содержащих сероводород и углекислый газ до 25 % по объему каждого в различных климатических зонах с температурой окружающей среды от –60 до +60 °С. Запорным устройством задвижки служит шибер с уплотнением типа металл — металл.

## УСТРОЙСТВО И РАБОТА ОСНОВНЫХ ЧАСТЕЙ МАНИФОЛЬДА

**Задвижка с ручным управлением ЗМ–80×70.** Прямоточная задвижка с перемещающимися седлами предназначена для установки в манифольде противовыбросового оборудования при работе в абразивных средах (рис. 21.28).

Шпиндель задвижки — выдвижной, в связи с чем предусмотрен уравновешивающий шток, опора — шарикоподшипники, седла — сменные, шибер — плоский. Пробки в днище задвижки позволяют периодически промывать корпус и заполнять его смазочным материалом. Затвор задвижки состоит из помещенных в расточку корпуса 6 седел 12, которые с помощью тарельчатых пружин 7 прижаты к плоскому шибелу 13. В канавку корпуса седла вставлено О-образное резиновое уплотнение 11. При подаче давления седло со стороны входа среды перемещается вместе с отжимаемым шибелом и седлом в сторону выхода среды до упора в торец расточки корпуса. Это перемещение, происходящее под действием гидравлического перепада давления по уплотняемым диаметрам кромки корпуса седла и резинового уплотнения 11, создает на уплотняющих поверхностях необходи-

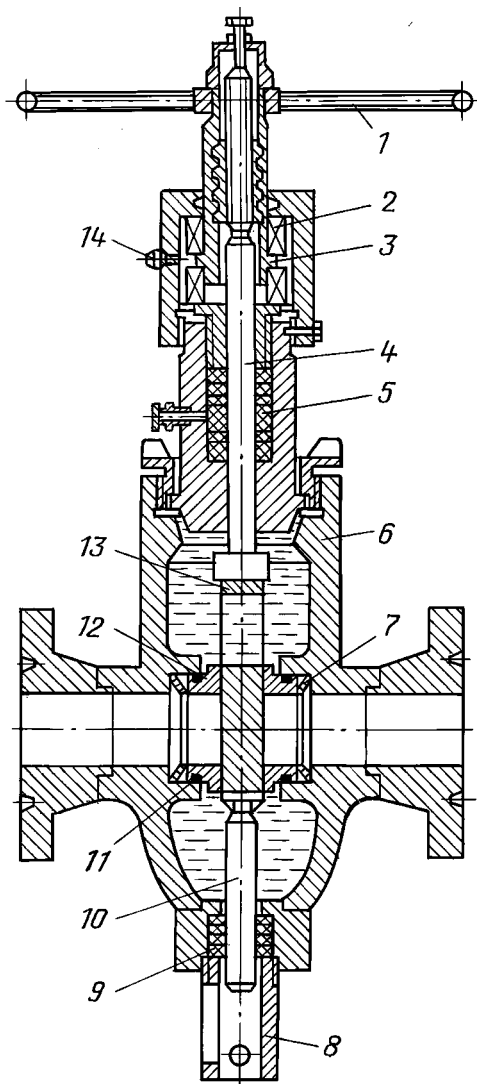


Рис. 21.28. Задвижка с ручным управлением ЗМ-80×70

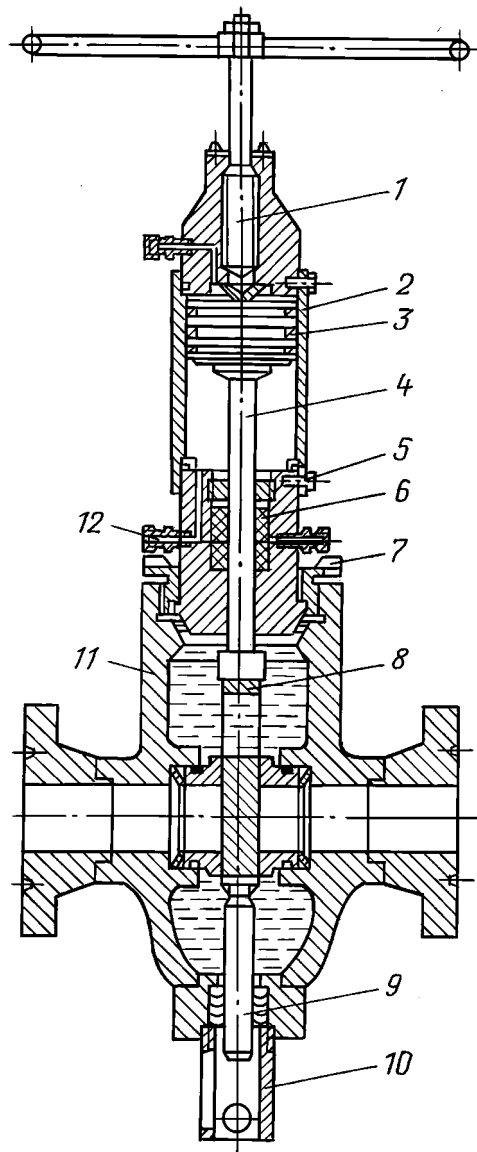


Рис. 21.29. Задвижка с гидроуправлением ЗМГ-80×70:

1 – винт; 2 – гидроцилиндр; 3 – резиновое кольцо; 4 – шток; 5 – ограничитель; 6 – манжета; 7 – гайка; 8 – шибер; 9 – уравновешивающий шток; 10 – крышка; 11 – корпус; 12 – штуцер

мое давление, которое обеспечивает герметизацию затвора. Управление задвижкой осуществляется вращением маховика 1. Задвижки снабжены указателями открытия, риски которых нанесены на крышке 8 уравновешивающего штока 10.

Для уменьшения усилия вращения шпиндель установлен на упорных шарикоподшипниках 2, насаженных на подшипниковую втулку 3, соединенную со шпинделем 4 резьбой. При вращении подшипниковой втулки с помощью маховика 1 шпиндель движется вверх или вниз, перемещая шибер 13, с которым он соединен Т-образным пазом. Управление задвижкой облегчается также установкой уравнивающего штока 10, который с помощью Т-образного паза соединен с нижней частью шибера. Шпиндель и уравнивающий шток уплотняются с помощью набора манжет 5 и 9.

Для предотвращения скопления механических примесей внутри корпуса задвижки предусмотрена возможность заполнения его смазочным материалом через отверстия, закрытые пробками. Через эти же отверстия спускается жидкость и промывается корпус. Через масленку 14 периодически набирают смазочный материал в подшипники.

**Задвижка ЗМГ-80×70 с гидроуправлением.** Прямоточная задвижка с перемещающимися седлами (рис. 21.29) предназначена для установки в манифольде противовыбросового оборудования. Управление осуществляется с помощью гидроцилиндра двойного действия с демпфером; максимальное рабочее давление — 10 МПа. Штоковая часть поршня (шпиндель) выдвижная, в связи с чем предусмотрен уравнивающий шток. Задвижка имеет плоский шибер и сменные седла. Возможно ручное открытие задвижки.

Пробки в днище задвижки позволяют периодически промывать корпус и заполнять его смазочным материалом. Управление задвижкой осуществляется подачей рабочей жидкости (масла) в верхнюю и нижнюю полости гидроцилиндра 2 через штуцеры 12. Поршень уплотняется О-образными резиновыми кольцами 3, штоковая часть поршня — набором манжет. Задвижка имеет указатель открытия — закрытия, риски которого нанесены на крышке 10 уравнивающего штока 9. Гидроцилиндр снабжен демпфирующим устройством, позволяющим ослабить удары в конце рабочего хода.

Демпфирование осуществляется следующим образом: в конце рабочих ходов выступы поршня входят в соответствующие расточки крышек, запирая в них некоторый объем рабочей жидкости, которая вытесняется в сливную линию через зазор, ослабляя удар.

В случае выхода из строя гидроуправления предусмотрено ручное открывание задвижки, осуществляемое вращением маховика по часовой стрелке. После ручного открывания задвижки необходимо вывернуть винт 1 до упора его в крышку цилиндра, вращая маховик против хода часовой стрелки. Только после этого можно снова пользоваться гидравлическим управлением. Для уменьшения трения при ручном открывании упорная часть винта 1 и соответствующая ему верхняя часть поршня выполнены сферическими с большой степенью чистоты.

Технические характеристики задвижек приведены в табл. 21.18 и 21.19.

**Регулируемый дроссель ДР-80×35** предназначен для бесступенчатого регулирования противодавления на пласт в процессе циркуляции бурового раствора (рис. 21.30). Дросселирование осуществляется вращением маховика 1, перемещающего конический наконечник 5 относительно насадки 6, что приводит к изменению сечения кольцевой щели. Для снижения момента трения в резьбе шпинделя в крышку 3 корпуса 4 запрессована втулка 2

Таблица 21.18

## Техническая характеристика задвижек

| Показатель                    | Типоразмер задвижки   |                              |   |                              |
|-------------------------------|---|------------------------------|---|------------------------------|
|                               | ЗМ-80×35  | ЗМ-80Г×35                    | ЗМ-80×70                                  | ЗМ-80Г×70                    |
| Давление рабочее/пробное, МПа | 35/70   |                              | 70/105                                    |                              |
| Управление задвижкой          | Ручное  | Дистанционное гидравлическое | Ручное                                    | Дистанционное гидравлическое |
| Скважинная среда              | Буровой раствор, буровой шлам, нефть, газ, газоконденсат, пластовая вода и их смеси |                              |   |                              |
| Диаметр гидроцилиндра, мм     | —   | 105                          | —   | 150                          |
| Давление управления, МПа      | —   | 10,0                         | —   | 14,0                         |
| Габаритные размеры, мм:       |   |                              |   |                              |
| длина                         | 470   |                              | 620                                       |                              |
| ширина                        | 360   |                              | 300                                       |                              |
| высота                        | 900   | 1285                         | 1000                                      | 1175                         |
| Масса, кг                     | 129   | 155                          | 339                                       | 377                          |
| Изготовитель                  | ОАО «ВЗБТ»  |                              | ОАО «ВЗБТ» и Пермский машзавод им. Ленина |                              |

Примечания: 1. Для указанных типоразмеров условный диаметр прохода – 80 мм; максимальная температура скважинной среды – 120 °С. 2. Перед сдачей в эксплуатацию внутреннюю полость всех задвижек заполняют смазочным материалом Арматол-238 по ТУ 38-101812–83.

Таблица 21.19

## Задвижки шиберные Воронежского механического завода

| Тип    | D <sub>y</sub> , мм | Давление |     | Тип    | D <sub>y</sub> , мм | Давление |     |
|--------|---------------------|----------|-----|--------|---------------------|----------|-----|
|        |                     | PSI      | МПа |        |                     | PSI      | МПа |
| 2 1/16 | 50                  | 3000     | 21  | 3 1/8  | 80                  | 3000     | 21  |
|        |                     | 5000     | 35  |        |                     | 5000     | 35  |
|        |                     | 10 000   | 70  |        |                     | 10 000   | 70  |
| 2 9/16 | 65                  | 3000     | 21  | 4 1/16 | 100                 | 3000     | 21  |
|        |                     | 5000     | 35  |        |                     | 5000     | 35  |
|        |                     | 10 000   | 70  | 7 1/16 | 150                 | 10 000   | 70  |
|        |                     | 15 000   | 105 |        |                     | 3000     | 21  |

Примечание. Для задвижек указанных типов температура рабочей среды – до 100 °С; класс материала по стандарту API – от AA до FF.

из бронзы. Для увеличения износостойкости пары наконечник – насадка, работающей в условиях интенсивного гидроабразивного изнашивания, они изготовлены из твердого сплава ВКЗМ.

Регулируемые дроссели выпускают с ручным и гидравлическим управлением следующих типоразмеров:

ДР-80×35 и ДР-80Г×35 по ТУ 3-2451–91 «Оборудование противовыбросовое ОП5–230/80×35-А ОАО «ВЗБТ»;

ДР-80×70 и ДДР-80Г×70 по ТУ 3-2533–94 «Оборудование противовыбросовое ОП–230/80×70-А ОАО «ВЗБТ» и ТУ 3-2496–92 Пермского машиностроительного завода им. Ленина».

Воронежским механическим заводом выпускаются регулируемые дроссели в обычном и коррозионно-стойком исполнении с ручным управлением, рассчитанным на рабочее давление от 21 до 105 МПа с условным диаметром от 52 до 150 мм, в том числе для бурения под шифром ДРТ – 80×70К1.



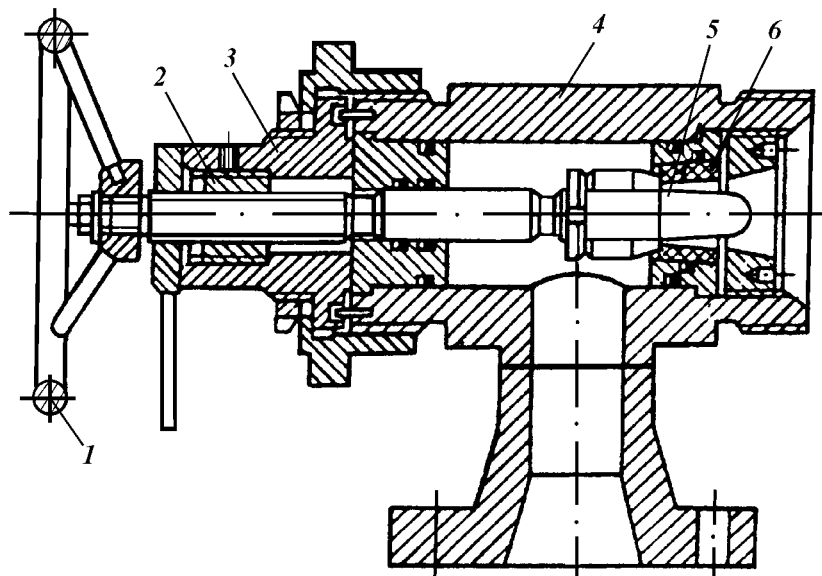


Рис. 21.30. Регулируемый дроссель

Технические характеристики дросселей с ручным управлением приведены в табл. 21.20 и 21.21.

Таблица 21.20

Техническая характеристика регулируемых дросселей

| Показатель   | Типоразмер дросселя   |                              |   |                              |
|--|---|------------------------------|---|------------------------------|
|  | ДР-80×35  | ДР-80Г×35                    | ДР-80×70  | ДР-80Г×70                    |
| Давление, МПа:   |   |                              |   |                              |
| рабочее  | 35  |                              | 70  |                              |
| пробное  | 70  |                              | 105   |                              |
| Диапазон регулирования давления, МПа   | 0-35  |                              | 2-63  |                              |
| Рабочее давление при определении наработки по прокачке бурового раствора плотностью 1600 кг/м <sup>3</sup> , МПа | 25  |                              | 38  |                              |
| Управление дросселем   | Ручное  | Гидравлическое дистанционное | Ручное  | Гидравлическое дистанционное |
| Скважинная среда   | Буровой раствор, буровой шлам, нефть, газ, газоконденсат, пластовая вода и их смеси |                              |   |                              |
| Диаметр наконечника дросселирующей пары, мм  | 31,2  | 45,0                         | 31,2  | 45,0                         |
| Диаметр поршня, мм   | -   |                              | 145   |                              |
| Габаритные размеры, мм:  |   |                              |   |                              |
| длина  | 670   | 748                          | 768   | 844                          |
| ширина   | 320   | 265                          | 560   | 270                          |
| высота   | 395   | 360                          | 510   | 385                          |
| Масса, кг  | 110   | 206                          | 167   | 212                          |
| Изготовитель   | ОАО «ВЗБТ»  |                              | Пермский машиностроительный завод им. Ленина и ОАО «ВЗБТ» |                              |

Примечание. Для указанных типоразмеров условный диаметр прохода — 80 мм; максимальная температура скважинной среды — 120 °С.

Таблица 21.21

## Техническая характеристика дросселей Воронежского механического завода

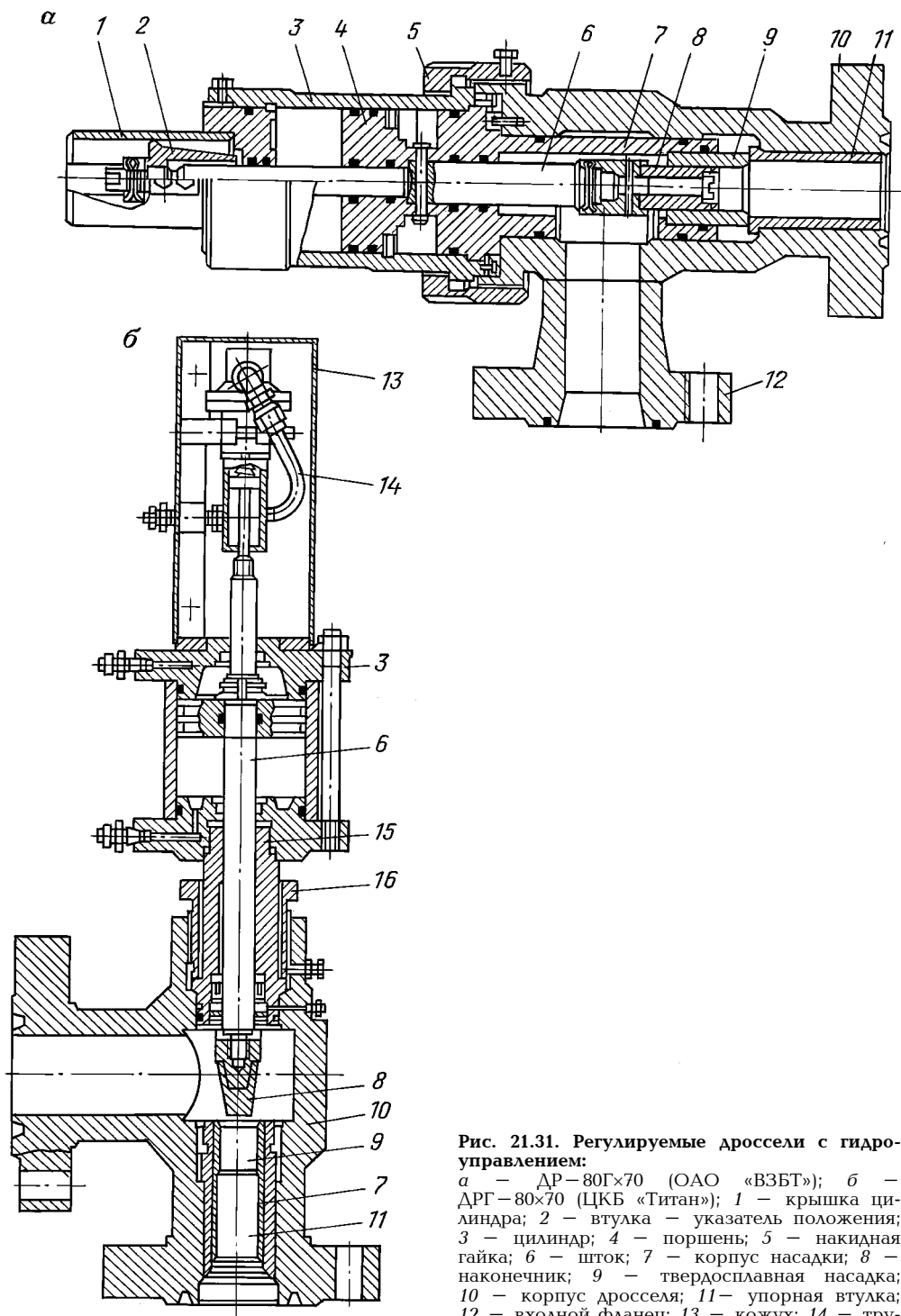
| Типоразмер   | Условный диаметр, мм | Рабочее давление, МПа | Класс материала по API | Габаритные размеры, мм |             |
|--------------|----------------------|-----------------------|------------------------|------------------------|-------------|
| ДР-50×21К2   | 50                   | 21,0                  | BB                     | 298×225×805            |             |
| ДР-50×35К2   |                      | 35,0                  | AA                     |                        |             |
| ДР-50×70К2   |                      | 70,0                  |                        |                        |             |
| ДР-50×105К3  |                      | 105,0                 |                        |                        |             |
| ДР-65×35К2   | 65                   | 35,0                  | FF                     | 298×225×852            |             |
| ДР-65×35К3   |                      | 35,0                  | DD                     |                        |             |
| ДР-65×70К2   |                      | 70,0                  | AA                     |                        |             |
| ДР-65×70К1   |                      | 70,0                  |                        |                        |             |
| ДР-65×105К1  |                      | 105,0                 |                        |                        |             |
| ДР-80×21К2   |                      | 21,0                  | BB                     |                        | 298×225×790 |
| ДР-80×35К2   | 35,0                 |                       |                        |                        |             |
| ДР-80×105К3  | 105,0                | FF                    |                        |                        |             |
| ДР-100×21К1  | 100                  | 21,0                  | AA                     |                        |             |
| ДР-100×35К1  | 35,0                 |                       |                        |                        |             |
| ДРП-50×105К3 | 50                   | 105,0                 | FF                     |                        |             |
| ДРП-65×70К3  | 65                   | 70,0                  |                        |                        |             |
| ДРП-80×105К3 | 80                   | 105,0                 |                        |                        |             |
| ДРТ-80×70К1  | 150                  | 70,0                  | BB                     | 298×263×885            |             |
| ДРП-150×21К1 |                      | 21,0                  | AA                     | 298×263×800            |             |
|              |                      |                       |                        | 320×290×880            |             |

Примечание. Температура рабочей среды для дросселей ДР-65×70К1, ДР-100×21К1, ДР-100×35К1 и ДРТ-80×70К1 от -46 до +100 °С; для остальных, указанных в таблице, - от -60 до +90 °С.

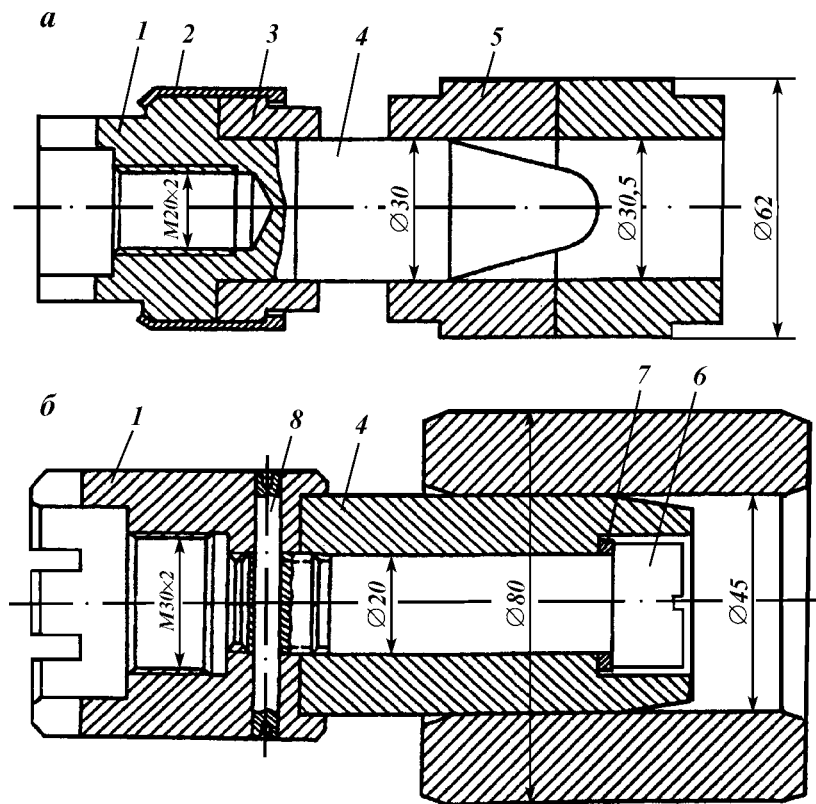
Дроссели с гидроуправлением типов ДР-80Г×35 и ДР-80Г×70 ОАО «ВЗБТ» и ЦКБ «Титан» показаны на рис. 21.31; общий вид дросселирующих пар дросселей с ручным и дистанционным управлением — на рис. 21.32.

Управление дросселями с гидроприводом осуществляется с помощью пульта управления дросселями (ПДР). Техническая характеристика пульта дистанционного управления дросселями типа ПДР-2 Краснодарского СПКБ «Промавтоматика» приведена ниже:

|  |  |
|--|--|
| Число дросселей, управляемых с одного пульта.....  | 2  |
| Расстояние до дросселей, м.....  | До 30  |
| Время полного открытия дросселя, с.....  | 4-50   |
| Рабочая жидкость в системе управления.....   | Масло всесезонное ВМГЗ<br>ТУ 38.10.1479-74 или<br>масло МГЕ-10Е ТУ<br>38.101572-75 |
| Количество жидкости в системе управления, дм <sup>3</sup> , не более.....                            | 45   |
| Давление перед дросселем, МПа (диапазон показаний).....  | 0-50; 0-100; 0-150   |
| Давление жидкости в системе управления, МПа.....   | 8-10,5   |
| Число двойных ходов насоса в 1 мин (диапазон отсчета).....   | 0-200  |
| Емкость сумматора счетчика СХН-1.....  | 9999   |
| Управляющая среда.....   | Воздух   |
| Давление воздуха питания, МПа.....   | 0,6-0,8  |
| Максимальный расход воздуха питания при 20 °С и давлении 0,1 МПа, м <sup>3</sup> /мин, не более..... | 1  |
| Напряжение питания электропитания с частотой 50 Гц, В.....   | 220  |
| Условия эксплуатации:  |  |
| температура окружающего воздуха, °С.....   | От -50 до +50  |
| относительная влажность при температуре от +35 °С и ниже, %.....                                     | 95-3   |
| Габаритные размеры пульта (длина×ширина×высота), мм.....   | 1100×800×1465  |
| Масса пульта (комплекта пульта), кг.....   | 370 (600)  |
| Изготовитель.....  | ОАО «ВЗБТ»   |



**Рис. 21.31. Регулируемые дроссели с гидроуправлением:**  
*а* — ДР-80Г×70 (ОАО «ВЗБТ»); *б* — ДРГ-80×70 (ЦКБ «Титан»); 1 — крышка цилиндра; 2 — втулка — указатель положения; 3 — цилиндр; 4 — поршень; 5 — накидная гайка; 6 — шток; 7 — корпус насадки; 8 — наконечник; 9 — твердосплавная насадка; 10 — корпус дросселя; 11 — упорная втулка; 12 — входной фланец; 13 — кожух; 14 — трубопровод; 15 — переходник; 16 — гайка



**Рис. 21.32. Твердосплавные дресселирующие пары дресселей:**  
*a* – ДР–80×35 и ДР–80×70; *б* – ДР–80Г×35 и ДР–80Г×70; 1 – втулка; 2 – обжимной держатель; 3 – направляющая втулка; 4 – наконечник; 5 – насадка; 6 – винт М20; 7 – прокладка; 8 – штифт

## 22 ОБСАДНЫЕ ТРУБЫ. ГЛАВА РАСЧЕТ ОБСАДНЫХ КОЛОНН

### 22.1. ОБСАДНЫЕ ТРУБЫ И МУФТЫ К НИМ

Трубы обсадные предназначены для компоновки спускаемых в скважину в целях ее крепления различных обсадных колонн, кондукторов и направлений.

Трубы обсадные и муфты к ним изготавливают по ГОСТ 632–80 по точности и качеству двух исполнений – А и Б. Характеристики труб и муфт к ним должны соответствовать приведенным на рис. 22.1 и в табл. 22.1 (для соединений с короткой треугольной резьбой), в табл. 22.2 (для соединений с удлиненной треугольной резьбой), в табл. 22.3 (для соединений с трапе-

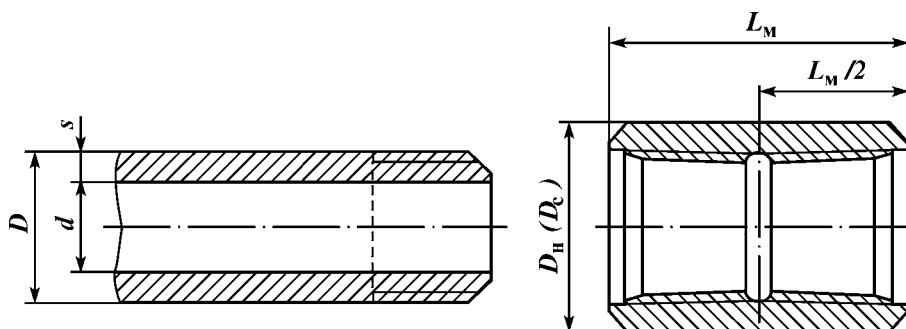


Рис. 22.1. Обсадные трубы с короткой, удлиненной и трапецидальной (ОТТМ) резьбой и муфты к ним

Таблица 22.1

Трубы с короткой треугольной резьбой и муфты к ним

| Условный диаметр трубы, мм | Труба                     |                         |                             |               | Муфта                         |                    |               |
|----------------------------|---------------------------|-------------------------|-----------------------------|---------------|-------------------------------|--------------------|---------------|
|                            | Наружный диаметр $D$ , мм | Толщина стенки $s$ , мм | Внутренний диаметр $d$ , мм | Масса 1 м, кг | Наружный диаметр $D_{н}$ , мм | Длина $L_{м}$ , мм | Масса, кг     |
| 114                        | 114,3                     | 5,2                     | 103,9                       | 14,0          | 127,0<br>(133,0)              | 158                | 3,7<br>(5,2)  |
|                            |                           | 5,7                     | 102,9                       | 15,2          |                               |                    |               |
|                            |                           | 6,4                     | 101,5                       | 16,9          |                               |                    |               |
|                            |                           | 7,4                     | 99,5                        | 19,4          |                               |                    |               |
| 127                        | 127,0                     | 8,6                     | 97,1                        | 22,3          | 141,3<br>(146,0)              | 165                | 4,6<br>(6,3)  |
|                            |                           | 5,6                     | 115,8                       | 16,7          |                               |                    |               |
|                            |                           | 6,4                     | 114,2                       | 19,1          |                               |                    |               |
|                            |                           | 7,5                     | 112,0                       | 22,1          |                               |                    |               |
| 140                        | 139,7                     | 9,2                     | 108,6                       | 26,7          | 153,7<br>(159,0)              | 171                | 5,2<br>(7,0)  |
|                            |                           | 6,2                     | 127,3                       | 20,4          |                               |                    |               |
|                            |                           | 7,0                     | 125,7                       | 22,9          |                               |                    |               |
|                            |                           | 7,7                     | 124,3                       | 25,1          |                               |                    |               |
| 146                        | 146,1                     | 9,2                     | 121,3                       | 29,5          | 166,0                         | 177                | 8,0           |
|                            |                           | 10,5                    | 118,7                       | 33,6          |                               |                    |               |
|                            |                           | 6,5                     | 133,1                       | 22,3          |                               |                    |               |
|                            |                           | 7,0                     | 132,1                       | 24,0          |                               |                    |               |
| 168                        | 168,3                     | 7,7                     | 130,7                       | 26,2          | 187,7                         | 184                | 9,1           |
|                            |                           | 8,5                     | 129,1                       | 28,8          |                               |                    |               |
|                            |                           | 9,5                     | 127,1                       | 32,0          |                               |                    |               |
|                            |                           | 10,7                    | 124,7                       | 35,7          |                               |                    |               |
| 178                        | 177,8                     | 7,3                     | 153,7                       | 29,0          | 194,5<br>(198,0)              | 184                | 8,3<br>(10,0) |
|                            |                           | 8,0                     | 152,3                       | 31,6          |                               |                    |               |
|                            |                           | 8,9                     | 150,5                       | 35,1          |                               |                    |               |
|                            |                           | 10,6                    | 147,1                       | 41,2          |                               |                    |               |
| 194                        | 193,7                     | 12,1                    | 144,1                       | 46,5          | 215,9                         | 190                | 12,2          |
|                            |                           | 7,6                     | 178,5                       | 35,0          |                               |                    |               |
|                            |                           | 8,3                     | 177,1                       | 38,1          |                               |                    |               |
|                            |                           | 9,5                     | 174,7                       | 43,3          |                               |                    |               |
|                            |                           | 10,9                    | 171,9                       | 49,9          |                               |                    |               |
|                            |                           | 12,7                    | 168,3                       | 56,7          |                               |                    |               |

Продолжение табл. 22.1

| Условный диаметр трубы, мм | Труба                     |                         |                             |               | Муфта                          |                     |           |
|----------------------------|---------------------------|-------------------------|-----------------------------|---------------|--------------------------------|---------------------|-----------|
|                            | Наружный диаметр $D$ , мм | Толщина стенки $s$ , мм | Внутренний диаметр $d$ , мм | Масса 1 м, кг | Наружный диаметр $D_{н.}$ , мм | Длина $L_{м.}$ , мм | Масса, кг |
| 219                        | 219,1                     | 6,7                     | 205,7                       | 35,1          | 244,5                          | 196                 | 16,2      |
|                            |                           | 7,7                     | 203,7                       | 40,2          |                                |                     |           |
|                            |                           | 8,9                     | 201,3                       | 46,3          |                                |                     |           |
|                            |                           | 10,2                    | 198,7                       | 52,3          |                                |                     |           |
|                            |                           | 11,4                    | 196,3                       | 58,5          |                                |                     |           |
|                            |                           | 12,7                    | 193,7                       | 64,6          |                                |                     |           |
| 245                        | 244,5                     | 14,2                    | 190,7                       | 71,5          | 269,9                          | 196                 | 17,9      |
|                            |                           | 7,9                     | 228,7                       | 46,2          |                                |                     |           |
|                            |                           | 8,9                     | 226,7                       | 51,9          |                                |                     |           |
|                            |                           | 10,0                    | 224,5                       | 58,0          |                                |                     |           |
|                            |                           | 11,1                    | 222,3                       | 63,6          |                                |                     |           |
|                            |                           | 12,0                    | 220,5                       | 68,7          |                                |                     |           |
| 273                        | 273,1                     | 13,8                    | 216,9                       | 78,7          | 298,5                          | 203                 | 20,7      |
|                            |                           | 7,1                     | 258,9                       | 46,5          |                                |                     |           |
|                            |                           | 8,9                     | 255,3                       | 57,9          |                                |                     |           |
|                            |                           | 10,2                    | 252,7                       | 65,9          |                                |                     |           |
|                            |                           | 11,4                    | 250,3                       | 73,7          |                                |                     |           |
|                            |                           | 12,6                    | 247,9                       | 80,8          |                                |                     |           |
| 299                        | 298,5                     | 13,8                    | 245,5                       | 88,5          | 323,9                          | 203                 | 22,5      |
|                            |                           | 15,1                    | 242,9                       | 96,1          |                                |                     |           |
|                            |                           | 16,5                    | 240,1                       | 104,5         |                                |                     |           |
|                            |                           | 8,5                     | 281,5                       | 60,5          |                                |                     |           |
|                            |                           | 9,5                     | 279,5                       | 67,9          |                                |                     |           |
|                            |                           | 11,1                    | 276,3                       | 78,3          |                                |                     |           |
| 324                        | 323,9                     | 12,4                    | 273,7                       | 87,6          | 351,0                          | 203                 | 23,4      |
|                            |                           | 14,8                    | 268,9                       | 103,5         |                                |                     |           |
|                            |                           | 8,5                     | 306,9                       | 66,1          |                                |                     |           |
|                            |                           | 9,5                     | 304,9                       | 73,6          |                                |                     |           |
|                            |                           | 11,0                    | 301,9                       | 84,8          |                                |                     |           |
|                            |                           | 12,4                    | 299,1                       | 95,2          |                                |                     |           |
| 340                        | 339,7                     | 14,0                    | 295,9                       | 106,9         | 365,1                          | 203                 | 25,5      |
|                            |                           | 8,4                     | 322,9                       | 68,5          |                                |                     |           |
|                            |                           | 9,7                     | 320,3                       | 78,6          |                                |                     |           |
|                            |                           | 10,9                    | 317,9                       | 88,6          |                                |                     |           |
|                            |                           | 12,2                    | 315,3                       | 98,5          |                                |                     |           |
|                            |                           | 13,1                    | 313,5                       | 105,2         |                                |                     |           |
| 351                        | 351,0                     | 14,0                    | 311,7                       | 112,2         | 376,0                          | 229                 | 29        |
|                            |                           | 15,4                    | 308,9                       | 123,5         |                                |                     |           |
|                            |                           | 9,0                     | 333,0                       | 75,9          |                                |                     |           |
|                            |                           | 10,0                    | 331,0                       | 84,1          |                                |                     |           |
| 377                        | 377,0                     | 11,0                    | 329,0                       | 92,2          | 402,0                          | 229                 | 31,0      |
|                            |                           | 12,0                    | 327,0                       | 100,3         |                                |                     |           |
|                            |                           | 9,0                     | 359,0                       | 81,7          |                                |                     |           |
|                            |                           | 10,0                    | 357,0                       | 90,5          |                                |                     |           |
| 406                        | 406,4                     | 11,0                    | 355,0                       | 99,3          | 431,8                          | 228                 | 35,9      |
|                            |                           | 12,0                    | 353,0                       | 108,0         |                                |                     |           |
|                            |                           | 9,5                     | 387,4                       | 93,2          |                                |                     |           |
|                            |                           | 11,1                    | 384,2                       | 108,3         |                                |                     |           |
| 426                        | 426,0                     | 12,6                    | 381,2                       | 122,1         | 451                            | 229                 | 37,5      |
|                            |                           | 16,7                    | 373,0                       | 160,1         |                                |                     |           |
|                            |                           | 10,0                    | 406,0                       | 102,7         |                                |                     |           |
| 473                        | 473,1                     | 11,0                    | 404,0                       | 112,6         | 508,0                          | 228                 | 54,0      |
|                            |                           | 12,0                    | 402,0                       | 122,5         |                                |                     |           |
|                            |                           | 11,1                    | 450,9                       | 125,9         |                                |                     |           |
| 508                        | 508,0                     | 11,1                    | 485,8                       | 136,3         | 533,4                          | 228                 | 44,6      |
|                            |                           | 12,7                    | 482,6                       | 155,1         |                                |                     |           |
|                            |                           | 16,1                    | 475,8                       | 195,6         |                                |                     |           |

Примечание. Если значения наружного диаметра и массы муфт для исполнения А и Б различаются, то для исполнения Б эти значения указаны в скобках (табл. 22.1 – 22.4).

Таблица 22.2

## Трубы с удлиненной треугольной резьбой и муфты к ним

| Условный диаметр трубы, мм | Труба                     |                         |                             |               | Муфта                          |                     |                |
|----------------------------|---------------------------|-------------------------|-----------------------------|---------------|--------------------------------|---------------------|----------------|
|                            | Наружный диаметр $D$ , мм | Толщина стенки $s$ , мм | Внутренний диаметр $d$ , мм | Масса 1 м, кг | Наружный диаметр $D_{н.}$ , мм | Длина $L_{м.}$ , мм | Масса, кг      |
| 114                        | 114,3                     | 6,4                     | 101,5                       | 16,9          | 127,0<br>(133,0)               | 177                 | 4,1<br>(5,6)   |
|                            |                           | 7,4                     | 99,5                        | 19,4          |                                |                     |                |
|                            |                           | 8,6                     | 97,1                        | 22,3          |                                |                     |                |
|                            |                           | 10,2                    | 93,9                        | 26,7          |                                |                     |                |
| 127                        | 127                       | 6,4                     | 114,2                       | 19,1          | 141,3<br>(146,0)               | 196                 | 5,7<br>(7,0)   |
|                            |                           | 7,5                     | 112,0                       | 22,1          |                                |                     |                |
|                            |                           | 9,2                     | 108,6                       | 26,7          |                                |                     |                |
|                            |                           | 10,7                    | 105,6                       | 30,7          |                                |                     |                |
| 140                        | 139,7                     | 7,0                     | 125,7                       | 22,9          | 153,7<br>(159,0)               | 203                 | 6,4<br>(8,5)   |
|                            |                           | 7,7                     | 124,3                       | 25,1          |                                |                     |                |
|                            |                           | 9,2                     | 121,3                       | 29,5          |                                |                     |                |
|                            |                           | 10,5                    | 118,7                       | 33,6          |                                |                     |                |
| 146                        | 146,1                     | 7,0                     | 132,1                       | 24,0          | 166,0                          | 215                 | 9,7            |
|                            |                           | 7,7                     | 130,7                       | 26,2          |                                |                     |                |
|                            |                           | 8,5                     | 129,1                       | 28,8          |                                |                     |                |
|                            |                           | 9,5                     | 127,1                       | 32,0          |                                |                     |                |
|                            |                           | 10,7                    | 124,7                       | 35,7          |                                |                     |                |
| 168                        | 168,3                     | 7,3                     | 153,7                       | 29,0          | 187,7                          | 222                 | 11,3           |
|                            |                           | 8,0                     | 152,3                       | 31,6          |                                |                     |                |
|                            |                           | 8,9                     | 150,5                       | 35,1          |                                |                     |                |
|                            |                           | 10,6                    | 147,1                       | 41,2          |                                |                     |                |
|                            |                           | 12,1                    | 144,1                       | 46,5          |                                |                     |                |
| 178                        | 177,8                     | 8,1                     | 161,6                       | 33,7          | 194,5<br>(198,0)               | 228                 | 10,7<br>(12,4) |
|                            |                           | 9,2                     | 159,4                       | 38,2          |                                |                     |                |
|                            |                           | 10,4                    | 157,0                       | 42,8          |                                |                     |                |
|                            |                           | 11,5                    | 154,8                       | 47,2          |                                |                     |                |
|                            |                           | 12,7                    | 152,8                       | 51,5          |                                |                     |                |
|                            |                           | 13,7                    | 150,4                       | 55,5          |                                |                     |                |
| 15,0                       | 148,0                     | 60,8                    |                             |               |                                |                     |                |
| 194                        | 193,7                     | 8,3                     | 177,1                       | 38,1          | 215,9                          | 235                 | 15,5           |
|                            |                           | 9,5                     | 174,7                       | 43,3          |                                |                     |                |
|                            |                           | 10,9                    | 171,9                       | 49,9          |                                |                     |                |
|                            |                           | 12,7                    | 168,3                       | 56,7          |                                |                     |                |
|                            |                           | 15,1                    | 163,5                       | 66,5          |                                |                     |                |
| 219                        | 219,1                     | 8,9                     | 201,3                       | 46,3          | 244,5                          | 254                 | 21,6           |
|                            |                           | 10,2                    | 198,7                       | 52,3          |                                |                     |                |
|                            |                           | 11,4                    | 196,3                       | 58,5          |                                |                     |                |
|                            |                           | 12,7                    | 193,7                       | 64,6          |                                |                     |                |
|                            |                           | 14,2                    | 190,7                       | 71,5          |                                |                     |                |
| 245                        | 244,5                     | 8,9                     | 226,7                       | 51,9          | 269,9                          | 266                 | 25,3           |
|                            |                           | 10,0                    | 224,5                       | 58,0          |                                |                     |                |
|                            |                           | 11,1                    | 222,3                       | 63,6          |                                |                     |                |
|                            |                           | 12,0                    | 220,5                       | 68,7          |                                |                     |                |
|                            |                           | 13,8                    | 216,9                       | 78,7          |                                |                     |                |
|                            |                           | 15,9                    | 212,7                       | 89,5          |                                |                     |                |

цеидальной резьбой – ОТТМ), на рис. 22.2 и в табл. 22.4 (для высокогерметичных соединений – ОТТГ), на рис. 22.3 и в табл. 22.5 (для безмуфтовых раструбных – ТБО).

Трубы исполнения А и Б должны изготавливаться длиной 9,5–13 м. Допускается поставка труб длиной 8–9,5 м до 20 % и длиной 5–8 м до 10 % числа труб в партии.

Таблица 22.3

## Трубы с трапецидальной резьбой и муфты к ним – ОТТМ

| Условный диаметр трубы, мм | Труба                     |                         |                             |               | Муфта                |       |                  |               |       |
|----------------------------|---------------------------|-------------------------|-----------------------------|---------------|----------------------|-------|------------------|---------------|-------|
|                            | Наружный диаметр $D$ , мм | Толщина стенки $s$ , мм | Внутренний диаметр $d$ , мм | Масса 1 м, кг | Наружный диаметр, мм |       | Длина $L_m$ , мм | Масса, кг     |       |
|                            |                           |                         |                             |               | $D_n$                | $D_c$ |                  | $D_n$         | $D_c$ |
| 114                        | 114,3                     | 6,4                     | 101,5                       | 16,9          | 127<br>(133)         | 123,8 | 170              | 4<br>(5,6)    | 3,0   |
|                            |                           | 7,4                     | 99,5                        | 19,4          |                      |       |                  |               |       |
|                            |                           | 8,6<br>10,2             | 97,1<br>93,9                | 22,3<br>26,7  |                      |       |                  |               |       |
| 127                        | 127,0                     | 6,4                     | 114,2                       | 19,1          | 141,3<br>(146)       | 136,5 | 174              | 4,8<br>(6,6)  | 3,3   |
|                            |                           | 7,5                     | 112,0                       | 22,1          |                      |       |                  |               |       |
|                            |                           | 9,2<br>10,7             | 108,6<br>105,6              | 26,7<br>30,7  |                      |       |                  |               |       |
| 140                        | 139,7                     | 6,2                     | 127,3                       | 20,4          | 153,7<br>(159)       | 149,2 | 182              | 5,3<br>(7,3)  | 4,1   |
|                            |                           | 7,0                     | 125,7                       | 22,9          |                      |       |                  |               |       |
|                            |                           | 7,7                     | 124,3                       | 25,1          |                      |       |                  |               |       |
|                            |                           | 9,2                     | 121,3                       | 29,5          |                      |       |                  |               |       |
|                            |                           | 10,5                    | 118,7                       | 33,6          |                      |       |                  |               |       |
| 146                        | 146,1                     | 6,5                     | 133,1                       | 22,3          | 166                  | 156   | 182              | 7,9           | 4,4   |
|                            |                           | 7,0                     | 132,1                       | 24,0          |                      |       |                  |               |       |
|                            |                           | 7,7                     | 130,7                       | 26,2          |                      |       |                  |               |       |
|                            |                           | 8,5                     | 129,1                       | 28,8          |                      |       |                  |               |       |
|                            |                           | 9,5                     | 127,1                       | 32,0          |                      |       |                  |               |       |
|                            |                           | 10,7                    | 124,7                       | 35,7          |                      |       |                  |               |       |
| 168                        | 168,3                     | 7,3                     | 153,7                       | 29,0          | 187,7                | 177,8 | 190              | 9,5           | 4,8   |
|                            |                           | 8,0                     | 152,3                       | 31,6          |                      |       |                  |               |       |
|                            |                           | 8,9                     | 150,5                       | 35,1          |                      |       |                  |               |       |
|                            |                           | 10,6                    | 147,1                       | 41,2          |                      |       |                  |               |       |
|                            |                           | 12,1                    | 144,1                       | 46,5          |                      |       |                  |               |       |
| 178                        | 177,8                     | 6,9                     | 164,0                       | 29,1          | 194,5<br>(118,0)     | 187,3 | 198              | 8,6<br>(10,5) | 5,3   |
|                            |                           | 8,1                     | 161,6                       | 33,7          |                      |       |                  |               |       |
|                            |                           | 9,2                     | 159,4                       | 38,2          |                      |       |                  |               |       |
|                            |                           | 10,4                    | 157,0                       | 42,8          |                      |       |                  |               |       |
|                            |                           | 11,5                    | 154,8                       | 47,2          |                      |       |                  |               |       |
|                            |                           | 12,7                    | 152,4                       | 51,5          |                      |       |                  |               |       |
|                            |                           | 13,7                    | 150,4                       | 55,5          |                      |       |                  |               |       |
| 15,0                       | 147,8                     | 60,8                    |                             |               |                      |       |                  |               |       |
| 194                        | 193,7                     | 7,6                     | 178,5                       | 35,0          | 215,9                | 206,4 | 206              | 13,4          | 8,0   |
|                            |                           | 8,3                     | 177,1                       | 38,1          |                      |       |                  |               |       |
|                            |                           | 9,5                     | 174,7                       | 43,3          |                      |       |                  |               |       |
|                            |                           | 10,9                    | 171,9                       | 49,2          |                      |       |                  |               |       |
|                            |                           | 12,7                    | 168,3                       | 56,7          |                      |       |                  |               |       |
| 15,1                       | 163,5                     | 66,5                    |                             |               |                      |       |                  |               |       |
| 219                        | 219,1                     | 7,7                     | 203,7                       | 40,2          | 244,5                | 231,8 | 218              | 18,0          | 9,6   |
|                            |                           | 8,9                     | 201,3                       | 46,3          |                      |       |                  |               |       |
|                            |                           | 10,2                    | 198,7                       | 52,3          |                      |       |                  |               |       |
|                            |                           | 11,4                    | 196,3                       | 58,5          |                      |       |                  |               |       |
|                            |                           | 12,7                    | 193,7                       | 64,6          |                      |       |                  |               |       |
| 14,2                       | 190,7                     | 71,5                    |                             |               |                      |       |                  |               |       |
| 245                        | 244,5                     | 7,9                     | 228,7                       | 46,2          | 269,9                | 257,2 | 218              | 19,9          | 10,7  |
|                            |                           | 8,9                     | 226,7                       | 51,9          |                      |       |                  |               |       |
|                            |                           | 10,0                    | 224,5                       | 58            |                      |       |                  |               |       |
|                            |                           | 11,1                    | 222,3                       | 63,6          |                      |       |                  |               |       |
|                            |                           | 12,0                    | 220,5                       | 68,7          |                      |       |                  |               |       |
|                            |                           | 13,8                    | 216,9                       | 78,7          |                      |       |                  |               |       |
|                            |                           | 15,9                    | 212,7                       | 89,5          |                      |       |                  |               |       |



Продолжение табл. 22.3

| Условный диаметр трубы, мм | Труба                     |                         |                             |               | Муфта                |       |                  |           |       |
|----------------------------|---------------------------|-------------------------|-----------------------------|---------------|----------------------|-------|------------------|-----------|-------|
|                            | Наружный диаметр $D$ , мм | Толщина стенки $s$ , мм | Внутренний диаметр $d$ , мм | Масса 1 м, кг | Наружный диаметр, мм |       | Длина $L_M$ , мм | Масса, кг |       |
|                            |                           |                         |                             |               | $D_H$                | $D_C$ |                  | $D_H$     | $D_C$ |
| 273                        | 273,1                     | 8,9                     | 255,3                       | 57,9          | 298,5                | 285,8 | 218              | 22,2      | 12,0  |
|                            |                           | 10,2                    | 252,7                       | 65,9          |                      |       |                  |           |       |
|                            |                           | 11,4                    | 250,3                       | 73,7          |                      |       |                  |           |       |
|                            |                           | 12,6                    | 247,9                       | 80,8          |                      |       |                  |           |       |
|                            |                           | 13,8                    | 245,5                       | 88,5          |                      |       |                  |           |       |
|                            |                           | 15,1                    | 242,9                       | 96,1          |                      |       |                  |           |       |
| 299                        | 298,5                     | 9,5                     | 279,5                       | 67,9          | 323,9                | —     | 218              | 24,1      | —     |
|                            |                           | 11,1                    | 276,3                       | 78,3          |                      |       |                  |           |       |
|                            |                           | 12,4                    | 273,7                       | 87,6          |                      |       |                  |           |       |
|                            |                           | 14,8                    | 268,9                       | 103,5         |                      |       |                  |           |       |
| 324                        | 323,9                     | 8,5                     | 306,9                       | 66,1          | 351,0                | —     | 218              | 25,1      | —     |
|                            |                           | 9,5                     | 304,9                       | 73,6          |                      |       |                  |           |       |
|                            |                           | 11,0                    | 301,9                       | 84,8          |                      |       |                  |           |       |
|                            |                           | 12,4                    | 299,1                       | 95,2          |                      |       |                  |           |       |
|                            |                           | 14,0                    | 295,9                       | 106,9         |                      |       |                  |           |       |
| 340                        | 339,7                     | 9,7                     | 320,3                       | 78,6          | 365,1                | —     | 218              | 27,3      | —     |
|                            |                           | 10,9                    | 317,9                       | 88,6          |                      |       |                  |           |       |
|                            |                           | 12,2                    | 315,3                       | 98,5          |                      |       |                  |           |       |
|                            |                           | 13,1                    | 313,5                       | 105,2         |                      |       |                  |           |       |
|                            |                           | 14,0                    | 311,7                       | 112,2         |                      |       |                  |           |       |
|                            |                           | 15,4                    | 308,9                       | 123,5         |                      |       |                  |           |       |

Примечание. Муфты специальные с уменьшенным наружным диаметром  $D_C$  изготавливают только исполнения А.

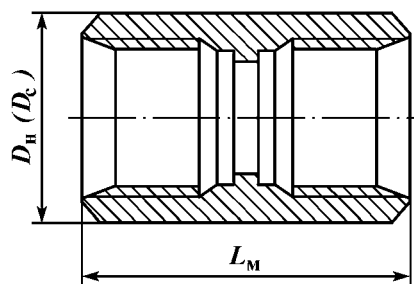
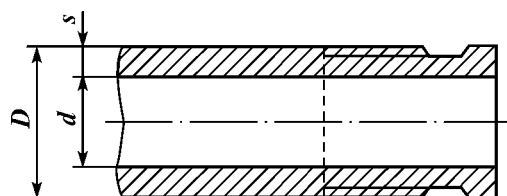


Рис. 22.2. Обсадные трубы с высокогерметичными соединениями ОТГ

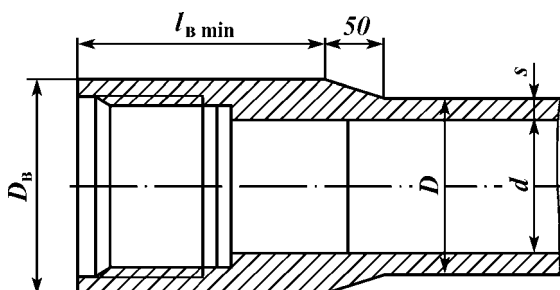


Рис. 22.3. Обсадные трубы безмуфтовые раструбные (ТБО)

Таблица 22.4

## Трубы с высокогерметичными соединениями и муфты к ним – ОТПГ

| Условный диаметр трубы, мм | Труба                     |   |   |   | Муфта                |       |                  |                |            |
|----------------------------|---------------------------|---|---|---|----------------------|-------|------------------|----------------|------------|
|                            | Наружный диаметр $D$ , мм | Толщина стенки $s$ , мм                             | Внутренний диаметр $d$ , мм                                 | Масса 1 м, кг   | Наружный диаметр, мм |       | Длина $L_m$ , мм | Масса, кг      |            |
|                            |                           |   |   |   | $D_n$                | $D_c$ |                  | $D_n$          | $D_c$      |
| 114                        | 114,3                     | 8,6<br>10,2   | 97,1<br>93,9  | 22,3<br>26,7  | 127<br>(133,0)       | 123,8 | 170              | 4<br>(6,8)     | 3,9        |
| 127                        | 127,0                     | 9,2<br>10,7   | 108,6<br>105,6  | 26,7<br>30,7  | 141,3<br>(116)       | 136,5 | 210              | 5,8<br>(7,9)   | 4,4<br>3,3 |
| 140                        | 139,7                     | 9,2<br>10,5   | 121,3<br>118,7  | 29,5<br>33,6  | 153,7<br>(159,0)     | 149,2 | 218              | 7,0<br>(9,1)   | 5,0        |
| 146                        | 146,1                     | 8,5<br>9,5<br>10,7                                  | 129,1<br>127,1<br>124,7                                     | 28,8<br>32,0<br>35,7                                  | 166,0                | 156,0 | 218              | 9,5            | 5,2        |
| 168                        | 168,3                     | 8,9<br>10,6<br>12,1                                 | 150,5<br>147,1<br>144,1                                     | 35,1<br>41,2<br>46,5                                  | 187,7                | 177,8 | 225              | 11,3           | 6,2        |
| 178                        | 177,8                     | 9,2<br>10,4<br>11,5<br>12,7<br>13,7<br>15,0         | 159,4<br>157,0<br>154,8<br>152,4<br>150,4<br>148,0          | 38,2<br>42,8<br>47,2<br>51,5<br>55,5<br>60,8          | 194,5<br>(198,0)     | 187,3 | 234              | 10,6<br>(13,9) | 6,8        |
| 194                        | 193,7                     | 9,5<br>10,9<br>12,7<br>15,1                         | 174,7<br>171,9<br>168,3<br>163,5                            | 43,3<br>49,2<br>56,7<br>66,5                          | 215,9                | 206,4 | 242              | 15,7           | 9,4        |
| 219                        | 219,1                     | 8,9<br>10,2<br>11,4<br>12,7<br>14,2                 | 201,3<br>198,7<br>196,3<br>193,7<br>190,7                   | 46,3<br>52,3<br>58,5<br>64,6<br>71,5                  | 244,5                | 231,8 | 254              | 21,6           | 11,9       |
| 245                        | 244,5                     | 8,9<br>10,0<br>11,1<br>12,0<br>13,8<br>15,9         | 226,7<br>224,5<br>222,3<br>220,5<br>216,9<br>212,7          | 51,9<br>58,0<br>63,6<br>68,7<br>78,7<br>89,5          | 269,9                | 257,2 | 254              | 23,9           | 13,2       |
| 273                        | 273,1                     | 8,9<br>10,2<br>11,4<br>12,6<br>13,8<br>15,1<br>16,5 | 255,3<br>252,7<br>250,3<br>247,9<br>245,5<br>242,9<br>240,1 | 57,9<br>65,9<br>73,7<br>80,8<br>88,5<br>96,1<br>104,5 | 298,5                | 285,8 | 254              | 26,7           | 14,8       |

Допустимы следующие предельные отклонения по размерам и массе труб и муфт:

|  |                        |
|--|------------------------|
| По наружному диаметру труб, %:   |                        |
| всех условных диаметров исполнения А.....                              | ±0,75                  |
| с условным диаметром ≤219 мм исполнения Б.....                         | ±1                     |
| с условным диаметром >219 мм исполнения Б.....                         | ±1,25                  |
| По толщине стенки, % (плюсовые отклонения ограничены массой труб)..... | - 12,5                 |
| По наружному диаметру муфт:  |                        |
| нормальных, % .....  | ±1 (но не более ±3 мм) |
| специальных, мм.....   | +0,8<br>-0,4           |
| По длине муфт, мм.....   | ±3,0                   |

Таблица 22.5

## Трубы безмуфтовые раструбные – ТБО

| Условный диаметр трубы, мм | Наружный диаметр $D$ , мм | Толщина стенки $s$ , мм                     | Внутренний диаметр $d$ , мм                        | Наружный диаметр высаженной части раструбного конца $D_b \pm 0,5$ , мм | Длина высаженной части раструбного конца $l_{в \text{ min}}$ | Масса 1 м, кг                                | $\Delta m^*$ , кг                      |
|----------------------------|---------------------------|---|--|--|--|--|--|
| 127                        | 127,0                     | 9,2<br>10,7                                 | 108,6<br>105,6                                     | 136  | 104  | 22,0<br>26,7                                 | 0,2                                    |
| 140                        | 139,7                     | 9,2<br>10,5                                 | 121,3<br>118,7                                     | 149  | 108  | 29,5<br>33,6                                 | 0,5<br>0,8                             |
| 146                        | 146,1                     | 8,5<br>9,5<br>10,7                          | 129,1<br>127,1<br>124,7                            | 156  | 108  | 28,8<br>32,0<br>35,7                         | 0,1<br>0,4<br>0,7                      |
| 168                        | 168,3                     | 8,9<br>10,6<br>12,1                         | 150,5<br>147,1<br>144,1                            | 78   | 112  | 38,2<br>41,2<br>46,5                         | 0,0<br>0,5<br>1,1                      |
| 178                        | 177,8                     | 9,2<br>10,4<br>11,5<br>12,7<br>13,7<br>15,0 | 159,4<br>157,0<br>154,8<br>152,4<br>150,4<br>148,0 | 187  | 116  | 38,2<br>42,8<br>47,2<br>51,5<br>55,5<br>60,8 | 0,7<br>1,1<br>1,6<br>2,2<br>2,6<br>2,8 |
| 194                        | 10,9<br>193,7             | 9,5<br>10,9<br>12,7<br>15,1                 | 174,7<br>171,9<br>168,3<br>163,5                   | 206  | 120  | 43,3<br>49,2<br>56,7<br>66,5                 | 0,0<br>0,7<br>1,6<br>2,8               |

\*  $\Delta m$  – уменьшение массы одной трубы, обусловленное отделкой концов.

По массе, %:

|  |      |
|--|------|
| для отдельной трубы исполнения А.....                    | +6,5 |
| для партии труб (массой не менее 20 т) исполнения А..... | -3,5 |
| для отдельной трубы исполнения Б.....                    | +8,0 |
|  | -6,0 |

Не допускается овальность труб исполнения Б, превышающая 0,8 предельного отклонения по наружному диаметру, за исключением мест ремонта. Общая изогнутость всей трубы (стрела прогиба), измеренная на середине трубы, не должна быть более 1/2000 длины трубы. На концевых участках, равных одной трети длины трубы, изогнутость не должна превышать более 1,3 мм на 1 м длины.

Условное обозначение трубы включает тип соединения (кроме короткой резьбы), условный диаметр трубы, группу прочности, толщину стенки. Например:

ОТТМ 219×10,2 – Д ГОСТ 632–80;

219×10,2 – К ГОСТ 632–80.

Условное обозначение муфт включает тип соединения (кроме короткой резьбы), условный диаметр трубы, группу прочности, вид муфты. Например:

ОТТМ 219×10,2 – Д ГОСТ 632–80;

245 – Д ГОСТ 632–80.

## ТЕХНИЧЕСКИЕ ТРЕБОВАНИЯ

На наружной и внутренней поверхностях труб и муфт не должно быть плен, раковин, закатов, расслоений, трещин и песчин. Допускаются вырубка и зачистка указанных дефектов при условии, что их глубина не превышает предельного минусового отклонения по толщине стенки. Заварка, зачеканка или заделка дефектных мест не допускаются.

Трубы и муфты должны быть изготовлены из стали одной и той же группы прочности, указанной в табл. 22.6.

Трубы и муфты к ним группы прочности К и выше должны быть подвергнуты термической или термомеханической обработке. Резьба и уплотнительные конические расточки муфт должны быть оцинкованы или фосфатированы.

Таблица 22.6

### Механические свойства стали

| Характеристика                                       | Группа прочности стали |        |      |      |      |      |      |
|--|------------------------|--------|------|------|------|------|------|
|  | Д                      | К      | Е    | Л    | М    | Р    | Т    |
| Временное сопротивление $\sigma_{в}$ , МПа, не менее | 655<br>(637)           | (686)  | 689  | 758  | 862  | 999  | 1103 |
| Предел текучести $\sigma_{т}$ , МПа: не менее        | 379<br>(373)           | (490)  | 551  | 655  | 758  | 931  | 1034 |
| не более   | 551                    | —      | 758  | 862  | 965  | 1137 | 1240 |
| Относительное удлинение $\sigma_5$ , %, не менее     | 14,3<br>(16,0)         | (12,0) | 13,0 | 12,3 | 10,8 | 9,5  | 8,5  |

Примечание. Значения в скобках, относятся к исполнению Б.

Каждая труба с треугольной резьбой ОТТМ и ОТТГ должна быть снабжена муфтой, закрепленной на муфтонаверточном станке на одном из ее концов. При свинчивании труб с муфтами следует применять смазочный материал или другие уплотнители, обеспечивающие герметичность соединения и предохраняющие его от задиров и коррозии. Наружная поверхность трубы и муфты по требованию потребителя может быть окрашена.

Трубы должны выдерживать испытание внутренним гидравлическим давлением.

## РЕЗЬБОВЫЕ СОЕДИНЕНИЯ

**Резьба треугольного профиля.** Параметры профиля резьбы труб и муфт с треугольной резьбой должны соответствовать следующим значениям:

|   |   |
|---|---|
| Шаг резьбы $P$ , мм.....                      | 3,175                                   |
| Высота исходного профиля $H$ , мм.....        | 2,750                                   |
| Высота профиля $h_1$ , мм.....                | 1,810 <sup>+0,05</sup> <sub>-0,10</sub> |
| Рабочая высота профиля $h$ , мм.....          | 1,734                                   |
| Угол профиля $\alpha$ .....                   | 60°                                     |
| Угол наклона стороны профиля $\alpha/2$ ..... | 30°±1'15"                               |

|   |                         |
|---|-------------------------|
| Радиус закругления, мм:                     |                         |
| вершина профиля $r$ .....                   | 0,508 <sup>+0,045</sup> |
| впадина профиля $r_1$ .....                 | 0,432 <sup>+0,045</sup> |
| Зазор $z$ , мм.....                         | 0,076                   |
| Угол наклона $\phi$ .....                   | 1°47'24"                |
| Конусность $2 \operatorname{tg} \phi$ ..... | 1:16                    |

Размеры соединений с треугольной резьбой (короткой и длинной) приведены на рис. 22.4 и в табл. 22.7, 22.8.

Цилиндрическую выточку у торца муфты разрешается выполнять конической, образуя которой параллельна образующей конуса резьбы. Наименьший диаметр выточки должен быть равен  $d_0$ .

Минимальная толщина стенки под резьбой в плоскости торца

$$t = 0,875s - 0,5(D\Delta - d_2),$$

где  $\Delta$  — коэффициент, учитывающий верхнее предельное отклонение наружного диаметра труб:  $\Delta = 1,0075$  для труб исполнения А, 1,01 для труб до 219 мм исполнения Б и 1,0125 для труб свыше 219 мм.

Наименьшая толщина  $t$  под резьбой в плоскости торца трубы должна быть более 1,5 мм для труб исполнений А и Б.

При свинчивании вручную оцинкованных или фосфатированных муфт с трубами натяг должен быть равен  $A, \pm 3,2$  мм. Допускается подбор муфт и концов труб по натягу.

После свинчивания труб и муфт на станке торец муфты должен совпадать с концом сбега резьбы на трубе (предельные отклонения  $\pm 3,2$  мм).

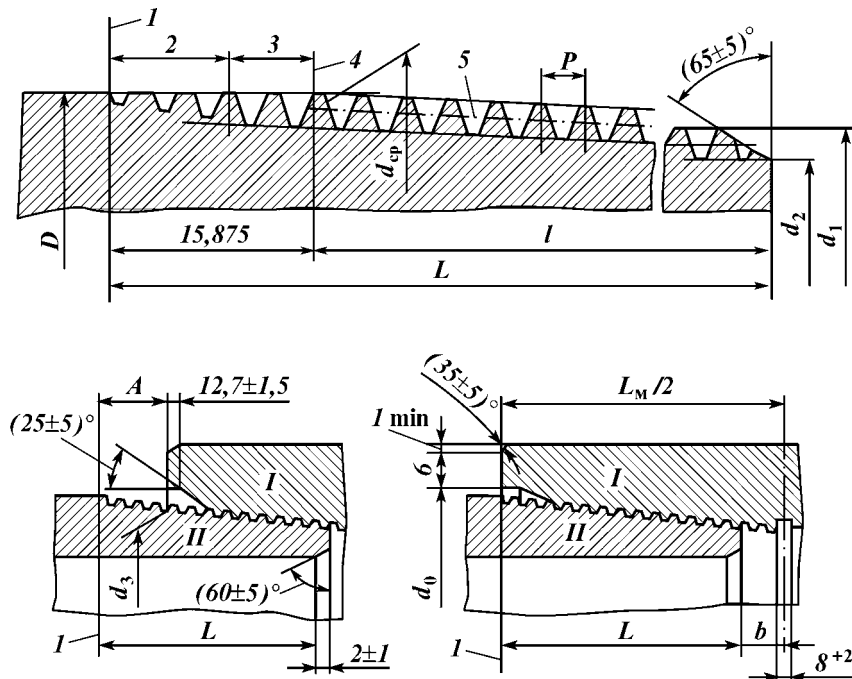
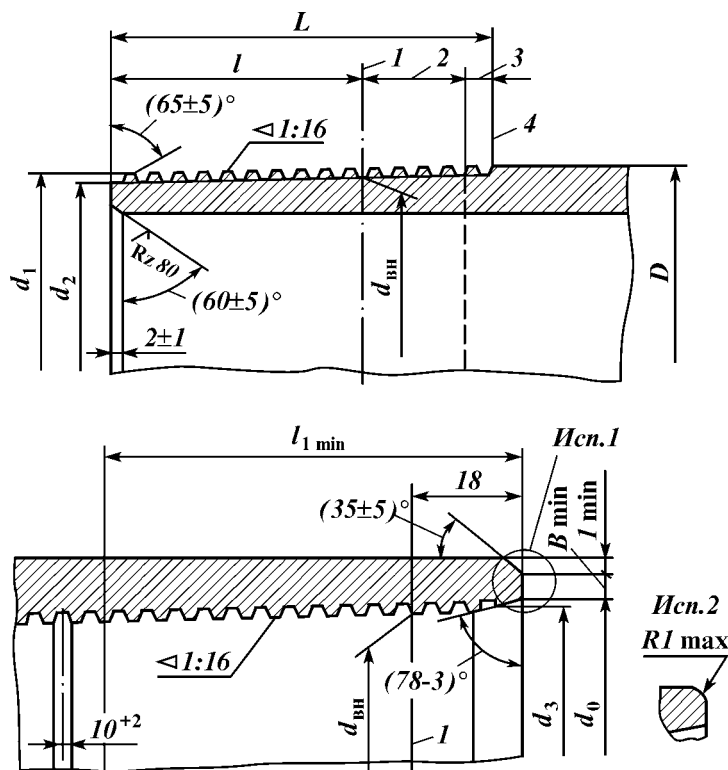


Рис. 22.4. Размеры соединений с треугольной резьбой:

$I$  — муфта;  $II$  — труба;  $1$  — конец сбега резьбы;  $2$  — сбег резьбы;  $3$  — витки со срезанными вершинами;  $4$  — основная плоскость;  $5$  — линия среднего диаметра

**Рис. 22.5. Размеры резьбовых соединений труб ОТТМ:**

1 – основная плоскость; 2 – витки со срезанными вершинами; 3 – сбеги резьбы; 4 – конец сбега резьбы (исполнения 1, 2 – соответственно для нормальных и специальных муфт)



Размеры резьбовых соединений ОТТМ должны соответствовать приведенным на рис. 22.5 и в табл. 22.9.

При свинчивании вручную оцинкованных или фосфатированных муфт с трубами натяг должен быть равен  $(14 \pm 3)$  мм.

Для обеспечения высокой герметичности обсадных колонн используют трубы с соединениями ОТТГ (табл. 22.10).

При свинчивании вручную оцинкованных или фосфатированных муфт с трубами натяг должен быть равен  $(10 \pm 2)$  мм. После свинчивания трубы и муфты на станке должно быть обеспечено сопряжение торца трубы и уступа муфты по всему периметру стыка. Допускается наличие зазора между упорными поверхностями трубы и муфты не более 1 мм (для исполнения Б).

Торцы трубы и упорные уступы муфты должны быть перпендикулярны к оси резьбы, предельные отклонения от перпендикулярности – 0,06 мм.

Трубы безмуфтовые раструбные – ТБО применяют для обеспечения высокой прочности и герметичности. Размеры соединений соответствуют указанным в табл. 22.10.

Предельные отклонения параметров резьбы приведены ниже.

|   |            |
|---|------------|
| Шаг резьбы, мм:                             |            |
| на длине 25,4.....                          | $\pm 0,05$ |
| на всей длине резьбы с полным профилем..... | $\pm 0,10$ |
| Конусность резьбы, мм:                      |            |
| на длине 100 мм напильного конца трубы..... | +0,15      |
| раструбного конца трубы.....                | -0,15      |

**Размеры соединений труб с короткой треугольной резьбой и муфт к ним, мм**

| Условный диаметр трубы | Наружный диаметр трубы $D$ | Толщина стенки $s$ | Средний диаметр резьбы в основной плоскости $d_{cp}$ | Диаметр резьбы и плоскости торца трубы |                  | Длина резьбы трубы                 |   |
|------------------------|----------------------------|--------------------|--|--|------------------|------------------------------------|---|
|                        |                            |                    |  | наружный $d_1$                         | внутренний $d_2$ | общая (до конца сбега) $L \pm 3,2$ | до основной плоскости (с полным профилем) $l$ |
| 114                    | 114,3                      | 5,2                | 112,566  | 112,105                                | 108,485          | 51,0                               | 35,125  |
|                        | 114,3                      | 5,7–8,6            |  | 111,136                                | 107,516          | 66,5                               | 50,625  |
| 127                    | 127,0                      | 5,6                |  | 124,023                                | 120,403          | 63,5                               | 47,625  |
|                        | 127,0                      | 6,4–9,2            |  | 123,617                                | 119,997          | 70,0                               | 54,125  |
| 140                    | 139,7                      | 6,2–10,5           | 137,966  | 136,130                                | 132,510          | 73,0                               | 57,125  |
| 146                    | 146,1                      | 6,5–10,7           | 144,316  | 142,292                                | 138,672          | 76,0                               | 60,125  |
| 168                    | 168,3                      | 6,5–12,1           | 166,541  | 164,298                                | 160,678          | 79,5                               | 63,625  |
| 178                    | 177,8                      | 5,9                | 176,066  | 175,011                                | 171,391          | 60,5                               | 44,625  |
|                        |                            | 6,9–13,7           |  | 173,823                                | 170,203          | 79,5                               | 63,625  |
| 194                    | 193,7                      | 7,6–12,7           | 191,941  | 189,511                                | 185,891          | 82,5                               | 66,625  |
| 219                    | 219,1                      | 6,7                | 217,341  | 215,317                                | 211,697          | 76,0                               | 60,125  |
|                        |                            | 7,7–14,2           |  | 21,723                                 | 211,103          | 85,5                               | 69,625  |
| 245                    | 244,5                      | 7,9–13,8           | 242,741  | 240,123                                | 236,503          | 85,5                               | 54,125  |
| 273                    | 273,1                      | 7,1                | 271,316  | 269,667                                | 266,047          | 70,0                               |   |
|                        |                            | 8,9–16,5           |  | 268,480                                | 264,860          | 89,0                               | 73,125  |
| 299                    | 298,5                      | 8,5–14,8           | 296,716  | 293,880                                | 290,260          |                                    |   |
| 324                    | 323,9                      | 8,5–14,0           | 322,116  | 319,280                                | 315,660          |                                    |   |
| 340                    | 339,7                      | 8,4–15,4           | 337,991  | 335,155                                | 331,535          |                                    |   |
| 406                    | 406,4                      | 9,5–16,7           | 404,666  | 401,048                                | 397,428          |                                    |   |
| 473                    | 473,1                      | 11,1               | 471,341  | 467,723                                | 464,103          | 101,5                              | 85,625  |
| 508                    | 508,0                      | 11,1–16,1          | 506,266  | 502,648                                | 499,082          |                                    |   |

Примечание. Резьбовые соединения труб диаметрами 351, 377 и 426 мм выполняют

**Размеры соединений труб с удлиненной треугольной резьбой и муфт к ним, мм**

| Условный диаметр | Наружный диаметр $D$ | Средний диаметр резьбы в основной плоскости $d_{cp}$ | Диаметр резьбы и плоскости торца трубы |                  | Длина резьбы трубы                 |   |
|------------------|----------------------|--|--|------------------|------------------------------------|---|
|                  |                      |  | наружный $d_1$                         | внутренний $d_2$ | общая (до конца сбега) $L \pm 3,2$ | до основной плоскости с полным профилем $l$ |
| 114              | 114,3                | 112,566  | 110,542                                | 106,922          | 76,0                               | 60,125                                      |
| 127              | 127,0                | 125,266  | 122,648                                | 119,028          | 85,5                               | 69,625                                      |
| 140              | 139,7                | 137,966  | 135,130                                | 131,510          | 89,0                               | 73,125                                      |
| 146              | 146,1                | 144,316  | 141,105                                | 137,485          | 95,0                               | 79,125                                      |
| 168              | 168,3                | 166,541  | 163,111                                | 159,491          | 98,5                               | 82,625                                      |
| 178              | 177,8                | 176,066  | 172,448                                | 168,829          | 101,5                              | 82,625                                      |
| 194              | 193,7                | 191,941  | 183,105                                | 184,485          | 105                                | 89,125                                      |
| 219              | 219,1                | 217,341  | 212,911                                | 209,291          | 114,5                              | 98,625                                      |
| 245              | 244,5                | 242,741  | 237,936                                | 234,316          | 120,5                              | 104,625                                     |

Таблица 22.7

| Внутренний диаметр резьбы в плоскости торца муфты $d_3$ | Диаметр цилиндрической выточки $d_0$ |                       | Ширина торцевой плоскости муфты $B_{min}$ |              | Расстояние от торца муфты до конца сбега резьбы на трубе при свинчивании вручную $A$ | Расстояние от торца трубы до середины муфты в закреплённом соединении $b$ | Натяг резьбы трубы $A_T$ |      |
|---|--------------------------------------|-----------------------|---|--------------|--|---|--------------------------|------|
|   | Номинальное значение                 | Предельное отклонение | Исполнение А                              | Исполнение Б |  |   |                          |      |
| 111,230   | 116,7                                | +0,8                  | 3,0                                       | 6,0          | 9,5  | 28,0  | 18,7                     |      |
| 123,930   | 129,4                                |                       | 4,0                                       |              |  | 12,5  | 3,2                      |      |
| 136,630   | 142,1                                |                       | 3,5                                       |              |  | 19,0  | 9,7                      |      |
| 142,980   | 148,1                                |                       | 6,5                                       |              |  | 12,5  | 3,2                      |      |
| 165,205   | 170,7                                |                       | 6,0                                       |              |  | 31,5  | 22,2                     |      |
| 174,730   | 180,2                                |                       | 4,5                                       | 6,5          |  |   |                          |      |
| 190,512   | 196,1                                |                       | 7,5                                       |              |  | 12,5  | 3,2                      |      |
| 215,912   | 221,5                                |                       | +1,5                                      | 8,5          |  | 11,0  | 22,0                     | 12,7 |
| 241,312   | 246,9                                |                       |   |              |  |   | 12,5                     | 3,2  |
| 269,887   | 275,5                                |                       |   |              |  |   | 31,5                     | 22,2 |
| 295,287   | 300,9                                | 12,5                  |   |              | 3,2  |   |                          |      |
| 320,687   | 326,3                                |                       |   |              |  |   |                          |      |
| 336,562   | 342,1                                |                       |   |              |  |   |                          |      |
| 403,237   | 408,8                                |                       |   |              |  |   |                          |      |
| 469,912   | 475,5                                |                       |   |              |  |   |                          |      |
| 504,837   | 510,4                                | 13,0                  |   |              |  |   |                          |      |
|   |                                      | 8,5                   |   |              |  |   |                          |      |

по ТУ 14-3-760—78.

Таблица 22.8

| Внутренний диаметр резьбы в плоскости торца муфты $d_3$ | Диаметр цилиндрической выточки $d_0$ |                       | Ширина торцевой плоскости муфты $B_{min}$ |              | Расстояние от торца муфты до конца сбега резьбы на трубе при свинчивании вручную (натяг) $A$ | Расстояние от торца трубы до середины муфты в закреплённом соединении $b$ | Натяг резьбы $A_T$ |      |
|---|--------------------------------------|-----------------------|---|--------------|--|---|--------------------|------|
|   | Номинальное значение                 | Предельное отклонение | Исполнение А                              | Исполнение Б |  |   |                    |      |
| 111,230   | 116,7                                | +0,8                  | 3,0                                       | 6,0          | 9,5  | 12,5  | 6,3                |      |
| 123,930   | 129,4                                |                       | 4,0                                       |              |  |   | 12,3               |      |
| 136,630   | 142,1                                |                       | 3,5                                       |              |  |   | 12,8               |      |
| 142,980   | 148,1                                |                       | 6,5                                       |              |  |   | 15,8               |      |
| 165,205   | 170,7                                |                       | 6,0                                       |              |  |   |                    |      |
| 174,730   | 180,2                                |                       | 4,5                                       | 6,5          |  |   | 18,8               |      |
| 190,512   | 196,1                                |                       | 7,5                                       |              |  |   | 11,0               | 19,3 |
| 215,912   | 221,5                                |                       | +1,5                                      | 8,5          |  |   | 11,0               | 25,8 |
| 241,312   | 246,9                                |                       |   |              |  |   |                    | 31,8 |



**Размеры соединений труб с трапецидальной резьбой и муфт к ним – ОТТМ, мм**

| Условный диаметр трубы | Наружный диаметр $D$ | Внутренний диаметр резьбы в основной плоскости $d_{вн}$ | Диаметр резьбы в плоскости торца трубы |                  |
|------------------------|----------------------|---|--|------------------|
|                        |                      |   | наружный $d_1$                         | внутренний $d_2$ |
| 114                    | 114,3                | 111,100   | 111,675                                | 108,475          |
| 127                    | 127,0                | 123,800   | 124,250                                | 121,050          |
| 140                    | 139,7                | 136,500   | 136,700                                | 133,500          |
| 146                    | 146,1                | 142,850   | 143,050                                | 139,850          |
| 168                    | 168,3                | 165,075   | 165,025                                | 161,825          |
| 178                    | 177,8                | 174,600   | 174,300                                | 171,100          |
| 194                    | 193,7                | 190,475   | 189,925                                | 186,725          |
| 219                    | 219,1                | 215,875   | 214,950                                | 211,750          |
| 245                    | 244,5                | 241,275   | 240,350                                | 237,150          |
| 273                    | 273,1                | 269,850   | 268,925                                | 265,725          |
| 299                    | 298,5                | 295,250   | 294,325                                | 291,125          |
| 324                    | 323,9                | 320,650   | 319,725                                | 316,525          |
| 340                    | 339,7                | 336,525   | 335,600                                | 332,400          |

**Размеры высокогерметичных соединений труб и муфт к ним – ОПГ и труб безмуфтовых**

| Условный диаметр трубы | $D$   | $d_{вн}$ | Труба ОПГ и ниппельный конец трубы ТБО |   |   |   |
|------------------------|-------|----------|--|---|---|---|
|                        |       |          | $d_1$                                  | Диаметр уплотнительного конического пояса в плоскости торца $d_2$ | Расстояние от торца до конца сбега резьбы $L - 1,0$ | Расстояние от торца до основной плоскости $l$ |
| 114                    | 114,3 | 111,100  | 110,175                                | 106,375   | 98  | 66  |
| 127                    | 127,0 | 123,800  | 122,750                                | 118,950   | 100   | 68  |
| 140                    | 139,7 | 136,500  | 135,200                                | 131,400   | 104   | 72  |
| 146                    | 146,1 | 142,850  | 141,550                                | 137,750   | 104   | 72  |
| 168                    | 168,3 | 165,075  | 163,525                                | 159,725   | 108   | 76  |
| 178                    | 177,8 | 174,600  | 172,800                                | 169,000   | 112   | 80  |
| 194                    | 193,7 | 190,475  | 188,425                                | 184,625   | 116   | 84  |
| 219                    | 219,1 | 215,875  | 213,450                                | 209,650   | 122   | 90  |
| 245                    | 244,5 | 241,275  | 238,850                                | 235,050   |   |   |
| 273                    | 273,1 | 269,850  | 267,425                                | 263,625   |   |   |

Торцы трубы и упорный уступ раструба должны быть перпендикулярны к оси резьбы, предельные отклонения — 0,06 мм. Не допускается разность между максимальной и минимальной шириной упорного уступа раструбного конца трубы более 2 мм.

Таблица 22.9

| Длина резьбы трубы                |   | Внутренний диаметр резьбы в плоскости торца муфты $d_3$ | Диаметр фаски в плоскости торца муфты $d_0 + 1,0$ | Длина резьбы с полным профилем $l_{1 \text{ min}}$ | Ширина торцевой плоскости муфты |              |
|-----------------------------------|---|---|---|--|---------------------------------|--------------|
| общая (до конца сбег) $L \pm 2,2$ | до основной плоскости (с полным профилем) $l$ |   |   |  | Исполнение А                    | Исполнение Б |
| 74                                | 42  | 112,225   | 116,5   | 76   | 3,0                             | 6,0          |
| 76                                | 44  | 124,925   | 129,2   | 78   | 4,0                             |              |
| 80                                | 48  | 137,625   | 141,9   | 82   | 3,5                             | 6,5          |
| 80                                | 48  | 143,975   | 148,3   |  |                                 |              |
| 84                                | 52  | 166,200   | 170,5   | 86   | 4,5                             | 6,0          |
| 88                                | 56  | 175,725   | 180,0   | 90   |                                 | 6,5          |
| 92                                | 60  | 191,600   | 195,9   | 94   | 7,5                             |              |
| 98                                | 66  | 217,000   | 221,3   | 100  | 9,0                             | 8,5          |
|                                   |   | 242,400   | 246,7   |  |                                 |              |
|                                   |   | 270,975   | 275,3   |  |                                 |              |
|                                   |   | 296,375   | 300,7   |  |                                 |              |
|                                   |   | 321,775   | 326,1   |  |                                 |              |
|                                   |   | 337,650   | 342,0   |  |                                 |              |
|                                   |   |   |   |  | 9,5                             | 8,5          |

Таблица 22.10

раструбных – ТБО, мм

| Муфта ОТТГ и раструбный конец трубы ТБО   |         |   |  |  |  |                                     |  |                           |              |
|---|---------|---|--|--|--|-------------------------------------|--|---------------------------|--------------|
| Диаметр уплотнительной конической расточки в расчетной плоскости $d_{\text{упл}}$ | $d_3$   | Диаметр фаски в плоскости торца $d_0 + 1,0$ | Внутренний диаметр $d_m^{+0,5}_{-1,0}$ | Расстояние от торца до упорного уступа $L_1 + 1,0$ | Расстояние от торца до расчетной плоскости $l_1$ | Длина резьбового конуса $l_2 - 1,0$ | Длина резьбы с полным профилем $l_3 \text{ min}$ | Ширина торцевой плоскости |              |
|   |         |   |  |  |  |                                     |  | Исполнение А              | Исполнение Б |
| 106,425   | 112,475 | 116,5                                       | 97                                     | 96   | 88   | 82                                  | 72   | 3,0                       |              |
| 119,000   | 125,175 | 129,2                                       | 110                                    | 98   | 90   | 84                                  | 74   | 4,0                       | 6,0          |
| 131,450   | 137,875 | 141,9                                       | 119                                    | 102  | 94   | 88                                  | 78   | 3,5                       |              |
| 137,800   | 144,225 | 148,3                                       | 126                                    | 102  | 94   | 88                                  | 78   | 6,5                       |              |
| 159,775   | 166,450 | 170,5                                       | 148                                    | 106  | 98   | 92                                  | 82   | 6,0                       |              |
| 169,050   | 175,975 | 180,0                                       | 158                                    | 110  | 102  | 96                                  | 86   | 4,5                       | 6,5          |
| 184,675   | 191,850 | 195,9                                       | 172                                    | 114  | 106  | 100                                 | 90   | 7,5                       |              |
| 209,700   | 217,250 | 221,3                                       | 198                                    | 120  | 112  | 106                                 | 96   | 9,0                       |              |
| 235,100   | 242,650 | 246,7                                       | 223                                    |  |  |                                     |  | 8,5                       |              |
| 263,675   | 271,225 | 275,3                                       | 256                                    |  |  |                                     |  | 8,5                       |              |
|   |         |   |  |  |  |                                     |  | 8,5                       |              |

**ПРАВИЛА ПРИЕМКИ И МЕТОДЫ ИСПЫТАНИЯ**

Контроль внешнего вида, наличия дефектов, проверке геометрических размеров и параметров следует подвергать каждую трубу и муфту.

Параметры резьбы труб и муфт необходимо проверять периодически. Для исполнения А массу контролируют у каждой трубы, для труб исполнения Б проверку массы разрешается не проводить.

Механические свойства проверяют на одной трубе и муфтовой заготовке каждого размера от каждой плавки. Испытание на растяжение проводят по ГОСТ 10006—80 на коротких продольных образцах, испытание на сплющивание — по ГОСТ 8695—75 на кольцевых образцах шириной 60 мм.

Пробы для определения массовой доли серы и фосфора отбирают при разливке стали по ГОСТ 7565—81. Внутренний диаметр трубы проверяют двойным жестким шаблоном или цилиндрической оправкой с размерами, указанными ниже:

|                                    |         |         |         |
|------------------------------------|---------|---------|---------|
| Условный диаметр, мм.....          | 114—219 | 245—343 | 351—508 |
| Длина шаблона (оправки), мм.....   | 150     | 300     | 300     |
| Диаметр шаблона (оправки), мм..... | $d-3$   | $d-4$   | $d-5$   |

Проверке внутренним давлением должна подвергаться каждая труба с навинченной и закрепленной муфтой.

#### МАРКИРОВКА, УПАКОВКА, ТРАНСПОРТИРОВАНИЕ И ХРАНЕНИЕ

Кроме требований, оговоренных в ГОСТ 10692—80, на каждой трубе на расстоянии 0,4—0,6 м от одного из концов должна быть нанесена маркировка с помощью клейм: условный диаметр трубы, мм; номер трубы; группа прочности; толщина стенки, мм; наименование или товарный знак предприятия-изготовителя; месяц и год выпуска.

Кроме того, на каждой трубе должна быть нанесена маркировка устойчивой светлой краской; условный диаметр трубы, мм; группа прочности; толщина стенки, мм; длина трубы, см; масса трубы, кг; тип соединения (кроме труб с короткой треугольной резьбой); вид исполнения (для исполнения А); наименование или товарный знак предприятия-изготовителя.

На каждой муфте наносят наименование предприятия-изготовителя, группу прочности, букву «С» — для специальных муфт, вид исполнения.

Резьбы, упорные торцы и уступы и уплотнительные поверхности труб и муфт должны быть защищены от повреждений металлическими предохранительными кольцами и ниппелями.

При отгрузке в одном вагоне должны находиться трубы только одной партии. Допускается отгрузка в одном вагоне труб разных партий при условии их разделения, если партия труб или ее остаток не соответствуют грузоподъемности вагона.

#### ТРУБЫ ОБСАДНЫЕ ГЛАДКИЕ БЕЗМУФТОВЫЕ ОГ1м

Соединение обсадных труб ОГ1м выполнено в габаритных размерах тела гладкой трубы. Прочность резьбового соединения труб ОГ1м при действии растягивающих нагрузок составляет 50—53 % прочности по телу трубы. Трубы ОГ1м предназначены для хвостовиков обсадных колонн и могут быть использованы для эксплуатационных колонн.

В соединении труб ОГ1м (рис. 22.6) применена трапецеидальная резьба с шагом 5,08 мм, конусность 1:12, рабочей высотой профиля 1,4 мм и углами наклона 3 и 30° (рис. 22.7). Посадка резьбы осуществляется по внутреннему диаметру резьбы с зазором 0,1 мм по наружному диаметру и 0,2 мм по боковой стороне профиля. Для увеличения жесткости муфтового конца предусмотрена посадка с натягом по срезанным вершинам профиля резьбы на участке от начала сбега резьбы ниппельного конца до упорного уступа. Основные размеры труб ОГ1м приведены в табл. 22.11.

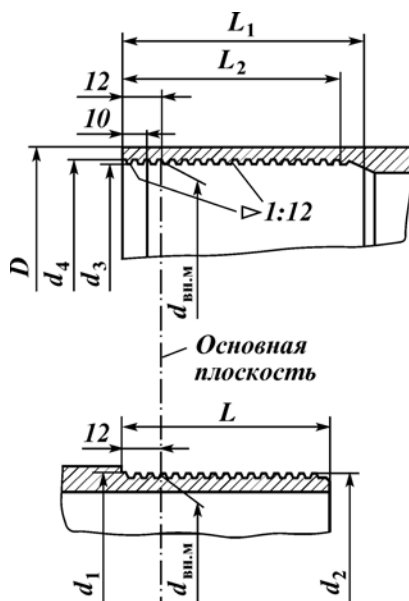


Рис. 22.6. Соединение гладких без-  
муфтовых труб ОГ1м

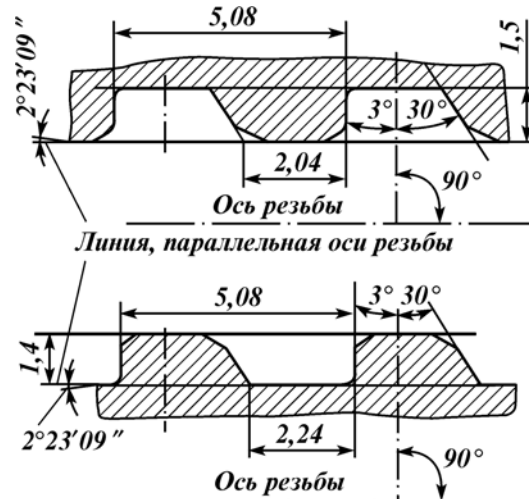


Рис. 22.7. Профиль резьбы труб ОГ1м

Допуск на шаг составляет  $\pm 0,5$  мм на длине 25,4 мм и  $\pm 0,10$  мм на всей длине резьбы. Отклонение угла наклона профиля равно  $\pm 1^\circ$ . Допускаемые отклонения по конусности на длине 80 мм по наружному и внутреннему диаметрам резьбы  $+0,15$  мм для ниппельной части и  $-0,15$  мм для муфтовой части.

Натяг резьбы муфтового конца по резьбовой калибр-пробке должен быть равен (5–12) мм для труб диаметром до 194 мм и  $(5 \pm 1,00)$  мм для труб диаметром более 194 мм.

Измерительная плоскость гладкой калибр-пробки должна совпадать с торцом муфты или утопать относительно торца муфты не более чем на 1 мм для труб диаметром до 194 мм и не более чем на 2 мм для труб диаметром более 194 мм.

Резьбу ниппельного конца трубы должны проверять гладким калибр-кольцом, резьбовым калибр-кольцом с неполным профилем и резьбовым калибр-кольцом с полным профилем.

Натяг по гладкому и резьбовым калибр-кольцам должен быть равен  $10^{+1,2}$  мм для труб диаметром до 194 мм и  $10^{+2,0}$  мм для труб диаметром более 194 мм.

Разрушающие нагрузки для труб ОГ1м определяют исходя из площади опасных сечений по телу ниппельной или муфтовой части трубы под крайними витками резьбы, находящимися в зацеплении.

Для труб ОГ1м с толщиной стенки до 10 мм включительно разрушающую нагрузку определяют исходя из разрушения по телу ниппельной части в опасном сечении, находящемся на расстоянии 16 мм от упорного уступа, по формуле

Таблица 22.11

## Размеры безмуфтовых труб ОГ1м, мм

| Условный диаметр трубы | Наружный диаметр трубы $D$ | Толщина стенки $s$ | Ниппельный конец трубы                                    |   |   |                  | Муфтовый конец трубы                                      |   |  |                    |                    |
|------------------------|----------------------------|--------------------|---|---|---|------------------|---|---|--|--------------------|--------------------|
|                        |                            |                    | Внутренний диаметр резьбы в основной плоскости $d_{вн.н}$ | Диаметр большего основания конуса $d_1$ | Диаметр меньшего основания конуса $d_2$ | Длина конуса $L$ | Внутренний диаметр резьбы в основной плоскости $d_{вн.м}$ | Внутренний диаметр резьбы в плоскости торца $d_3$ | Диаметр конической выточки в плоскости торца $d_4$ | Длина конуса $L_1$ | Длина резьбы $L_2$ |
| 114                    | 114,3                      | 8                  | 105,7   | 109,5                                   | 104,0                                   | 66               | 105,4   | 106,4   | 109,3  | 95                 | 82                 |
| 127                    | 127,0                      | 9                  | 118,4   | 122,2                                   | 103,0                                   | 78               | 118,1   | 119,1   | 122,0  |                    |                    |
| 140                    | 139,7                      | 8                  |   |   | 131,1                                   | 134,9            |   |   |  | 116,7              | 66                 |
|                        |                            | 9                  | 115,7   | 78                                      |   |                  |   |   |  |                    |                    |
| 146                    | 146,0                      | 10-11              | 137,4   | 141,2                                   | 129,4                                   | 66               | 137,1   | 138,1   | 141,0  |                    |                    |
|                        |                            | 8                  |   |   | 128,4                                   |                  |   |   |  | 78                 |                    |
| 168                    | 168,3                      | 9                  | 159,78  | 163,5                                   | 127,4                                   | 66               | 159,4   | 160,4   | 163,3  |                    |                    |
|                        |                            | 10-11              |   |   | 135,7                                   |                  |   |   |  | 78                 |                    |
| 178                    | 177,8                      | 8                  | 169,2   | 173,0                                   | 134,7                                   | 66               | 168,9   | 169,9   | 172,8  |                    |                    |
|                        |                            | 9                  |   |   | 133,7                                   |                  |   |   |  | 78                 |                    |
| 194                    | 193,7                      | 10-12              | 185,1   | 188,9                                   | 156,0                                   | 66               | 184,8   | 185,8   | 188,7  |                    |                    |
|                        |                            | 8                  |   |   | 165,5                                   |                  |   |   |  | 78                 |                    |
| 219                    | 219,1                      | 9                  | 210,5   | 214,3                                   | 165,5                                   | 66               | 210,2   | 211,2   | 214,1  |                    |                    |
|                        |                            | 10-14              |   |   | 167,5                                   |                  |   |   |  | 78                 |                    |
| 245                    | 244,5                      | 8                  | 235,9   | 239,7                                   | 181,4                                   | 66               | 235,6   | 236,6   | 239,5  |                    |                    |
|                        |                            | 9                  |   |   | 207,8                                   |                  |   |   |  | 78                 |                    |
| 273                    | 273,1                      | 10-12              | 264,5   | 268,3                                   | 206,8                                   | 66               | 264,2   | 265,2   | 268,1  |                    |                    |
|                        |                            | 8                  |   |   | 234,2                                   |                  |   |   |  | 78                 |                    |
|                        |                            | 9                  |   |   | 233,2                                   | 90               |   |   |  |                    |                    |
|                        |                            | 10-14              |   |   | 232,2                                   | 90               |   |   |  |                    |                    |
|                        |                            | 8                  |   |   | 262,8                                   | 66               |   |   |  |                    |                    |
|                        |                            | 9                  |   |   | 261,8                                   | 78               |   |   |  |                    |                    |
|                        |                            | 10-12              |   |   | 260,8                                   | 90               |   |   |  |                    |                    |

$$P_{p,n} = 0,785[(D - 0,9)^2 - (D - 2s)]\sigma_{в\ min},$$

где  $D$  – номинальный диаметр трубы;  $s$  – номинальная толщина стенки.

Для труб ОГ1м с толщиной стенки 11 мм и более разрушающую нагрузку определяют исходя из разрушения по телу муфтовой части в опасном сечении, находящемся на расстоянии 6 мм от торца ниппеля, по формуле

$$P_{p,m} = 0,785[D^2 - (D - 1,9s)^2]\sigma_{в\ min}.$$

Рекомендуемые допустимые нагрузки при спуске труб ОГ1м рассчитывают при коэффициенте запаса прочности, равном 1,8 разрушающей нагрузки.

#### ТРУБЫ ОБСАДНЫЕ ТОЛСТОСТЕННЫЕ

Обсадные толстостенные трубы выпускают по ТУ 14-3-329–74. Размеры и масса труб должны соответствовать значениям, указанным в табл. 22.12.

Трубы поставляют длиной 9,5–13 м, допускается поставка 40 % труб длиной 6–9,5 м. Отклонения по размерам труб не должны превышать, %:

|                             |       |
|-----------------------------|-------|
| По наружному диаметру труб: |       |
| 219 мм .....                | ±1    |
| >219 мм .....               | ±1,25 |
| По толщине стенки.....      | ±12,5 |

Технические требования соответствуют ГОСТ на обсадные трубы. Гидроиспытанию подвергают трубы длиной 9 м и более. Значения испытательных давлений: для труб 219 мм – 20,0 МПа; для труб более 219 мм – 13,0 МПа.

Таблица 22.12

#### Параметры толстостенных труб

| Наружный диаметр, мм | Толщина стенки, мм | Номинальный внутренний диаметр, мм | Теоретическая масса 1 м трубы, кг | Группа прочности стали |
|----------------------|--------------------|------------------------------------|-----------------------------------|------------------------|
| 219,1                | 13                 | 193,1                              | 69,49                             | Д; К                   |
|                      | 14                 | 191,1                              | 74,35                             |                        |
|                      | 15                 | 189,2                              | 79,27                             | Е; Л                   |
| 244,5                | 18                 | 208,5                              | 105,57                            |                        |
|                      | 20                 | 204,5                              | 116,26                            | Д                      |
| 298,5                | 18                 | 262,5                              | 130,73                            |                        |
|                      | 20                 | 258,5                              | 144,22                            |                        |

#### ТРУБЫ ОБСАДНЫЕ БОЛЬШИХ ДИАМЕТРОВ

В тех случаях когда необходимо использовать обсадные трубы больших диаметров (более 508 мм), в основном для крепления верхних интервалов скважин в приустьевой зоне в качестве направляющих колонн применяют трубы по ГОСТ 8732–78 «Трубы стальные бесшовные горячедеформированные».

В основном используют трубы диаметрами 530, 560, 630, 720 и 820 мм с

толщинами стенок 9, 10, 11, 12, 14 мм из сталей марок Ст4сп, Ст5сп, Ст6сп с пределом текучести соответственно 216, 245, 274, 304 МПа или сталей марок 20, 35, 45 с пределом текучести 245, 294, 323 МПа. Трубы при спуске сваривают.

В ряде случаев можно использовать трубы по ГОСТ 20295–74 «Трубы стальные сварные для магистральных газонефтепроводов». Выпускают трубы прямошовные или спиральношовные диаметрами 530, 630, 720, 820 мм следующих классов прочности: К34, К38, К42, К50, К52, К55 с пределом текучести 206–329 МПа.

#### ТРУБЫ ДЛЯ МУФТ

Муфты обсадных труб, башмаки и другие соединительные части изготавливают из муфтовой заготовки по ТУ 14-3-130–73.

Ниже приведены размеры труб, мм:

|                      |     |     |     |     |     |     |     |     |     |     |     |
|----------------------|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|
| Диаметр .....        | 133 | 166 | 188 | 216 | 243 | 269 | 298 | 325 | 351 | 402 | 451 |
| Толщина стенки ..... | 14  | 16  | 18  | 18  | 19  | 19  | 20  | 20  | 22  | 22  | 22  |

Проверке соосности резьб должно быть подвергнуто не менее 1 % муфт от каждой партии. Проверке качества сопряжения торца трубы ОТТГ и упорного уступа муфты подвергается каждое соединение партии.

Конусность по наружному диаметру резьбы труб и ниппельных концов труб ТБО и по внутреннему диаметру резьбы муфт и раструбных концов труб ТБО, а также конусность уплотнительных конических поверхностей труб и муфт ОТТГ и труб ТБО проверяют гладкими коническими калибрами (кольцами и пробками полными или неполными) или специальными приборами.

Толщину под резьбой проверяют во впадине первой нитки, расположенной со стороны торца трубы.

Для проверки совпадения осей резьбы обоих концов муфты навинчивают на нарезанный цилиндрический стержень, точно выверенный и центрированный в патроне токарного станка или специального приспособления. В свободный конец муфты ввинчивают другой цилиндрический, чисто обработанный стержень длиной не менее 250 мм.

Вращая муфту, определяют биение (удвоенное значение отклонения от соосности) стержня у торца муфты и у конца стержня индикатором часового типа с ценой деления 0,01 мм. Отсчет значения биения у конца стержня ведется от середины муфты.

#### 22.2. РАСЧЕТ ОБСАДНЫХ КОЛОНН

На обсадную колонну действуют различные по значению и характеру нагрузки:

- 1) растягивающие нагрузки от собственного веса;
- 2) сжимающие нагрузки от собственного веса, возникающие при разгрузке колонны, установленной на забой, и при посадках;
- 3) динамические нагрузки, возникающие в период неустановившегося движения колонны в осевом направлении;
- 4) осевые нагрузки, обусловленные силами трения колонны о стенки скважины;

5) осевые нагрузки от избыточного давления и температуры при цементировании и эксплуатации;

6) наружное и внутреннее избыточные давления;

7) изгибающие нагрузки при искривлении колонны в результате потери устойчивости и при работе в наклонных скважинах.

В зависимости от назначения колонны (промежуточная или эксплуатационная) также действуют нагрузки, характерные для колонны данного типа, например силы трения, возникающие при вращении буровой колонны в обсадной и приводящие в ряде случаев к протиранию обсадной трубы.

Основные нагрузки для расчета — осевые растягивающие нагрузки, наружное и внутреннее избыточные давления.

### НАРУЖНОЕ ИЗБЫТОЧНОЕ ДАВЛЕНИЕ

Наружное избыточное давление определяют как разность между наружным и внутренним давлением для одного и того же момента времени.

Для эксплуатационной колонны наружное давление рассчитывают для периода окончания эксплуатации скважины.

В незацементированной зоне нефтяных скважин наружное избыточное давление определяют по формулам (рис. 22.8):

если  $h > H$ , то

$$p_{н.и z} = \gamma_p z \quad \text{при } 0 \leq z \leq H; \quad (22.1)$$

$$p_{н.и z} = \gamma_p z - \gamma_b(z - H) \quad \text{при } H \leq z \leq h; \quad (22.2)$$

если  $h < H$ , то

$$p_{н.и z} = \gamma_p z \quad \text{при } 0 \leq z \leq h,$$

где  $h$  — расстояние от устья скважины до уровня цементного раствора, м;  $H$  — расстояние от устья скважины до уровня жидкости в колонне, м;  $z$  — рассматриваемая глубина, м;  $\gamma_p$  — удельный вес бурового раствора за колонной, Н/м<sup>3</sup>;  $\gamma_b$  — удельный вес жидкости в колонне, Н/м<sup>3</sup>.

В газоконденсатных и газовых скважинах при наличии столба жидкости в колонне

$$p_{н.и z} = \gamma_b z - p_{\min} \quad \text{при } 0 \leq z \leq h. \quad (22.3)$$

При окончании эксплуатации ( $H = L$ ) за внутреннее давление  $p_{\min}$  принимают наименьшие устьевое и забойное давления для заданного диаметра эксплуатационной колонны.

В зацементированной зоне давление определяют по составному столбу, пластовому и горному давлению.

1. При расчете по составному столбу

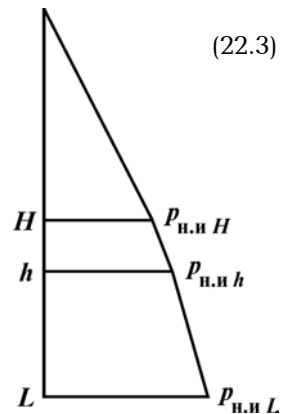


Рис. 22.8. Эпюра распределения наружных избыточных давлений



$$P_{н.и z} = P_{н.и h} + \frac{P_{н.и L} - P_{н.и h}}{L - h} (z - h). \quad (22.4)$$

Для нефтяных скважин

$$P_{н.и L} = [(\gamma_{ц} - \gamma_{в})L - (\gamma_{ц} - \gamma_{р})h + \gamma_{в} H], \quad (22.5)$$

где  $\gamma_{ц}$  — удельный вес цементного раствора, Н/м<sup>3</sup>.

Для газовых скважин

$$P_{н.и L} = \{[(\gamma_{ц} L - (\gamma_{ц} - \gamma_{р})h) - p_{\min}]\}. \quad (22.6)$$

Для колонн, зацементированных до устья ( $h = 0$ ),

$$P_{н.и L} = \frac{P_{н.и L}}{L} z. \quad (22.7)$$

Значения  $P_{н.и L}$  определяют из формул (22.5) и (22.6) при  $h = 0$ .

Следует учесть, что:

если  $P_{н.и L} < P_{н.и h}$ , то за расчетное давление на всем зацементированном участке принимают  $P_{н.и h}$ ;

если  $P_{н.и z}$  окажется больше, чем давление, определенное по столбу раствора, то расчет всей колонны ведут по формулам (22.1) — (22.3) для интервалов  $H \leq z \leq L$ ,  $0 \leq z \leq H$ ,  $0 \leq z \leq h$ .

2. При расчете по пластовому давлению избыточное давление вычисляют по формуле

$$P_{н.и z} = P_{пл z} - P_{в z}. \quad (22.8)$$

3. В интервале залегания пород, склонных к текучести,

$$P_{н.и z} = \gamma_{п} z - P_{в z}, \quad (22.9)$$

где  $\gamma_{п}$  — средний удельный вес лежащих выше пород, Н/м<sup>3</sup>.

Расчет ведут по наибольшему из давлений.

Для промежуточных колонн наружное избыточное давление для нормальных условий в отсутствие поглощений и проявлений определяют исходя из минимального внутреннего давления:

а) в незацементированной зоне

$$P_{н.и z} = (\gamma_{р} - \gamma_{к})z, \quad (22.10)$$

где  $\gamma_{р}$ ,  $\gamma_{к}$  — удельный вес бурового раствора соответственно за колонной и в колонне, Н/м<sup>3</sup>;

б) в зацементированной зоне давления определяют с учетом составного столба бурового и цементного растворов:

$$P_{н.и z} = P_{н.и h} + \frac{P_{н.и L} - P_{н.и h}}{L - h} (z - h), \quad (22.11)$$

где

$$P_{н.и L} = (\gamma_{ц} - \gamma_{к})L - (\gamma_{ц} - \gamma_{р})h; \quad (22.12)$$

$$P_{н.и h} = (\gamma_{р} - \gamma_{к})h. \quad (22.13)$$

Для колонн, зацементированных до устья,

$$P_{н.и z} = (\gamma_{ц} - \gamma_{к})Z.$$

Наружное избыточное давление при газонефтеводопроявлениях:  
а) в незацементированной зоне

$$P_{н.и z} = (\gamma_p - \gamma_0)Z, \quad (22.14)$$

где  $\gamma_0$  – минимальный удельный вес жидкости при бурении под следующую за рассчитываемой колонну, Н/м<sup>3</sup>.

б) в зацементированное зоне давление находят по формуле (22.11),

$$P_{н.и L} = (\gamma_{ц} - \gamma_0)L - (\gamma_{ц} - \gamma_p)h. \quad (22.15)$$

Для колонн, зацементированных до устья,

$$P_{н.и z} = (\gamma_{ц} - \gamma_0)Z.$$

Наружное избыточное давление при поглощениях рассчитывают по формулам (22.1)–(22.7), в которых  $H$  – расстояние от устья до уровня жидкости в колонне, а  $\gamma_b$  заменяют на  $\gamma_k$ .

Если расчет ведется по пластовому или горному давлению, то используют формулы (22.8) и (22.9).

При кольцевых диаметральных зазорах 30 мм и менее, а также при наличии других условий, препятствующих полному вытеснению бурового раствора из кольцевого пространства, наружное избыточное давление определяют по столбу раствора:

$$P_{н.и z} = (\gamma_p - \gamma_k)Z \text{ при } 0 \leq z \leq L.$$

#### ВНУТРЕННЕЕ ИЗБЫТОЧНОЕ ДАВЛЕНИЕ

Внутреннее давление в колонне действует при ее спуске, в процессе цементирования скважины и при эксплуатации. При спуске колонны в скважину давление в ней равно гидростатическому давлению столба жидкости. В процессе цементирования внутреннее гидростатическое давление повышается на значение, необходимое для преодоления разности весов столбов жидкости и сопротивления движению. По мере твердения цементного раствора давление в колонне увеличивается, что связано с выделением теплоты в процессе схватывания цементного раствора. В период эксплуатации внутреннее давление зависит от уровня жидкости в колонне или от значения пластового давления (для газовых и фонтанирующих скважин).

Внутреннее избыточное давление определяют для периода ввода скважины в эксплуатацию (опрессовка колонны), т.е. в момент передачи наибольшего давления.

Для эксплуатационной колонны в незацементированной зоне ( $0 \leq z \leq h$ ) избыточное внутреннее давление

$$P_{в.и} = 1,1p_y - (\gamma_p - \gamma_{ж})Z \text{ при } 1,1p_y > p_{оп}; \quad (22.16)$$

$$P_{в.и z} = p_{оп} - (\gamma_p - \gamma_{ж})Z \text{ при } 1,1p_y \leq p_{оп}. \quad (22.17)$$

где  $p_y$  – внутреннее избыточное давление на устье в период ввода скважины в эксплуатацию, Па;  $\gamma_{ж}$  – удельный вес опрессовочной жидкост-

ти, Н/м<sup>3</sup>;  $p_{оп}$  – минимальное внутреннее избыточное давление, Па (табл. 22.13).

Большую из величин  $1,1p_y$ ,  $p_{оп}$  принимают за расчетную.

В зацементированной зоне внутреннее избыточное давление:

1) при расчете с учетом наружного давления составного столба

$$p_{в.и z} = p_{в.и h} + \frac{p_{в.и L} - p_{в.и h}}{L - h}(z - h); \quad (22.18)$$

$$p_{в.и L} = 1,1p_y - [(\gamma_{ц} - \gamma_{ж})L - (\gamma_{ц} - \gamma_{р})h], \quad (22.19)$$

или

$$p_{в.и L} = p_{оп} - [(\gamma_{ц} - \gamma_{ж})L - (\gamma_{ц} - \gamma_{р})h]; \quad (22.20)$$

$p_{в.и}$  определяют по формулам (22.16), (22.17) при  $z = h$ . Для колонн, зацементированных до устья,  $h = 0$ .

Расчет ведут по большему из давлений, вычисленных по формулам (22.19) и (22.20);

2) при расчете с учетом пластового давления

$$p_{в.и z} = 1,1p_y - \gamma_{ж} z - p_{пл} \text{ при } 1,1p_y \geq p_{оп}; \quad (22.21)$$

$$p_{в.и z} = p_{оп} + \gamma_{ж} z - p_{пл} \text{ при } 1,1p_y \leq p_{оп}. \quad (22.22)$$

В случаях 1 и 2 колонну испытывают в один прием без пакера. Величину  $p_y$  определяют из выражений:

а) в период ввода скважины в эксплуатацию при закрытом устье для нефтяных скважин

$$p_y = p_{пл L} - \gamma_{в} L; \quad (22.23)$$

для газовых скважин

$$p_y = p_{пл}/I^S; \quad (22.24)$$

$$S = \frac{0,03415 \bar{\gamma}(L - z)}{m T_{ср}}, \text{ или } S \approx 10^{-4} \bar{\gamma}(L - z), \quad (22.25)$$

где  $l$  – расстояние от устья до пласта, в котором возможны газоводонефтепроявления, м;  $\bar{\gamma}$  – удельный вес газа по воздуху, Н/м<sup>3</sup>;  $m$  – коэффициент сжимаемости газа;  $T_{ср} = (T_y + T_3)/2$  ( $T_y$ ,  $T_3$  – температуры на устье и на забое, К).

Распределение давления по длине колонны допускается принимать линейным.

Таблица 22.13

**Минимальное внутреннее избыточное давление при испытании колонн на герметичность**

| Наружный диаметр колонны, мм | Давление, МПа | Наружный диаметр колонны, мм | Давление, МПа |
|------------------------------|---------------|------------------------------|---------------|
| 114 – 127                    | 12            | 219 – 245                    | 7,0           |
| 140 – 146                    | 10            | 273 – 351                    | 6,0           |
| 168                          | 9,0           | 377 – 246                    | 5,0           |
| 178 – 194                    | 7,5           |                              |               |

По окончании эксплуатации газовых скважин за внутреннее давление  $p_{\text{мин}}$  принимают наименьшие устьевое и забойное давления;

б) для газонефтяных и газовых скважин при наличии в закрытых стволах жидкости и газа на всех стадиях эксплуатации внутреннее давление

$$p_{вz} = p_{\text{пл}L} - \gamma_{в}(L - z) \quad \text{при } H \leq z \leq L; \quad (22.26)$$

$$p_{вz} = \frac{p_{\text{пл}L} - \gamma_{в}(L-H)}{l^S} \quad \text{при } 0 \leq z \leq H, \quad (22.27)$$

где  $H$  — расстояние от устья до уровня жидкости в скважине.

Давление на устье  $p_y$  определяют из выражения (22.27) при  $z = 0$ .

В хорошо изученных районах допускается проводить расчет внутреннего давления по фактическим промысловым значениям устьевого давления.

Формулы (22.19) и (22.20) используют, если наружное давление на колонну  $p_n > p_{\text{пл}}$ . Наружное давление на забое

$$p_{нL} = [\gamma_p h - \gamma_c (L - h)]. \quad (22.28)$$

Распределение давления  $p_n$  на участке  $h - L$  принимают линейным.

Формулы (22.21) и (22.22) используют, если  $p_n < p_{\text{пл}}$ .

Для промежуточных колонн внутреннее избыточное давление определяют по формулам для эксплуатационных колонн, при этом  $p_y$  рассчитывают по следующим формулам для максимального значения внутреннего давления  $p_{в}$  при бурении под последующую колонну при  $z = 0$ :

а) максимальное давление при закрытом устье во время ликвидации выброса или открытого фонтанирования

$$p_{вz} = p_{\text{пл}l} - \gamma_0(l - z) \quad \text{при } 0 \leq z \leq L; \quad (22.29)$$

$$p_y = p_{\text{пл}l} - \gamma_0 l;$$

б) максимальное давление при закрытом устье в случае частичной замены бурового раствора газом

$$p_{в} = p_{\text{пл}} - \gamma_{в}(l - z) \quad \text{при } H \leq z \leq L; \quad (22.30)$$

$$p_{вz} = \frac{p_{\text{пл}l} - \gamma_{в}(l-H)}{l^S} \quad \text{при } 0 \leq z \leq H; \quad (22.31)$$

$$S = 0,1 \cdot 10^{-3} \bar{\gamma} (H - z);$$

$$p_y = \frac{p_{\text{пл}l} - \gamma_{в}(l-H)}{l^S}; \quad S = 0,1 \cdot 10^{-3} \bar{\gamma} H.$$

В случае полного замещения раствора газом ( $H = l$ )

$$p_{в} = p_{\text{пл}}/l^S;$$

в) при бурении под следующую колонну с использованием утяжеленного раствора

$$p_{вz} = \gamma_k z; \quad p_y = 0. \quad (22.32)$$

Если удельный вес опрессовочной жидкости  $\gamma_{\text{ж}}$  окажется меньше  $\gamma_0$  или  $\gamma_{\text{к}}$ , то при определении наружного избыточного давления взамен  $\gamma_0$  и  $\gamma_{\text{к}}$  подставляют  $\gamma_{\text{ж}}$ .

#### РАСЧЕТ ХВОСТОВИКОВ И КОЛОННЫ, СПУСКАЕМЫХ СЕКЦИЯМИ

Наружное избыточное давление при газонефтепроявлениях

$$p_{\text{н.и.з}} = (\gamma_{\text{ц}} - \gamma_0)(z - l_0) \quad \text{при } l_0 \leq z \leq L; \quad (22.33)$$

$$p_{\text{н.и.з}} = p_{\text{пл.з}} - \gamma_0 z \quad \text{при } l_0 \leq z \leq L; \quad (22.34)$$

где  $l_0$  — расстояние от устья до верха хвостовика или секционной колонны. Большее значение давления принимают за расчетное.

В интервале залегания пород, склонных к текучести,

$$p_{\text{н.и.з}} = (\gamma_{\text{п}} - \gamma_0)z. \quad (22.35)$$

Внутреннее избыточное давление при бурении вычисляют по следующим формулам:

а) при газонефтепроявлениях ( $p_{\text{г}} > 0$ )

$$p_{\text{н.и.з}} = p_{\text{пл.л}} - \gamma_0(1 - z) - p_{\text{пл.г}}; \quad (22.36)$$

б) при нормальных условиях ( $p_{\text{г}} = 0$ )

$$p_{\text{в.и.з}} = \gamma'_{\text{к}} z - p_{\text{пл.з}}; \quad (22.37)$$

где  $\gamma'_{\text{к}}$  — максимальный удельный вес раствора при бурении под следующую колонну, Н/м<sup>3</sup>.

При испытании колонн на герметичность в один прием без использования пакера внутреннее избыточное давление рассчитывают по формулам (22.21) и (22.22), в которых  $p_{\text{г}}$  определяют так же, как и для промежуточных колонн.

При испытании с применением пакера

$$p_{\text{н.и.з}} = 1,1p_{\text{в.з}} - p_{\text{пл.з}}$$

где  $p_{\text{в.з}}$  — вычисляют по формулам (22.29) — (22.32).

#### ОСЕВАЯ НАГРУЗКА ОТ СОБСТВЕННОГО ВЕСА КОЛОННЫ

Осевую нагрузку определяют по теоретическому весу спущенной колонны:

$$Q = \sum_1^n g l_i q_i, \quad (22.38)$$

где  $g$  — ускорение силы тяжести, м/с<sup>2</sup>;  $l_i$  — длина  $i$ -й секции, м;  $q_i$  — масса единицы длины  $i$ -й секции колонны, кг.

**Расчетные формулы.** Сопротивляемость труб наружному избыточному давлению определяется давлением, при котором наибольшее напряжение достигает предела текучести материала труб. Критическое давление  $p_{\text{кр}}$  (МПа) рассчитывают по формуле Г.М. Саркисова

$$p_{кр} = 1,1k_{\min} \left\{ \sigma_p + Ek_0^2 \rho \left( 1 + \frac{3e}{2\rho^3 k_{\min}} \right) - \sqrt{\left[ \sigma_p + Ek_0^2 \rho \left( 1 + \frac{3e}{2\rho^3 k_{\min}} \right) \right]^2 - 4Ek_0^2 \rho \sigma_p} \right\}, \quad (22.39)$$

где  $k_{\min} = s_{\min}/D$ ;  $k_0 = s_0/D$ ;  $s_{\min} = 0,875s$ ;  $s_0 = 0,905s$ ;  $s$  – толщина стенки, мм;  $D$  – наружный диаметр, мм;  $\sigma_p$  – предел пропорциональности, принимаемый равным пределу текучести, МПа;  $E$  – модуль упругости, МПа;  $\rho = s_0/s_{\min} = 1,034$ ;  $e$  – овальность, наибольшее расчетное значение которой равно 0,01 для труб до 219 мм включительно, 0,015 для труб от 245 до 324 мм и 0,02 для труб более 324 мм.

Сминающее давление, при котором отмечается пластическая деформация трубы,  $p_{см} = cp_{кр}$ , где  $c$  – опытный коэффициент. В зависимости от значения  $k = s/D$  средние значения  $c$  следующие:

|                            |            |
|----------------------------|------------|
| $0,03 < k \leq 0,04$ ..... | 1,05       |
| $0,04 < k \leq 0,05$ ..... | 1,07       |
| $0,05 < k \leq 0,06$ ..... | 1,1        |
| $0,06 < k \leq 0,07$ ..... | 1,13       |
| $k > 0,07$ .....           | $c = 1,18$ |

Критическое давление из условия потери устойчивости

$$p_{кр} = 2,2 Ek^2 k_{\min} p. \quad (22.40)$$

Обычно  $p_{кр}$ , определенное по формуле (22.40), больше, чем рассчитанное по формуле (22.39).

Наружное избыточное давление для труб не должно превышать допустимого:

$$p_{н.и.з} \leq p_{кр}/n_1,$$

где  $n_1$  – коэффициент запаса прочности, принимаемый равным 1 – 1,3 для секций эксплуатационного объекта и 1,0 для остальных секций.

На сминающее давление влияет растягивающая нагрузка. Как показали экспериментальные исследования, с увеличением растягивающих напряжений и уменьшением толщины стенки сминающее давление падает. С увеличением  $k$  влияние растягивающих напряжений на сминающее давление уменьшается. Исходя из имеющихся экспериментальных данных, для труб, растягивающее напряжение в которых превышает 50 % предела текучести, коэффициент запаса на смятие целесообразно увеличить на 10 %.

Внутреннее избыточное давление, при котором напряжения в трубе достигают предела текучести  $\sigma_T$ , МПа,

$$p_T = 0,875 \frac{2\sigma_T s}{D}. \quad (22.41)$$

Давление, рассчитанное по формулам (22.16) – (22.18), (22.21), (22.22), не должно превышать допустимого:

$$p_{в.и.з} \leq p_T/n_2,$$

где  $n_2$  – коэффициент запаса прочности, равный 1,15 для труб 114 – 219 мм и 1,52 для труб более 219 мм.

Таблица 22.14

**Коэффициент запаса прочности  $n_3$** 

| Диаметр трубы, мм | Длина колонны, м | $n_3$ | Диаметр трубы, мм | Длина колонны, м | $n_3$ |
|-------------------|------------------|-------|-------------------|------------------|-------|
| 114–168           | <3000            | 1,15  | 273–324           | <1500            | 1,45  |
|                   | >3000            |       |                   | >1500            |       |
| 178–245           | <1500            | 1,3   | >324              | <1500            | 1,6   |
|                   | >1500            | 1,45  |                   | >1500            | 1,75  |

Страгивающую нагрузку для труб с резьбой треугольного профиля определяют по формуле Яковлева – Шумилова:

$$P_{ст} = \frac{10^{-3} \pi D_c b \sigma_T}{1 + \eta \frac{D_c}{2l} \operatorname{ctg}(\alpha + \varphi)}, \quad (22.42)$$

где  $D_c = D - 2t - b$  – средний диаметр сечения по впадине первой полной нитки (в основной плоскости), мм;  $t$  – глубина резьбы, мм;  $b$  – толщина стенки трубы по впадине той же нитки, мм;  $\eta$  – коэффициент разгрузки;  $l$  – длина резьбы с полным профилем (до основной плоскости), мм;  $\alpha = 60^\circ$  – угол между опорной поверхностью резьбы и осью трубы;  $\varphi = 7^\circ$  – угол трения.

Вес колонны  $Q$ , определенный по формуле (22.39), не должен превышать допускаемого значения:  $Q \leq [P]$ , где  $[P] = P_{ст}/n_3$ . Здесь  $n_3$  – коэффициент запаса прочности (табл. 22.14).

Осевую растягивающую нагрузку (кН), при которой напряжения в теле муфты равны пределу текучести, вычисляют по формуле А.Е. Сарояна

$$P_{ст} = \frac{10^{-3} \pi D a \sigma_T}{1 + 0,2 \frac{D a}{d t} \operatorname{ctg}(\alpha + \varphi) \sin \alpha}, \quad (22.43)$$

где  $D, d$  – средние диаметры соответственно муфты и резьбы в плоскости последнего полного витка резьбы, находящегося в сопряжении, мм;  $a$  – толщина стенки муфты в той же плоскости, мм;  $t$  – рабочая высота профиля резьбы, мм.

Для колонн из труб с трапециевидальной резьбой допускаемая нагрузка при растяжении

$$[P] = P_{раз}/n_3, \quad (22.44)$$

где  $P_{раз}$  – разрушающая нагрузка (справочная величина);  $n_3 = 1,8$ .

**РАСЧЕТ КОЛОННЫ ДЛЯ НАКЛОННО НАПРАВЛЕННЫХ СКВАЖИН**

Наружные и внутренние избыточные давления рассчитывают по формулам, приведенным выше для вертикальных скважин; при этом расстояние от устья до характерных точек  $L, h, H$  определяют по вертикали.

Растягивающая нагрузка определяется весом колонны. Влияние изгиба колонны учитывается при расчете на растяжение коэффициентом запаса прочности  $n'_1$ :

$$n_1' = \frac{n_1}{1 - n_1 c \alpha_0}; \quad (22.45)$$

$$c = \frac{ED_c}{1,15 \cdot 10^3 \sigma_T} \left[ 1 + \frac{D_c \eta}{2l} \operatorname{ctg}(\alpha + \varphi) \right],$$

$n_1$  — коэффициент запаса прочности, принимаемый равным 1,15 для труб диаметром до 168 мм и 1,3 для труб диаметром 168 мм и более;  $\alpha_0$  — интенсивность пространственного искривления, градус на 10 м;  $D_c$  — средний диаметр сечения в основной плоскости резьбы, м;  $l$  — длина резьбы с полным профилем, м.

Во всех случаях  $n_1'$  не должен быть меньше значений  $n_3$ , приведенных в табл. 22.14 для каждой группы размеров колонн.

#### ПОРЯДОК РАСЧЕТА КОЛОНН

На основании исходных данных определяют избыточные наружные и внутренние давления на устье скважины и на глубинах  $H$ ,  $h$ ,  $L$ , а также для интервалов, рассчитываемых по пластовому или горному давлению. Распределение давлений на этих интервалах принимается линейным.

Для удобства расчетов избыточные давления по глубине скважины представляют в виде эюр (см. рис. 22.8).

Задаются коэффициентом запаса прочности  $n_1$  на наружное давление для первой снизу секции колонны, вычисляют  $n_1 p_{н.и. L}$  и подбирают трубы. Длину первой секции  $l_1$  определяют по мощности эксплуатационного объекта. Затем рассчитывают коэффициент запаса прочности по внутреннему избыточному давлению для верхней трубы секций на глубине  $L_1$ .

Определяют наружное избыточное давление на верхнем конце 1-й секции, по которому подбирают трубы для 2-й секции. При подсчете длины 2-й секции  $l_2$  выбирают трубы для 3-й секции, определяют глубину их установки  $L_2$ , тогда  $l_2 = L_1 - L_2$ . Далее выполняют расчет на внутреннее давление для верхней трубы 2-й секции и т.д.

При этом одновременно определяют общий вес  $Q$  всех подобранных секций, который должен быть меньше или равен допускаемой нагрузке. Если растягивающее напряжение больше  $0,5Q$ , то коэффициент запаса прочности  $n$  увеличивают на 10 %.

Если длину секции определяют исходя из осевой нагрузки, то дальнейший расчет на наружное давление не проводят. Промежуточные колонны рассчитываются по аналогичной методике.

На участках колонны, где возможен наибольший износ, допускается увеличение толщины стенки труб на 10–20 %.

#### ОСОБЕННОСТИ РАСЧЕТА СВАРНЫХ КОЛОНН

Сварную обсадную колонну рассчитывают на прочность с учетом воздействия на нее растягивающих нагрузок, наружного и внутреннего давлений. В отдельных случаях проверка на прочность учитывает также и действие на колонну изгибающих усилий.

Изложенная далее методика расчета сварных обсадных колонн распространяется на конструкции обсадных труб с проточкой под хомут. Рас-



Таблица 22.15

**Коэффициенты запаса прочности  $n$ ,  $K$** 

| Диаметр трубы, мм | Длина колонны, м | $n$  | $K$ | Диаметр трубы, мм | Длина колонны, м | $n$  | $K$  |
|-------------------|------------------|------|-----|-------------------|------------------|------|------|
| <219              | <1500            | 1,3  | 2,2 | >219              | <1500            | 1,45 | 2,5  |
|                   | >1500            | 1,45 | 2,5 |                   | >1500            | 1,6  | 2,75 |

чет на растяжение сварной обсадной колонны сводится к проверке прочности сварного шва, сечений под хомут

Прочность сварного шва на растяжение проверяют по формуле

$$P_1 = 0,9 \cdot 10^3 F_1 \frac{\sigma_{\text{в}}}{K}, \quad (22.46)$$

где  $P_1$  – допускаемая растягивающая нагрузка, кН;  $F_1$  – наименьшая площадь сечения по сварному шву, м<sup>2</sup>;  $\sigma_{\text{в}}$  – временное сопротивление материала труб, МПа;  $K$  – коэффициент запаса прочности сварного шва.

Значение  $K$  вычисляют по формуле

$$K = n \frac{\sigma_{\text{в}}}{\sigma_{\text{т}}}, \quad (22.47)$$

где  $n$  – коэффициент запаса прочности для тела трубы.

Значения коэффициентов запаса прочности  $n$  и  $K$  для труб из углеродистой стали группы прочности Д даны в табл. 22.15.

Прочность на растяжение в сечении трубы, ослабленном проточкой под шарнирный хомут, характеризует растягивающая нагрузка, кН,

$$P_2 = 0,95 \cdot 10^3 F_2 \frac{\sigma_{\text{т}}}{n}, \quad (22.48)$$

где  $F_2$  – площадь сечения по проточке, м<sup>2</sup>.

Обсадные колонны на внутренне давление (МПа) рассчитывают по формуле

$$p_{\text{в}} = 0,875 \frac{2s\sigma_{\text{т}}}{n_2 D}, \quad (22.49)$$

где  $s$  – номинальная толщина стенки, мм;  $n_2 = 1,15 \div 1,52$  – коэффициент запаса прочности;  $D$  – наружный диаметр трубы, мм.

Сварные колонны на наружное давление рассчитывают согласно приведенной выше методике, уменьшая значения критического давления на 5 % вследствие ослабления сечения трубы проточкой под хомут.

## 23.1. ТИПЫ ПРИВОДОВ, ИХ ХАРАКТЕРИСТИКИ

*Силовым приводом бурового комплекса* называют совокупность двигателей и регулирующих их работу устройств, осуществляющих преобразование топливной или электрической энергии в механическую, управление преобразованной механической энергией и передачу ее к исполнительным органам буровой установки (насосу, ротору, лебедке и др.).

В зависимости от используемого первичного источника энергии приводы подразделяют на *автономные* (не зависящие от системы энергоснабжения) и *неавтономные* (зависящие от системы энергоснабжения, т.е. с питанием от промышленных электрических сетей). К автономным приводам буровых установок относят установки с двигателями внутреннего сгорания (ДВС), а также с газотурбинными установками. К неавтономным приводам относят установки с электродвигателями трехфазного переменного тока.

В зависимости от способа привода исполнительных органов силовой привод буровой установки может быть *одиночным* или *групповым*. В силовых приводах можно использовать разные средства искусственной приспособляемости; передаточные механизмы, блокирующие несколько двигателей для передачи энергии на один вал и также входящие в состав силового привода. Характеристики группового привода одновременно должны соответствовать характеристикам нескольких механизмов буровой установки, а характеристика одиночного привода — характеристике только одного механизма.

Потребителями энергии буровой установки являются исполнительные механизмы, обладающие различными характеристиками:

исполнительные механизмы для углубления скважины (буровые и подпорные насосы, роторный стол, вращающий бурильную колонну и долото при роторном бурении); устройства для приготовления бурового раствора и очистки его от выбуренной породы и газа;

исполнительные механизмы для спускоподъемных операций (лебедки главная и вспомогательная); частота вращения барабана главной лебедки при подъеме изменяется от 50 до 600 мин<sup>-1</sup>; для лучшего использования мощности требуется бесступенчатое или ступенчатое регулирование частот вращения; при подъеме бурильных колонн идеальна характеристика постоянного использования всей мощности, т.е.  $N = \omega M = \text{const}$ ,  $\omega$  — угловая скорость барабана;  $M$  — крутящий момент;

вспомогательные исполнительные механизмы (компрессоры, водяной насос, механизированные ключи и др.); мощность, потребляемая этими механизмами, составляет 10–15 % мощности, потребляемой главными механизмами.

Основные требования, предъявляемые к силовому приводу: соответствие мощности и гибкости характеристики условиям работы исполнительных механизмов, достаточная надежность, долговечность, небольшая масса и экономическая эффективность.

Под *мощностью* силового привода подразумевают номинальную установленную мощность всех двигателей  $N = \sum N_i$ ; где  $N_i$  – номинальная мощность двигателя, кВт.

Под *гибкостью характеристики* понимают способность силового привода автоматически или при участии оператора быстро приспосабливаться в процессе работы к изменениям нагрузок и частот вращения исполнительных механизмов. Гибкость характеристики определяется коэффициентом приспособляемости, диапазоном собственного регулирования, частотой вращения валов силового привода и приемистостью двигателей.

*Приемистостью* называют интенсивность протекания переходных процессов, т.е. время, в течение которого двигатель и силовой привод реагируют на изменение нагрузки.

*Коэффициент приспособляемости* (или перегрузочная способность) – это отношение  $k_{\text{п}} = M_{\text{max}}/M_{\text{н}}$ , где  $M_{\text{max}}$  и  $M_{\text{н}}$  – наибольший и номинальный крутящие моменты.

*Диапазон регулирования частоты вращения* – отношение максимальной частоты вращения  $n_{\text{max}}$  к номинальной  $n_{\text{н}}$ .

Если в силовой привод входят и средства искусственной приспособляемости, то его коэффициент приспособляемости  $k_{\text{п}} = k_{\text{п.д}} k_{\text{п.т}}$ , а диапазон регулирования  $R = R_{\text{д}} R_{\text{т}}$ , где  $k_{\text{п.д}}$  и  $R_{\text{д}}$  – коэффициент перегрузки и диапазон собственного регулирования двигателя в пределах устойчивых режимов работы;  $k_{\text{п.т}}$  и  $R_{\text{т}}$  – то же, для средств искусственной приспособляемости, входящих в силовой привод.

Коэффициенты  $k_{\text{п.д}}$  и  $R_{\text{д}}$  зависят от типа двигателя и вида используемой энергии (табл. 23.1). Если значения  $k_{\text{п.д}}$  и  $R_{\text{д}}$  недостаточны, то применяют средства искусственной приспособляемости, т.е. между двигателями и исполнительным механизмом включают промежуточные гидравлические или электромашинные передачи.

Относительная масса двигателя, или масса, приходящаяся на 1 кВт, влияет на мобильность буровой установки. Относительная масса для двигателей, применяемых в буровых установках, колеблется от 2 до 15 кг на 1 кВт. Практикой бурения установлено, что для тяжелых и мощных буровых установок наиболее подходят двигатели с относительной массой 6–12 кг на 1 кВт.

Экономическую эффективность силовых приводов буровых установок с двигателями разных типов определяют на основании данных эксплуатации или опыта промышленных испытаний установок; экономическая эф-

Таблица 23.1

Значения  $k_{\text{п.д}}$  и  $R_{\text{д}}$  для различных двигателей

| Тип привода   | $k_{\text{п.д}}$ | $R_{\text{д}}$ |
|---|------------------|----------------|
| ДВС тихоходный (500–750 мин <sup>-1</sup> )                                   | 1,1–1,25         | 1,5–2          |
| ДВС быстроходный (1200–1700 мин <sup>-1</sup> )                               | 1,1–1,2          | 1,3–1,8        |
| Асинхронный электродвигатель  | 1,7–2,2          | 1,0–1,05       |
| Синхронный электродвигатель   | 1,65             | 1,0            |
| Газовая турбина двухвальная   | 2,5–3            | 2–3            |
| Газовая турбина одновальная   | 1,8–2            | 1,5–2          |
| Комбинированная газовая турбина с двигателем со свободно движущимися поршнями | 3,5–5            | 4–6            |
| Паровой двигатель буровых установок   | 1,5–3            | 2–3            |
| ДВС быстроходный с турботрансформатором                                       | 1,5–3,5          | 2,5–3,5        |
| ДВС с электромашинной передачей постоянного тока                              | 1,6–2,2          | 2,5–4,0        |

фективность зависит от расхода топлива или энергии, смазочных материалов, их стоимости, коэффициента использования мощности первичных двигателей, затрат на уход и обслуживание, транспортирование, монтаж и демонтаж силовых приводов в буровой установке.

В силовых приводах широко используют асинхронные и синхронные электродвигатели трехфазного переменного тока. Преимущество этого вида привода по сравнению с ДВС в том, что обслуживание гораздо проще, и что при снабжении буровых электроэнергией отпадает необходимость в систематическом подвозе топлива, а это особенно затруднительно в районах с суровым климатом и при большой отдаленности буровых.

Недостатки этих двигателей — жесткость характеристики и необходимость применять средства искусственной приспособляемости. В районах, где нет электросетей большой мощности, применяют буровые установки с ДВС. В последнее время для бурения глубоких скважин шире используют приводы с электродвигателями постоянного тока, применяя системы выпрямителей и питание от сетей трехфазного тока.

Выбор мощности, типа и числа двигателей, способа передачи энергии и схемы компоновки всего силового привода зависит от характера изменения рабочих нагрузок. Использование мощности исполнительными механизмами в процессе проводки скважины, характеристики двигателей и средств искусственной приспособляемости при совместной работе с двигателями обусловлено способом и технологией бурения.

В процессе проводки скважины необходимая мощность, частота вращения и крутящие моменты изменяются на всех исполнительных механизмах в широких пределах. Потребляемая мощность и энергия зависят от глубины и диаметра скважины, способа бурения, типа буровой установки, режима работы, климатических условий и др. По мере углубления скважины возрастает расход энергии, затрачиваемой на каждый пробуренный метр скважины, в результате уменьшения скорости механического бурения, увеличения гидравлического сопротивления прокачиванию жидкости и увеличения веса бурильной колонны и объема спускоподъемных операций.

Режимы работы двигателей непостоянны. Различают три режима работы силового привода: пиковых кратковременных нагрузок с использованием максимальной мощности двигателей (аварийные работы); повторно-кратковременных нагрузок в период спускоподъемных операций бурильных колонн; длительный, который используют для привода ротора и насосов в процессе бурения.

Пригодность двигателя того или иного типа и необходимых средств искусственной приспособляемости для привода буровой установки определяется их характеристиками и технико-экономическими показателями. При выборе типа двигателей, способа передачи энергии к исполнительным органам и при разработке схемы компоновки всего силового привода следует подбирать сочетание характеристик и этих показателей так, чтобы возможно полнее удовлетворить требованиям бурения, монтажа и демонтажа оборудования. В зависимости от этих факторов выбирают схему и конструкцию всех передач, приводящих лебедку, насосы, ротор и другие агрегаты, чтобы обеспечить их наиболее эффективное использование. Для решения этой задачи должны быть известны характеристики основных исполнительных органов, двигателей и трансмиссий.

## 23.2. ВЫБОР ДВИГАТЕЛЕЙ СИЛОВЫХ ПРИВОДОВ

### ДВИГАТЕЛИ ВНУТРЕННЕГО СГОРАНИЯ

В буровых установках применяют ДВС, эксплуатируемые на тяжелом топливе или газе. Двигатели, работающие на легком топливе (бензине или керосине), не применяют из-за их неэкономичности.

Соответствие ДВС заданным условиям работы определяется его внешней характеристикой и конструкцией. *Внешней*, или механической, *характеристикой* ДВС называют изменение мощности, крутящего момента и расхода топлива в зависимости от частоты вращения коленчатого вала.

ДВС могут работать при изменении массового соотношения количества воздуха и топлива в сравнительно небольшом диапазоне — от 15:1 («бедная» смесь) до 11:1 («богатая» смесь); этим и объясняется, что крутящий момент, развиваемый этими двигателями, почти постоянен. Работу ДВС регулируют изменением подачи топлива. Если подача топлива ограничена и применяется «бедная» смесь, то частота вращения уменьшается и двигатель не развивает полной мощности; такую характеристику называют *частичной*.

Приемистость и приспособляемость ДВС определяются конструкцией системы подвода топлива и воздуха, а также моментом инерции вращающихся частей шатунно-поршневой группы. Эту группу быстроходных двигателей облегчают, благодаря чему рассматриваемые двигатели имеют большую приемистость, чем тихоходные. С увеличением коэффициента собственной приспособляемости двигателя возрастает устойчивость его работы при переменных режимах нагрузки, что особенно важно для двигателей, приводящих в движение буровые лебедки.

Обычно в заводской характеристике ДВС указывают его номинальную мощность. *Номинальной мощностью* ДВС называют мощность нового двигателя, полученную во время заводских стендовых испытаний при определенной (номинальной) частоте вращения  $n_n$  (точка *B* на рис. 23.1); при этом двигатель развивает номинальный момент (точка *B'*) при номинальном расходе топлива (точка *B''*) и нормальных окружающих условиях (атмосферное давление 760 мм рт. ст., температура воздуха +20 °С, влажность 70 %).

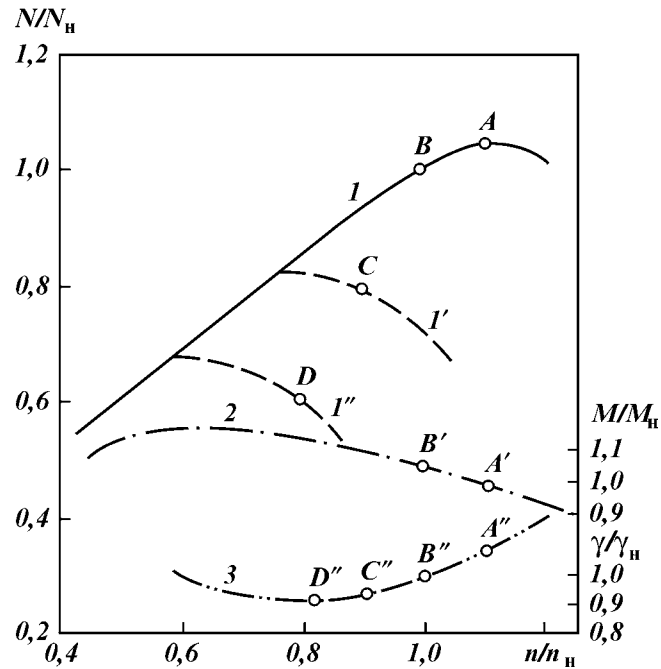
Согласно нормам для подъемной части буровых установок следует использовать режим работы ДВС при котором он развивает 80 % номинальной мощности (точка *C*) при меньшем расходе топлива (точка *C''*).

При длительных режимах работы ДВС на приводе насосов и ротора рекомендуют использовать только 60 % номинальной мощности (точка *D*), что достигается уменьшением подачи топлива, обеспечивающим наиболее экономичный режим работы (точка *D''*). При форсировании ДВС может развить и большую мощность (точка *A*). Однако этот режим связан с повышенным расходом топлива (точка *A''*) и снижением момента (точка *A'*) вследствие увеличения внутренних потерь в двигателе. При таком режиме срок службы ДВС резко уменьшается и использование его неэкономично. Недостатком ДВС является то, что их нельзя запускать под нагрузкой — необходимо устанавливать в трансмиссиях муфты, позволяющие включать их на ходу; кроме того, мощность двигателя зависит от давления, температуры и влажности окружающего воздуха.

Тепловая энергия, потребляемая ДВС на буровых, составляет 40—

**Рис. 23.1. Внешние характеристики ДВС:**

$I$  – мощность;  $I', I''$  – мощность при работе на частных характеристиках;  $2$  – крутящий момент;  $3$  – удельный расход топлива ( $N/N_n, M/M_n, n/n_n, \gamma/\gamma_n$  – соответственно относительные мощность, крутящий момент, частота вращения и расход топлива)



60 МДж/ч при КПД, равном 0,25–0,35 (в зависимости от конструкции и состояния двигателя), а часовой расход топлива составляет 250–350 г/(кВт·ч).

Наиболее широко распространены дизели с наддувом, однако не любой их тип можно использовать в буровой установке. ДВС должен быть приспособлен к работе на переменных режимах и длительной работе на холостом ходу.

### ЭЛЕКТРОДВИГАТЕЛИ

Под *внешней*, или механической, *характеристикой* электродвигателя подразумевают зависимость крутящего момента от частоты вращения, напряжения, частоты тока и магнитного потока в якоре.

В каталогах указывают номинальные пусковые и рабочие характеристики, т.е. мощность, крутящий момент, скольжение и КПД двигателя при номинальных напряжениях и частоте переменного тока на клеммах двигателя и температуре окружающей среды 20 °С. Так как мощность двигателя определяется температурой нагрева его обмотки, то в зависимости от температуры окружающей среды и условий охлаждения электродвигатель может развивать мощность, отличающуюся от указанной в каталоге.

В буровых установках для привода главных и вспомогательных исполнительных механизмов применяют электродвигатели следующих типов:

асинхронные трехфазного переменного тока с короткозамкнутым или фазным ротором; синхронные трехфазного переменного тока; постоянного тока с разными схемами возбуждения.

Различают три типа внешних характеристик электродвигателей (рис. 23.2):

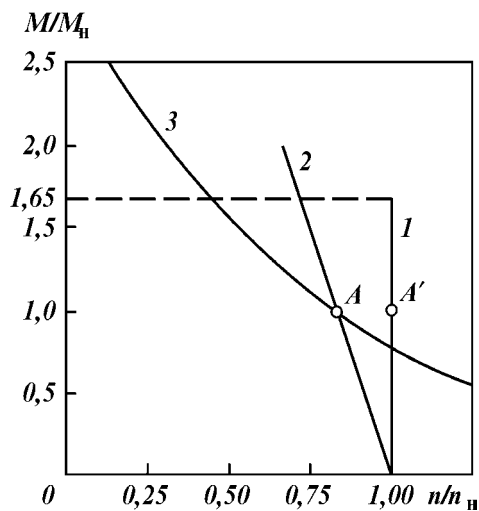


Рис. 23.2. Внешние характеристики электродвигателей:  
 1 — синхронного; 2 — асинхронного; 3 — постоянного тока (A, A' — номинальный момент)

*абсолютно жесткая* (линия 1) — частота вращения при изменении момента постоянна; такую характеристику имеют синхронные электродвигатели;

*жесткая* (кривая 2) — с увеличением момента частота вращения уменьшается незначительно; такой характеристикой обладают асинхронные двигатели переменного тока и двигатели постоянного тока параллельного и независимого возбуждения;

*гибкая* (кривая 3) — при небольшом изменении момента значительно изменяется частота вращения; такой характеристикой обладают двигатели постоянного тока последовательного возбуждения.

Частота вращения электродвигателя и развиваемый им момент могут изменяться автоматически без воздействия каких-либо внешних регуляторов; в этом случае автоматическим регулятором является противозлектродвижущая сила самого двигателя.

Естественные характеристики электрических двигателей можно изменять с помощью регулирующих устройств, на которые воздействует оператор; такие характеристики называют *искусственными*.

При выборе двигателя для силового привода важно знать, как будут изменяться его основные параметры, т.е. крутящий момент  $M$ , частота вращения  $n$  и мощность  $N$  в зависимости от изменения напряжения и частоты тока в питающей сети.

В асинхронных электродвигателях переменного трехфазного тока параметры изменяются по следующим зависимостям.

Скольжение номинальное

$$S = (n_c - n_n) / n_c,$$

где  $n_c = 60f / z$  — синхронная частота вращения,  $\text{мин}^{-1}$ ;  $f$  — частота тока (для промышленных сетей  $f = 50$  Гц);  $z$  — число пар полюсов.

Крутящий момент  $M$  пропорционален квадрату питающего напряжения, поэтому рассматриваемый привод весьма чувствителен к колебаниям напряжения. Максимальный крутящий момент обратно пропорционален квадрату частоты тока сети.

Для силовых приводов буровых установок с питанием от общепромышленных сетей переменного тока при допуске колебаний напряжения от +5 до -10 % максимальный момент может уменьшаться до 0,8 номинального, указанного в каталогах. При пуске электродвигателей сила тока увеличивается, а напряжение в сети падает ниже допустимых пределов. В связи с этим асинхронные двигатели должны обладать высокой перегрузочной способностью даже в период падения напряжений и возрас-

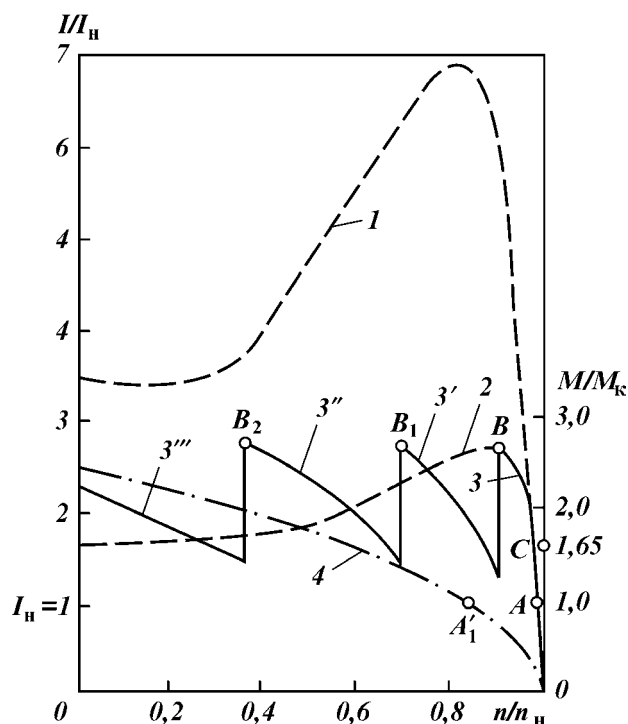
**Рис. 23.3. Внешние характеристики асинхронных двигателей переменного трехфазного тока:**  
 1, 2 — сила тока и крутящий момент асинхронного двигателя с короткозамкнутым ротором; 3, 3', 3'' — относительный момент асинхронного двигателя с фазным ротором; 4 — относительный момент асинхронного электродвигателя с повышенным скольжением ( $I/I_n$  — относительная сила тока)

тания пусковых моментов даже в период падения напряжений и возрастания пусковых моментов сопротивления при относительно небольшой силе пускового тока, при этом они должны развивать необходимый вращающий момент.

На рис. 23.3. приведены внешние номинальные характеристики электродвигателей переменного трехфазного тока. Кривая 1 соответствует изменению силы потребляемого тока, кривая 2 — естественному изменению крутящего момента асинхронного двигателя с короткозамкнутым ротором. Пуск такого двигателя производят непосредственно при включении в сеть без промежуточных пусковых устройств. Такие электродвигатели можно применять для привода насосов; для привода лебедки и ротора их используют только с турботрансформаторами или электромагнитными муфтами скольжения и с коробками передач.

Электродвигатель с фазным ротором имеет контактные кольца, что позволяет при пуске вводить ступенчато в цепь ротора добавочные сопротивления, определяющие искусственные характеристики (кривые 3, 3', 3'', 3'''). Введение добавочного активного сопротивления увеличивает полное сопротивление роторной цепи, благодаря чему снижаются пусковой момент и критическое скольжение. Максимальные моменты остаются неизменными (точки B, B<sub>1</sub> и B<sub>2</sub>). Активное сопротивление в роторной цепи регулируют так, что переключение с одной реостатной характеристики на другую происходило при расчетных значениях моментов переключения. По окончании пуска сопротивление в цепи ротора уменьшают, и двигатель далее работает при параметрах, соответствующих двигателю с короткозамкнутым ротором (кривая 2).

При использовании индуктивного сопротивления в цепи ротора, несмотря на некоторое уменьшение максимального момента, получают лучшие результаты. Индуктивное сопротивление выполняет функцию автоматического регулятора силы тока ротора. В начале разгона двигателя, когда частота тока ротора близка к частоте сети, сопротивление дросселя велико и ограничивает силу пускового тока. По мере разгона частота тока в рото-





ре снижается, сопротивление дросселя уменьшается и сила тока в течение всего периода пуска остается примерно постоянной.

В электродвигателях с фазным ротором можно применять системы управления, в которых дроссель насыщения с внутренней обратной связью в сочетании с активными сопротивлениями симметрично включен в цепь ротора.

В процессе пуска индуктивное сопротивление изменяется под влиянием силы и частоты тока ротора, а при автоматическом управлении — еще и под действием силы результирующего тока управления. Активные сопротивления в процессе пуска не изменяются. Кривая 4 изменения момента такого двигателя с повышенным скольжением показана на рис. 23.3; точка А характеризует номинальный крутящий момент  $M_n$  двигателя с короткозамкнутым ротором, а точка  $A_1$  — двигателя с повышенным скольжением. В двигателях с повышенным скольжением ротор короткозамкнутый, что упрощает пусковую аппаратуру; однако КПД такого двигателя значительно ниже, чем некоткозамкнутого.

Синхронный электродвигатель отличается от асинхронного тем, что он снабжен генератором постоянного тока, служащим для намагничивания ротора; благодаря этому ротор вращается синхронно с частотой вращения, пропорциональной частоте тока и обратно пропорциональной числу пар полюсов. Частоту вращения можно регулировать только изменением частоты питающего напряжения; момент, развиваемый двигателем, пропорционален первой степени напряжения; перегрузочную способность двигателя можно повысить увеличением возбуждения. В двигателях стационарного исполнения  $M_{max} = 1,65 M_n$  (точка С на рис. 23.3).

Ротор синхронного двигателя снабжен также короткозамкнутой обмоткой, и его пусковые характеристики определяются пусковой характеристикой этой обмотки ротора, которая придает синхронному двигателю в режиме пуска свойства асинхронного короткозамкнутого двигателя. Эксплуатационные преимущества синхронного двигателя определяются его способностью отдавать в сеть реактивную мощность, необходимую для повышения  $\cos \varphi$ . Однако абсолютно жесткая механическая характеристика двигателя и невозможность пуска под нагрузкой ограничивают его использование. К недостаткам асинхронных двигателей следует отнести также большую силу пускового тока, однако при достаточно мощных промышленных сетях и подстанциях осуществляют прямой пуск этих двигателей. Пусковые характеристики синхронных и асинхронных двигателей аналогичны.

Электродвигатели постоянного тока следует применять в буровых установках для бурения скважин большой глубины, когда к приводу предъявляют требования глубокого и плавного регулирования частоты вращения, точной остановки, повышенной плавности разгона и торможения и других режимов со сложным изменением механической характеристики.

В буровых установках электродвигатели постоянного тока применяют с автономным приводом в сочетании с генераторами постоянного тока, вращаемыми ДВС (электромашинная передача постоянного тока) либо двигатели постоянного тока получают питание через выпрямители от сетей переменного тока.

Частоту вращения двигателей постоянного тока регулируют изменением напряжения в якоре или силы тока возбуждения двигателя. Поскольку для изменения напряжения на зажимах якоря в электромашинной передаче необходимо изменять силу тока возбуждения генератора, управление

двигателями постоянного тока осуществляют в цепях возбуждения, т.е. в цепях сравнительно малой мощности.

Характеристики двигателей постоянного тока зависят от способа возбуждения. Различают три основных способа возбуждения двигателей постоянного тока: параллельное, последовательное и комбинированное (смешанное).

На рис. 23.4 приведены внешние характеристики при разных способах возбуждения. При параллельном возбуждении (кривая 1) с изменением нагрузки магнитный поток не изменяется, поэтому пределы регулирования и характеристика определяются сопротивлением цепи якоря. При последовательном (серийном) возбуждении (кривая 2) магнитный поток зависит от силы тока нагрузки; в этом случае механическая характеристика зависит от магнитного потока и сопротивления в цепи якоря. При смешанном возбуждении (кривая 3) суммарный магнитный поток, действующий в электродвигателе, определяется двумя составляющими: постоянной, создаваемой обмоткой параллельного возбуждения, и переменной, создаваемой обмоткой последовательного возбуждения.

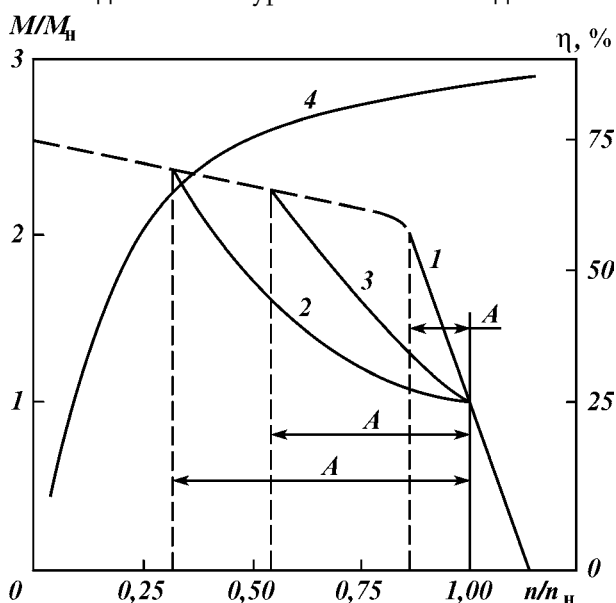
В буровых установках применяют электродвигатели с последовательным или смешанным возбуждением, которые должны отвечать следующим требованиям: частота вращения для привода всех агрегатов  $400 - 1200 \text{ мин}^{-1}$ ; диапазон регулирования лебедки и ротора  $2 - 3$ , для привода насосов  $1,5 - 2$ . Мощность одного двигателя для лебедки и насосов  $300 - 1000 \text{ кВт}$ , для ротора  $250 - 700 \text{ кВт}$ .

#### ГАЗОТУРБИННЫЕ ДВИГАТЕЛИ

Газотурбинные двигатели (ГТУ) обладают хорошей приемистостью, большой надежностью и высокой естественной приспособляемостью. Газотурбинные двигатели бывают двухвальными, одновальными и комбинированные.

В *двухвальном* газотурбинном двигателе турбина высокого давления приводит во вращение центробежный компрессор; в силовую турбину низкого давления, находящуюся на отдельном валу, поступает газ из турбины высокого давления. Независимость питания газом этих турбин позволяет изменять характеристику двигателя в широких пределах.

**Рис. 23.4. Внешние характеристики электродвигателей постоянного тока с разными способами возбуждения:**  
1 — параллельным; 2 — последовательным; 3 — смешанным; 4 — КПД двигателя с последовательным возбуждением ( $\eta$  — КПД;  $A$  — рабочий диапазон)



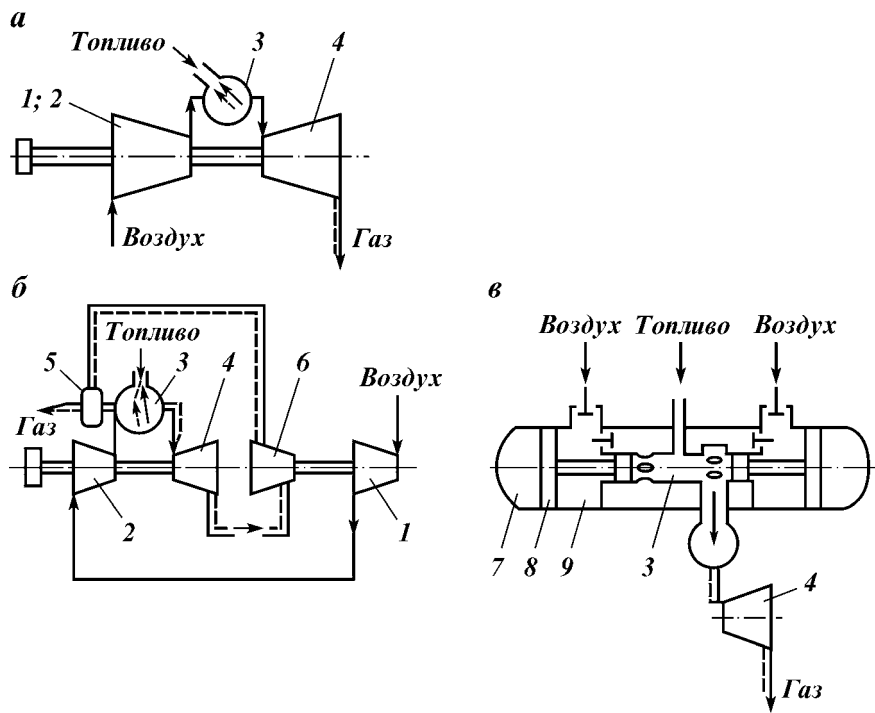


Рис. 23.5. Схемы газотурбинных установок (ГТУ):  
 а – одновальная; б – двухвальная; в – с генератором и свободно движущимися поршнями; 1, 2 – компрессоры низкого и высокого давления; 3 – камера сгорания; 4, 6 – трубы низкого и высокого давления; 7 – воздушная камера; 8 – поршень; 9 – камера сжатия

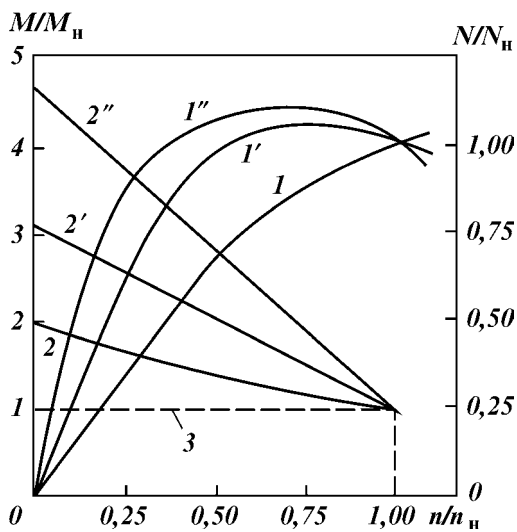


Рис. 23.6. Внешние характеристики (мощность и крутящий момент) ГТУ:  
 1, 2 – одновальной; 1', 2' – двухвальной; 1'', 2'' – комбинированной; 3 – номинальный крутящий момент

В *одновальных* газовых турбинах компрессор и турбину располагают на одном валу. При увеличении внешней нагрузки снижаются частота вращения и количество газа, питающего турбину, в результате уменьшаются мощность и крутящий момент.

*Комбинированный* газотурбинный двигатель состоит из генератора газа со свободно движущимися поршнями и одновальной газовой турбины. Генератор газа имеет поршневой компрессор, поршни которого непосред-

ственно соединены с поршнями двухтактного дизеля. Сжимаемый в поршневом компрессоре воздух через всасывающие окна подается в цилиндр дизеля, куда подводится топливо. Отработанные газы дизеля при большом давлении подаются через продувочные окна в газовую турбину, передающую мощность на исполнительный механизм.

На рис. 23.5 приведены схемы ГТУ, а на рис. 23.6 – их характеристики. Двухвальная ГТУ обладает большим коэффициентом естественной приспособляемости, чем одновальная, и имеет большую приемистость. Одновальная ГТУ обладает меньшим диапазоном естественного регулирования. Наибольший диапазон регулирования и высокий коэффициент естественной приспособляемости имеют комбинированные газотурбинные двигатели со свободно движущимися поршнями генератора газа, так как в них питание газом турбины не зависит от ее частоты вращения.

Приемистость газотурбинных двигателей зависит от схемы, конструктивного исполнения и программы регулирования подачи топлива.

Теоретически время переходных процессов можно определить с помощью уравнений термодинамики. Практически для двигателей без регенератора время перехода от холостого хода к полной нагрузке составляет несколько секунд, что вполне приемлемо для двигателя силового привода буровой установки.

Недостаток ГТУ – их низкий КПД. Одно- и двухвальные ГТУ характеризуются эффективным КПД, имеющим более низкое значение (0,12–0,27), чем КПД двигателей внутреннего сгорания (0,36–0,38). Комбинированные ГТУ имеют более высокий КПД, чем одно- и двухвальные, и близкий к КПД дизелей (0,35–0,38). На холостом ходу и при незначительных нагрузках КПД одно- и двухвальных установок очень низкий, что служит препятствием для широкого применения их в буровых установках.

### **23.3. СРЕДСТВА ИСКУССТВЕННОЙ ПРИСПОСОБЛЯЕМОСТИ ДЛЯ ПРИВодОВ**

Естественные характеристики двигателей в большинстве случаев не могут обеспечить пусковую характеристику и диапазон регулирования, требуемые исполнительными механизмами буровой установки. Поэтому используют искусственные средства сближения требуемых характеристик с фактическими.

Крутящий момент и диапазон регулирования частот вращения лебедки и ротора в буровой установке можно изменять в пределах от 1–4 до 1–10. Ни один из рассмотренных двигателей не обладает такой характеристикой собственной приспособляемости, поэтому в трансмиссиях буровых установок применяют различные устройства искусственной приспособляемости, позволяющие трансформировать крутящий момент и частоту вращения.

Трансмиссии буровых установок можно подразделить на механические нерегулируемые или со ступенчатым регулированием частот вращения и моментов с помощью коробок передач; гидромеханические со ступенчатым или бесступенчатым регулированием частот вращения и моментов с помощью гидropередач и коробок передач; электромеханические со ступенчатым или бесступенчатым регулированием частот вращения и моментов с помощью электродинамических муфт или электромашинной передачи с коробками передач; электрические с бесступенчатым регулированием частот вращения и моментов во всем требуемом диапазоне.

## ОБЩИЕ ЗАВИСИМОСТИ ДЛЯ ТРАНСМИССИЙ

Обозначим индексом 1 вал двигателя, а индексом 2 – ведомый (вторичный) вал трансмиссии. Тогда для любой трансмиссии можно записать следующее.

Коэффициент полезного действия трансмиссии

$$\eta = M_1 n_2 / (M_2 n_1), \quad (23.1)$$

где  $M_1$ ,  $M_2$  – крутящий момент на ведущем и ведомом валах;  $n_1$ ,  $n_2$  – частота вращения этих валов.

Отношение  $u_{21} = n_2/n_1$  называется *передаточным отношением* трансмиссии, а отношение моментов  $k = M_2/M_1$  – *коэффициентом трансформации* крутящего момента.

Следовательно, всегда КПД  $\eta = k u_{21}$ .

В любой трансмиссии приложены три крутящих момента: момент двигателя  $M_1$ , рабочий момент  $M_2$  и опорный момент  $M_3$ . Из условия равновесия трансмиссии алгебраическая сумма трех крутящих моментов равна нулю:

$$M_1 + M_2 + M_3 = 0. \quad (23.2)$$

Трансмиссии без внешней опоры ( $M_3 = 0$ ) называют *муфтами*. Независимо от принципов их действия для них  $M_1 = M_2$ ,  $k = 1$ ,  $\eta = u_{21}$ .

Для трансмиссий, понижающих частоту вращения (редукторов)  $k > 1$ , т.е.  $M_2 > M_1$ , опорный момент  $M_3$  положителен (совпадает по направлению с  $M_1$ ). При  $k = 1$  и  $M_2 = M_1$  трансмиссия трансформирует частоту и момент, т.е. превращается в муфту ( $u_{21} = \eta$ ).

Для ускоряющих трансмиссий (мультипликаторов)  $k < 1$ ,  $u_{21} > 1$ ,  $M_2 > M_1$ , опорный момент отрицателен.

Для трансмиссии – трансформатора, предназначенного для преобразования момента, внешняя опора обязательна.

Трансмиссия является промежуточным звеном между двигателями и исполнительным механизмом и предназначена для приспособления характеристики двигателя к характеристике, требуемой этим органом. При этом следует различать характер изменения нагрузки и частот вращения на исполнительном органе в период длительной работы и периоды пусков и остановок, т.е. режим переменного-кратковременных нагрузок. В зависимости от свойств двигателя соответствующим образом komponуют и трансмиссию.

В буровой установке исполнительные органы работают в разных режимах, как длительных, так и пусковых. Например, для ротора и насосов, пускаемых сравнительно редко, разгонные характеристики не играют большой роли, как для лебедок, работающих при спускоподъемных операциях в очень напряженном режиме повторно-кратковременных нагрузок. Длительно действующие нагрузки в этих исполнительных органах изменяются в процессе работы неодинаково, поэтому для обеспечения наибольшей эффективности процесса каждого исполнительного органа трансмиссия по возможности должна полнее удовлетворять этим требованиям, и необходимо рассматривать как пусковые и тормозные свойства, так и свойства их при длительно действующих режимах.

## МЕХАНИЧЕСКИЕ ТРАНСМИССИИ

Механическими называют трансмиссии, передающие движение и энергию от двигателей к исполнительным органам буровой установки и состоящие из валов, различных передач (зубчатых, гибкой связью, муфт и т.д.), не регулирующие автоматически ни момента, ни частот вращения при изменении нагрузки на исполнительном органе установки.

Кинематическую настройку трансмиссий выполняет только оператор. Механические трансмиссии могут обеспечить любой диапазон трансформирования и регулирования частот вращения и крутящих моментов.

Механические трансмиссии можно подразделить на простые и сложные. *Простые* трансмиссии не регулируют частоты и моменты, а осуществляют только их постоянное трансформирование (например, трансмиссия бурового насоса, схема которой дана на рис. 23.7, а). *Сложные* трансмиссии обеспечивают трансформацию и регулирование частот и моментов под воздействием оператора. В сложных механических трансмиссиях буровых установок частоты вращения и моменты регулируют только ступенчато при помощи коробок передач (например, трансмиссия привода буровой лебедки, схема которой показана на рис. 23.7, б). Характеристика силового привода на его конечном звене — выходном валу — зависит от сочетания его собственной характеристики с жесткой характеристикой трансмиссии.

Пусковые характеристики механической трансмиссии зависят только от свойств двигателя и муфт сцепления, используемых при кратковременных режимах пусков и остановок.

В отличие от транспортных машин коробки передач в буровых установках нельзя использовать для разгона, так как силы инерции поднимаемой буровой колонны значительно меньше сил сопротивления, а время переключения коробки передач для изменения скоростей подъема крюка относительно велико.

Если двигатель обладает способностью осуществлять пуск трансмиссии под нагрузкой (паровые машины и электродвигатели постоянного и переменного тока с фазным ротором), то в трансмиссии для соединения валов можно применять жесткие муфты сцепления (зубчатые, кулачковые и др.), которые включают муфты до начала движения; разгон трансмиссии происходит под нагрузкой при включенной муфте. При этом двигатель преодолевает сопротивление от статического (рабочего) сопротивления, инерционных сил трансмиссии и собственных вращающихся частей, т.е. уравнение механического равновесия при переходных процессах имеет вид

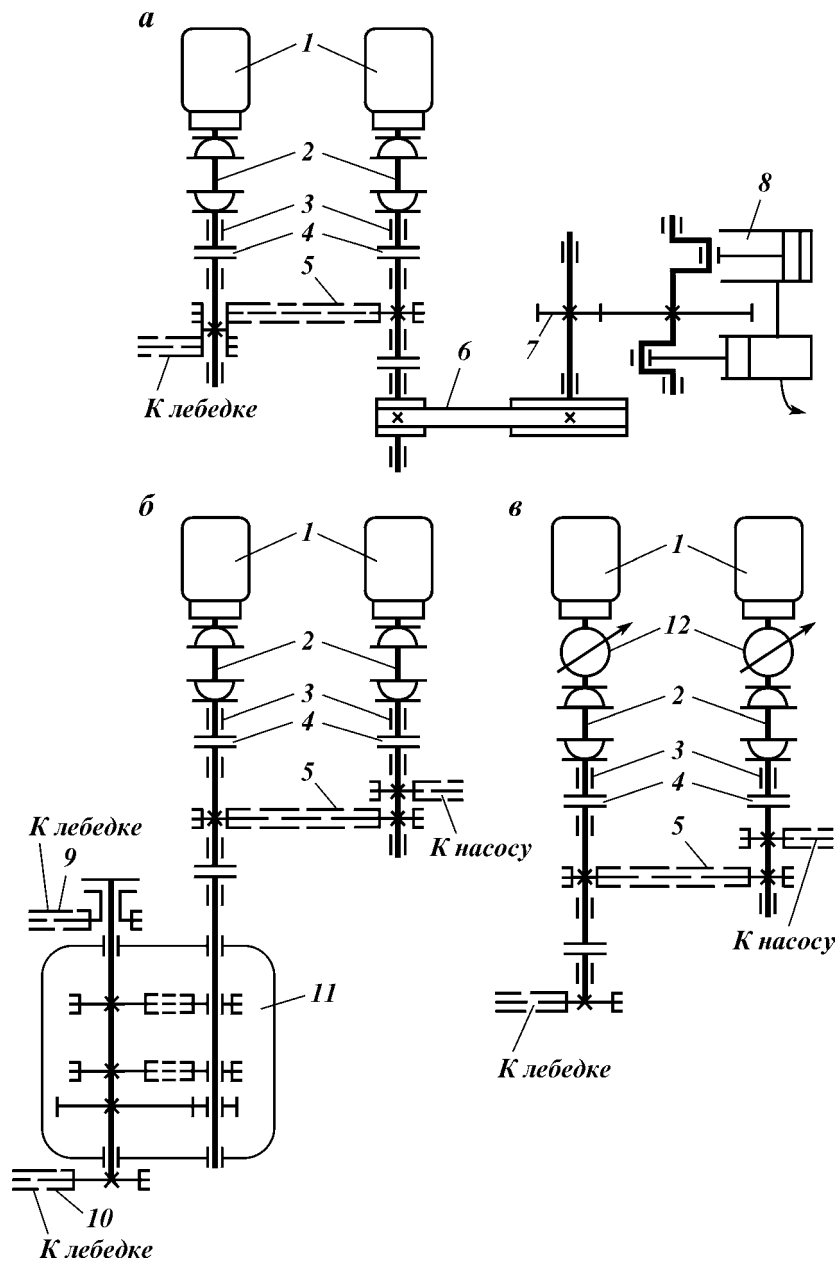
$$M_A - M_{ст} - M_{и,д} - M_{и,т} = 0, \quad (23.3)$$

где  $M_A$  и  $M_{ст}$  — вращающий момент двигателя и статического сопротивления;  $M_{и,д}$  и  $M_{и,т}$  — моменты инерционных сил вращающихся частей двигателя и трансмиссии относительно осей вращения.

Инерционные моменты, Н·м,

$$M_{иi} = J_{0i} \frac{d^2 \varphi_i}{dt^2}, \quad (23.4)$$

здесь  $J_{0i}$  — момент инерции вращающихся частей двигателя и трансмиссии, приведенной к оси двигателя, Н·м·с<sup>2</sup>;  $\varphi_i$  — углы поворота валов, рад;  $t$  — время переходного процесса, с.



**Рис. 23.7. Схемы трансмиссий силовых приводов:**

*a* – нерегулируемой механической, блокирующей два двигателя привода насоса; *б* – регулируемой механической с коробкой передач привода лебедки; *в* – полуавтоматической привода лебедки и насосов; 1 – двигатель; 2 – карданный вал; 3 – опора; 4 – фрикционная муфта; 5 – блокирующая цепная передача; 6 – клиноременная передача привода насоса; 7 – зубчатая передача; 8 – насос; 9, 10 – «быстрая» и «тихая» цепные передачи привода лебедки; 11 – коробка передач; 12 – автоматическое регулирующее устройство

Так как моменты инерции разгоняемых масс двигателя весьма значительны, то потери энергии при пусках могут сильно возрасти. Рациональное распределение инерционных масс между валами двигателя и трансмиссии является важной задачей, особенно для подъемного механизма буровой установки, где пуски и остановки весьма часты.

Для уменьшения вращающихся моментов двигателя при пусках используют разные средства: изменяют пусковую характеристику двигателя или устанавливают между двигателем и трансмиссией фрикционные, электродинамические или гидравлические муфты. В механических трансмиссиях применяют только фрикционные муфты.

В процессе пуска электродвигателя с короткозамкнутым ротором, соединенным с трансмиссией жесткой муфтой, время разгона очень небольшое; при этом возникают большие инерционные моменты, что требует резкого увеличения вращающего момента двигателя и ведет к увеличению силы пускового тока в 4–5 раз и более. Для прямого пуска под нагрузкой короткозамкнутые двигатели больших мощностей в буровых установках не применяют.

При пуске трансмиссии от двигателя (асинхронного или синхронного) с постоянной частотой вращения через фрикционную муфту время разгона увеличивается, а требуемый при пуске вращающий момент двигателя меньше, чем в первом случае; возникающие инерционные моменты в трансмиссии могут частично или полностью преодолеваются за счет маховых моментов ротора двигателя, почти не увеличивая его вращающего момента. Однако при жесткой характеристике двигателя и больших вращающихся массах повышаются инерционные нагрузки на муфту, вследствие чего в ней увеличивается работа трения при скольжении во время включения. Для снижения влияния инерционных нагрузок на вращающий момент двигателя при его жестком соединении с трансмиссией применяют асинхронные двигатели с ротором, имеющим фазовую обмотку. В этом случае пуск происходит постепенно благодаря включению в обмотку ротора сопротивлений. При этом инерционные моменты ротора двигателя и трансмиссии, а также статический момент преодолеваются вращающим моментом самого двигателя; время разгона больше, чем в первых двух случаях.

Недостатком системы с фазным ротором является то, что двигатели требуют довольно сложной пусковой аппаратуры, причем улучшаются характеристики только процесса пуска. При рабочем режиме характеристика остается жесткой. При пуске трансмиссии от двигателя с гибкой характеристикой, например ДВС с фрикционной муфтой, угловая скорость двигателя может снижаться, а угловая скорость трансмиссии — плавно увеличиваться. В этот период происходит проскальзывание муфты сцепления. Разгон осуществляется частично за счет вращающего момента двигателя и сил инерции его вращающихся частей.

В определенный момент скольжение муфты прекращается, и дальнейший разгон происходит плавно благодаря увеличению топливной энергии, подводимой к двигателю по команде оператора; трансмиссия не подвергается большим динамическим нагрузкам.

Совместная работа двигателей с механической трансмиссией может обеспечить постоянную трансформацию частот вращения и крутящего момента либо при наличии коробки передач их ступенчатое изменение. На каждой из степеней частоты можно регулировать только за счет диапазона регулирования и коэффициента перегрузки самого двигателя.



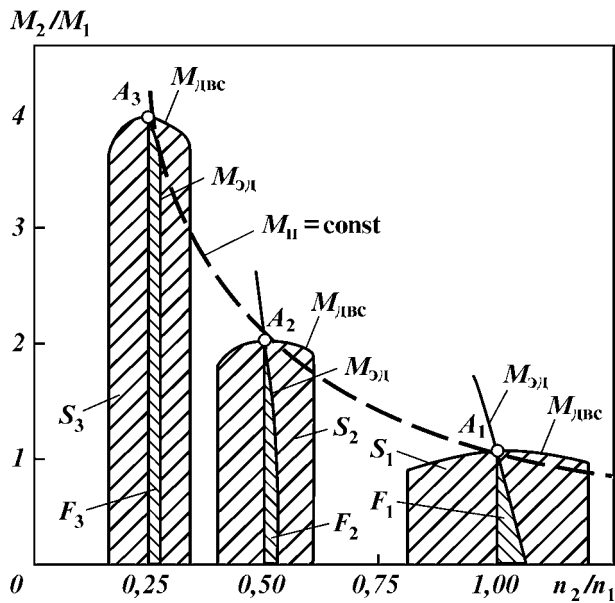


Рис. 23.8. График совместной работы механической трансмиссии с коробкой передач и двигателями разных типов ( $M_2/M_1$  и  $n_2/n_1$  — относительные крутящий момент и частота вращения)

На рис. 23.8 приведены график совместной работы трехступенчатой коробки передач с ДВС при диапазоне регулирования  $R = 1,5$ , а также кривые крутящего момента  $M_{ДВС}$  и  $M_{ЭД}$  — асинхронного электродвигателя, обладающего практически постоянной частотой вращения. Точки  $A_1$ ,  $A_2$  и  $A_3$  характеризуют номинальный момент на разных передачах коробки пере-

дач. Заштрихованные площади  $S_1$ ,  $S_2$  и  $S_3$  соответствуют диапазонам изменения нагрузок и частот вращения при ДВС, а площади  $F_1$ ,  $F_2$  и  $F_3$  — при асинхронном электродвигателе. Кривая  $M_{п} = \text{const}$  — идеальная кривая при полном использовании мощности. Как видно на этом графике, ДВС обеспечивает некоторую гибкость силового привода, в то время как асинхронные электродвигатели такими свойствами не обладают, и располагаемая мощность не может полностью использоваться, например, в приводе лебедок, где при подъеме буровых колонн происходит последовательное уменьшение нагрузки на крюке по мере извлечения колонны из скважины и уменьшения числа поднимаемых свечей.

Полуавтоматической называют механическую трансмиссию, снабженную устройством для автоматического (т.е. без участия оператора) изменения в определенных пределах характеристики силового привода. Схема силового привода такого типа с двумя механически заблокированными двигателями приведена на рис. 23.7, в; между двигателями и фрикционной муфтой установлены устройства 12, автоматически преобразующие его характеристику.

В буровых установках применяют два типа полуавтоматических трансмиссий: 1) трансмиссии, изменяющие только пусковые и кратковременные характеристики; 2) трансмиссии, способные длительно преобразовывать характеристику и обеспечивать гибкость привода при высоком КПД.

В первом случае в трансмиссию между двигателями и передачей встраивают автоматически действующую гидравлическую или электродинамическую муфту. При пуске на малых частотах вращения двигателя эти муфты передают незначительный крутящий момент, обеспечивая при этом плавное включение и разгон трансмиссии. Такие муфты также защищают двигатели от перегрузок и внезапных остановок, так как при резком возрастании момента сопротивления на трансмиссии муфта не передает мо-

мента вращения, превышающего расчетный. Если на исполнительном механизме перегрузка действует длительно, то двигатели должны быть отключены с помощью фрикционных муфт 4 (см. рис. 23.7, в); в противном случае происходит перегрев муфты, так как вся энергия двигателей превращается в теплоту ( $\eta = 0$ ), потому что их КПД обратно пропорционален скольжению.

Во втором случае для преобразования характеристик при длительно действующих режимах в качестве регулирующих устройств (см. рис. 23.7, в) применяют гидродинамические преобразователи момента, которые встраивают в трансмиссию между двигателем 1 и фрикционной муфтой 4, либо электромашинные передачи. Эти устройства обладают достаточно высоким КПД ( $\eta = 0,7\div 0,9$ ) при широком диапазоне регулирования.

#### ПОЛУАВТОМАТИЧЕСКИЕ ТРАНСМИССИИ С ГИДРАВЛИЧЕСКИМИ ПЕРЕДАЧАМИ

**Совместная работа двигателя с турбомуфтой.** Турбомуфта представляет собой агрегат, состоящий из центробежного насоса, колесо которого соединено с валом двигателя, и турбины, соединенной с вторичным (выходным) валом. Момент  $M_2$ , развиваемый на вторичном валу, пропорционален квадрату угловой скорости  $\omega_1$  двигателя, поэтому можно считать, что характеристика турбомуфты состоит из двух периодов, соответствующих разгонному и рабочему режимам.

При рабочем режиме трансмиссии угловая скорость двигателя  $\omega_2$  и момент  $M_n$  достигают своих номинальных значений. При этом скольжение электродвигателей обычно составляет 2–4 % (при холостом ходе около 0,5 %). Турбомуфта не передает на вал момент, превышающий расчетный. Значение этого момента зависит также от наполнения муфты жидкостью: при снижении наполнения передаваемый муфтой момент при одинаковом скольжении уменьшается.

Существуют разнообразные конструкции турбомуфт, допускающих регулирование наполнения, однако в буровых установках эти конструкции широкого распространения не получили.

**Совместная работа двигателя с турботрансформатором.** Турботрансформатор представляет собой турбомашину, которая состоит из центробежного насоса, соединенного с первичным валом двигателя, и направляющего аппарата; последний изменяет направление потока жидкости, выходящего из насоса и турбины. Колесо турбины соединено с выходным (вторичным) валом турботрансформатора. Турботрансформатор является своеобразной коробкой передач с бесконечным числом передач и переменным КПД, так как потери в жидкости, циркулирующей в турботрансформаторе, возрастают с увеличением коэффициента трансформации частоты вращения. Как для любой турбомшины, мощность на ведущем валу турботрансформатора, кВт,

$$N_A = N_1 = \lambda_1 \rho n_A^3 D^5 \quad (23.5)$$

и момент, Н·м,

$$M_A = M_1 = \lambda_1 \rho n_A^2 D^5, \quad (23.6)$$

где  $\lambda_1$  — постоянный коэффициент, характеризующий турботрансформа-

тор;  $\rho$  — плотность жидкости,  $\text{кг/м}^3$ ;  $n_\Delta$  — частота вращения первичного вала,  $\text{мин}^{-1}$ ;  $D$  — диаметр колеса центробежного насоса, м.

Мощность на вторичном (выходном) валу турботрансформатора, кВт,

$$N_T = N_1 \eta_T, \quad (23.7)$$

здесь  $\eta_T$  — КПД турботрансформатора, который зависит от конструктивного исполнения и коэффициента трансформации  $u_{21}$  (передаточного отношения).

Крутящий момент на вторичном валу, Н·м,

$$M_T = \lambda_2 u_{21} M_1, \quad (23.8)$$

где  $\lambda_2$  — постоянный коэффициент, зависящий от конструкции турботрансформатора.

Двигатель с турботрансформатором представляет собой приводной агрегат с характеристикой, отличающейся от характеристик как двигателя, так и турботрансформатора. Двигатель может обладать частотой вращения вала либо строго постоянной (например, электродвигатель синхронный), либо изменяющейся в некоторых пределах (например, ДВС). При правильном подборе двигателя и турботрансформатора характеристика агрегата более полно удовлетворяет требованиям исполнительных органов буровой установки.

Если  $n_\Delta = \text{const}$ , то в общем случае при изменении частоты вращения  $n_T$  выходного вала крутящий момент на валу двигателя может несколько изменяться. Это свойство трансформатора называется прозрачностью. Степень прозрачности при  $n_\Delta = \text{const}$

$$P = M''_\Delta / M'_\Delta,$$

где  $M''_\Delta$  — момент на валу двигателя при  $n_T = 0$ ;  $M'_\Delta$  — момент на валу двигателя при коэффициенте трансформации  $u_{21} = 1$ , т.е. при  $n_\Delta = n_T$ .

В буровых установках применяют турботрансформаторы со степенью прозрачности  $P = 1,2 \div 1,7$ .

Для расширения зоны регулирования при высоких КПД можно использовать комплексные турботрансформаторы, объединяющие в себе турботрансформатор и турбомуфту и имеющие два и более направляющих аппарата, или устанавливая после турботрансформатора коробки передач.

**Совместная работа трансмиссии двигателя, турботрансформатора и коробки передач.** Для исполнительных органов, требующих более широкого диапазона, чем это может обеспечить двигатель с турботрансформатором, в трансмиссии применяют коробку передач (например, в приводах буровых лебедок). В этом случае коробка передач увеличивает рабочий диапазон пропорционально числу передач при высоких значениях КПД.

Общий диапазон регулирования такой трансмиссии

$$R = R_\Delta R_{\text{ТТ}} R_{\text{к.п}},$$

где  $R$ ,  $R_{\text{ТТ}}$  и  $R_{\text{к.п}}$  — диапазон регулирования двигателя, турботрансформатора и коробки передач.

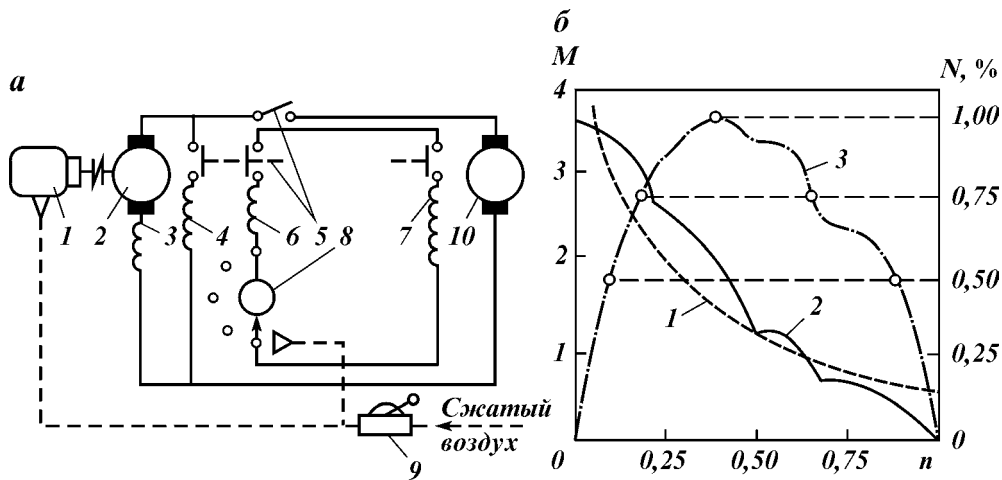
В таких трансмиссиях применение комплексных трансформаторов может быть излишним, так как работа на передачах I, II и III значительно увеличивает общий диапазон регулирования при высоких КПД.

**ПОЛУАВТОМАТИЧЕСКИЕ ЭЛЕКТРОМАШИННЫЕ ПРИВОДЫ  
ПОСТОЯННОГО ТОКА**

Электромашинный привод постоянного тока представляет собой сложный агрегат, в котором работают совместно ДВС, электрогенератор и двигатель постоянного тока. В буровых установках трансмиссии с электромашинными передачами весьма разнообразны, и с их помощью могут быть получены различные характеристики.

Согласно схеме электромашинной передачи с комбинированным возбуждением и управлением, изображенной на рис. 23.9, а, ДВС 1 приводит во вращение генератор постоянного тока 2, который питает ток двигателя 10. Генератор 2 имеет последовательную 3 и параллельную 4 обмотки возбуждения и обмотку 6 для возбуждения напряжения в обмотке 7 двигателя 10, которое регулируется реостатом 8. Контакторы 5 служат для отключения обмоток. Характеристики регулируются в определенных пределах автоматически при постоянной частоте вращения ДВС. При необходимости более глубокое регулирование осуществляют изменением количества топлива, подаваемого в ДВС пневматическим регулятором 9, и изменением возбуждения генератора реостатом 8. Подобное полуавтоматическое регулирование одновременным воздействием и на первичный и на вторичный двигатели позволяет получить характеристику с изменением параметров в более широком диапазоне.

На рис. 23.9, б приведена характеристика электродвигателя постоянного тока, получаемая при регулировании электрических параметров тока возбуждения (напряжения и силы) и частоты вращения первичного вала ДВС. Кривая 2 крутящего момента  $M_A$  не совпадает с идеальной кривой 1 при  $N_A = \text{const}$ , так как у двигателя постоянного тока, как видно на графике (кривая 3), мощность  $N_A$  переменная.



**Рис. 23.9. Электромашинная трансмиссия постоянного тока:**  
а — схема с одновременным регулированием частот вращения ДВС и генератора, а также напряжения возбуждения электродвигателя; б — характеристика электродвигателя постоянного тока электромашинной трансмиссии ( $M$ ,  $N$  и  $n$  — крутящий момент, мощность и частота вращения вала двигателя в относительных величинах)

При необходимости расширения диапазона регулирования в трансмиссиях применяют коробки передач; тогда кривые крутящего момента и мощности изменяют аналогично тому, как это происходит в трансмиссиях с турботрансформаторами.

**Совместная параллельная работа двигателей.** Для обеспечения надежности, увеличения маневренности и повышения коэффициента использования установленной мощности в буровых установках часто применяют групповые или двухдвигательные одиночные приводы.

Электродвигатели (не более четырех) блокируют параллельно или последовательно для передачи мощности на один вал в приводах лебедок или насосов. ДВС блокируют только параллельно (от двух до четырех) в общем приводе всех агрегатов (лебедка, насосы и ротор). Для группового привода необходимо, чтобы каждый двигатель отдавал свою полную мощность. Это условие должно выполняться в процессе работ при различных частотах вращения трансмиссии; однако это условие трудно выполнить, так как внешние характеристики двигателей и устройств, регулирующих их работу, всегда отличаются одна от другой.

Так как привод в процессе бурения работает с разными частотами вращения, то всегда при жестком блокировании суммарная мощность нескольких двигателей не равна сумме их номинальных мощностей.

В один привод не блокируют более четырех ДВС в связи с понижением суммарной мощности.

Если в трансмиссии применяют устройства, допускающие скольжение (электрические муфты, турбопередачи и др.), то частоты вращения каждого двигателя различаются, и суммарная мощность привода в этом случае  $N_{\Sigma} = \eta \sum N_{di}$ , где  $\eta$  — КПД устройства, допускающего скольжение.

В случае блокирования жесткой передачи нескольких асинхронных двигателей для передачи их мощности на общий вал происходит их неравномерная нагрузка при одинаковой частоте вращения. Блокирование жесткой передачи синхронных двигателей в буровых установках не применяют, так как один из двигателей всегда будет перегружаться.

Устойчивая работа двигателей трансмиссии обеспечивается в том случае, если на части кривой его характеристики момент двигателя  $M_d$  равен моменту сопротивления  $M_c$ . Параметры устойчивого режима располагаются в точке пересечения характеристик  $M_d$  и  $M_c$ .

#### 23.4. МУФТЫ

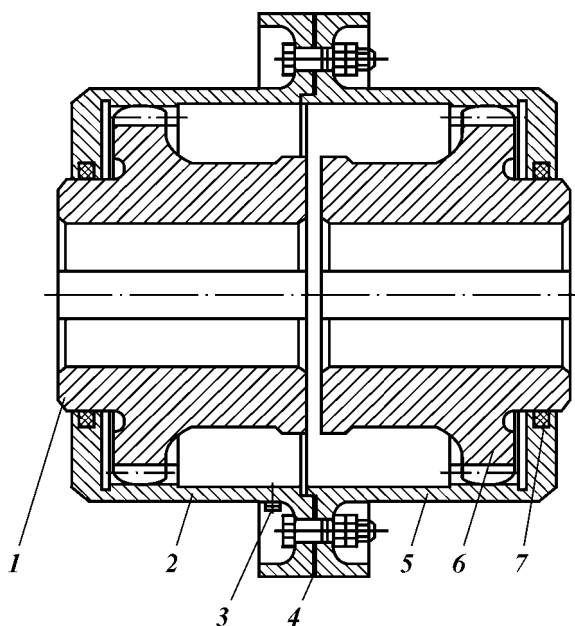
Муфты предназначены для передачи вращения с одного вала на другой или с вала на свободно сидящую на нем деталь (например, цепную звездочку, зубчатое колесо). Муфты не изменяют значение и направление передаваемого вращающего момента. Ее выбирают по передаваемому вращающему моменту и диаметру соединяемых валов. В буровых машинах и механизмах используют муфты различных конструкций и видов, отвечающие определенным монтажным и эксплуатационным требованиям.

Муфты делят на механические, гидравлические и электромагнитные. *Механические* муфты по назначению подразделяют на постоянные и сцепные. *Постоянные* муфты не допускают разъединения валов в процессе работы машины. Для разъединения валов, соединенных постоянными муфтами, и требуется их разборка, которую производят при ремонте и демонта-

Рис. 23.10. Зубчатая муфта

же. *Сцепные муфты* служат для соединения и разъединения валов на ходу или при кратковременных остановках.

**Постоянные муфты.** Для постоянного соединения валов применяют неподвижные (глухие) и подвижные муфты. Наиболее просты по конструкции глухие муфты: втулочные со штифтами и со шпонками, фланцевые (поперечно-свертные) и продольно-свертные. Глухие муфты можно использовать при строгой соосности валов. В буровых машинах трудно обеспечить необходи-



мую для установки глухих муфт соосность валов, поэтому в машинах и агрегатах бурового комплекса для постоянных соединений преимущественно используют подвижные муфты, допускающие взаимное смещение валов за счет подвижных элементов муфты. К подвижным муфтам относят жесткие компенсирующие, шарнирные и упругие. Все три типа применяют в буровых машинах.

Из *жестких компенсирующих муфт* наиболее распространены зубчатые, способные компенсировать незначительные осевые, радиальные и угловые смещения соединяемых валов. На рис. 23.10 показана зубчатая муфта, соединяющая тихоходный вал редуктора с трансмиссионным валом регулятора подачи долота. Муфта состоит из обойм 2 и 5 с внутренними зубьями, находящимися в зацеплении с наружными зубьями втулок 1 и 6. Для снижения потерь на трение и увеличения долговечности зубчатое зацепление работает в масляной ванне, герметизированной прокладкой 4 и войлочными кольцами 7. Отверстие для масла закрывают пробкой 3. Аналогичную муфту применяют во вспомогательных лебедках.

*Шарнирные муфты* служат для соединения валов, оси которых расположены под большим углом друг к другу, причем в процессе работы угол наклона может изменяться. Шарнирная муфта состоит из двух валов и шарнирно соединенной с ними крестовины. Недостаток шарнирной муфты — неравномерность вращения ведомого вала при равномерном вращении ведущего, если валы установлены несоосно. Для устранения этого недостатка применяют сдвоенные шарнирные муфты с промежуточным валом, образующие в этой комбинации карданную передачу, которую принято называть *карданным валом*. Карданные валы используют в приводе буровых установок для передачи вращающего момента от гидротрансформатора к суммирующему редуктору, буровым насосам и ротору в тех случаях, когда они располагаются на разных отметках по высоте. Для равномерного вращения ведомого звена необходимо обеспечить параллельность валов,

соединяемых карданным валом. В буровых машинах применяют шесть типов размеров карданных валов:

|  |      |      |      |      |      |        |
|--|------|------|------|------|------|--------|
| Номер вала .....                                       | I    | II   | III  | IV   | V    | VI     |
| Тип вала (Л – легкий, Т – тяжелый) .....               | Л    | Т    | Т    | Т    | Т    | Т      |
| Число шарниров .....                                   | 2    | 2    | 2    | 2    | 2    | 1      |
| Максимальная частота вращения, мин <sup>-1</sup> ..... | 1600 | 1140 | 1140 | 1140 | 1140 | 750    |
| Максимальный передаваемый вращающий момент, кН·м ..... | 3,7  | 14,0 | 14,0 | 14,0 | 5,1  | 14,0   |
| Длина, мм .....  | 720  | 1055 | 890  | 1195 | 812  | 2225,5 |
| Ширина, мм .....                                       | 230  | 300  | 300  | 300  | 300  | 300    |
| Масса, кг .....  | 50   | 182  | 165  | 190  | 140  | 261,8  |

Устройство карданного вала показано на рис. 23.11.

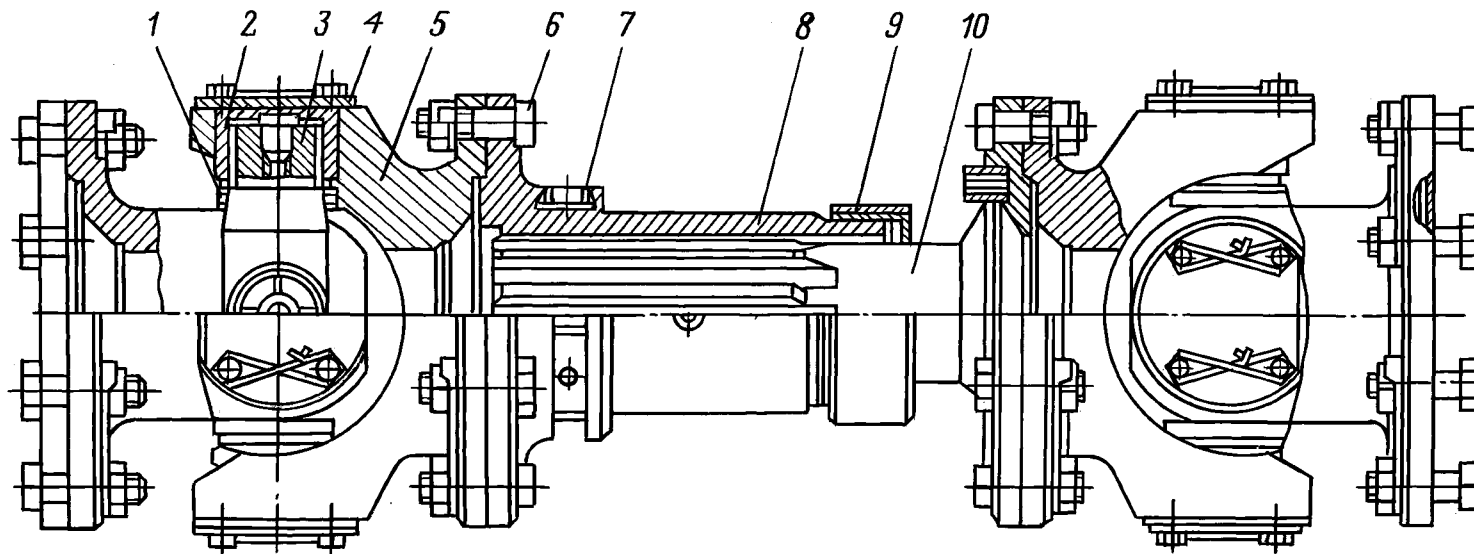
*Упругие* подвижные муфты характеризуются наличием упругого элемента, в результате деформации которого происходит взаимное перемещение деталей муфты, необходимое для компенсации смещения осей соединяемых валов. Наряду с этим упругие муфты смягчают толчки и удары и служат средством защиты от резонансных крутильных колебаний, возникающих вследствие неравномерного вращения. Упругие муфты изготавливают с металлическими и неметаллическими, преимущественно резиновыми, упругими элементами. В буровых машинах и агрегатах применяют муфты с резиновыми упругими элементами благодаря сравнительной простоте конструкции, низкой стоимости, отсутствию особых требований по уходу, высоким компенсационным свойствам и хорошей демпфирующей способности. При работе с электродвигателями важное значение приобретает электроизолирующая способность муфт с резиновыми упругими элементами.

Для соединения тяжело нагруженных валов буровых машин и агрегатов, а также для соединения вала электродвигателя с трансмиссионным валом бурового насоса и промежуточным валом лебедки используют упругие (эластичные) муфты, конструкция которых показана на рис. 23.12. Полумуфту 1 с конусной расточкой устанавливают на консоль вала и закрепляют гайкой 2, предохраняемой от самоотвинчивания специальной шайбой. Вторая полумуфта состоит из ступицы 8 и стакана 6, соединяющихся болтами 7. Ступица имеет цилиндрическую расточку и крепится на консоли вала шпонкой. В утолщенных ободах стакана 6 и диска ступицы 3 имеются отверстия для резиновых валиков 4, которые предохраняются от выпадания пружинным кольцом 5, установленным в кольцевом пазу обода стакана.

Упругая муфта, изображенная на рис. 23.13, служит для соединения коленчатого вала дизеля с валом редуктора. Диск 2 с зубчатым венцом 3 для запуска дизеля стартером устанавливается на шлицы вала дизеля и центрируется на нем бронзовыми конусами 1 и 7. Конусы затягиваются с помощью разрезной пробки 8, ввинченной в вал дизеля и надежно закрепленной конической пробкой 13, гайкой 11 и шайбой 12. Ведомый стакан 6 закреплен на коническом конце быстроходного вала 9 понизительного редуктора и застопорен гайкой 10. В ведущем и ведомом дисках установлены по девять пальцев 5 и 14, которые попарно соединены пластинами 4 из прорезиненной ткани.

Высокими эксплуатационными качествами обладают муфты, в которых в качестве упругого элемента использована резиновая звездочка.

**Сцепные муфты** используют для частых пусков и остановок, при необходимости изменения режима работы и реверсирования. Вращающий момент передается зацеплением (сцепные кулачковые и зубчатые муфты) либо силами трения (фрикционные сцепные муфты).



**Рис. 23.11. Карданный вал III (тяжелый):**

1 – уплотнение; 2 – обойма с игольчатыми подшипниками; 3 – крестовина; 4 – крышка; 5 – вилка; 6 – болт; 7 – балансир; 8 – шлицевая муфта; 9 – гайка; 10 – шлицевой вал



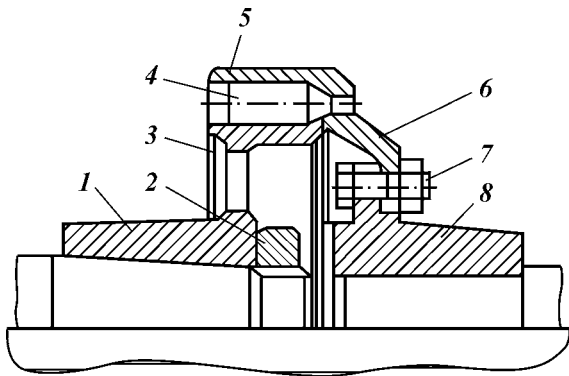
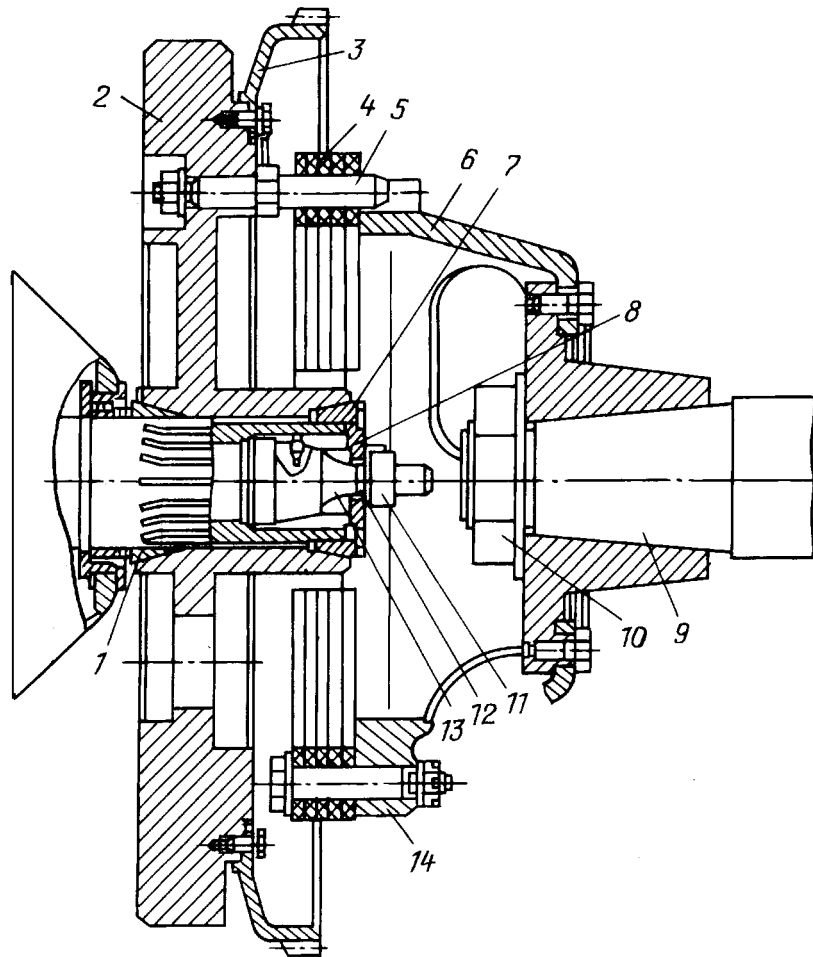


Рис. 23.12. Упругая (эластичная) муфта

Рис. 23.13. Упругая муфта дизеля



Сцепные кулачковые и зубчатые муфты состоят из двух полумуфт, одна из которых крепится на ведущем валу, а другая перемещается на шпонках или шлицах ведомого вала с помощью вилки и сухарей.

В тяжело нагруженных реверсируемых соединениях применяют кулачковые муфты с прямыми кулачками, число которых выбирают в зависимости от передаваемого вращающего момента. Подвижную муфту обычно располагают на ведомом валу, что позволяет уменьшить износ деталей управления муфтой. Для нереверсивных соединений используют муфты с тремя или шестью косыми кулачками. Кулачковые муфты очень чувствительны к перекосам и несоосности валов, и их применяют в основном для соединения свободно вращающихся цепных звездочек с валом в коробках перемены передач буровой лебедки и цепных редукторах. Реже, например для соединения регулятора подачи долота и гидродинамического тормоза с лебедкой, используют кулачковые муфты, у которых полумуфты располагаются на концах соединяемых валов.

Зубчатая сцепная муфта состоит из двух полумуфт, имеющих на цилиндрических поверхностях наружные и внутренние эвольвентные либо полукруглые зубья. Для облегчения включения торцы зубьев скругляют.

Кулачковые и зубчатые муфты по сравнению с фрикционными проще по конструкции и имеют значительно меньшие габариты и массу. Их основной недостаток — невозможность включения на быстром ходу. Во избежание повреждения кулачков и зубьев включение муфты на ходу допускается без нагрузки и при небольшой разности угловых скоростей. Для включения муфты в состоянии покоя обычно осуществляют холостое проворачивание ведущей полумуфты до совмещения выступов и впадины муфты. Возможность включения муфты без холостого проворота зависит от числа кулачков и их профиля. Материал для изготовления кулачковых и зубчатых муфт должен иметь высокую твердость, поэтому для них обычно используют стали с закалкой до твердости HRC 45–60. Муфты крупных размеров изготавливают из сталей марок 40Х, 30ХН, 35ХГС и др.

Вращающий момент сцепных кулачковых и зубчатых муфт ограничен контактным давлением. Для кулачковых муфт предельный вращающий момент, Н·м,

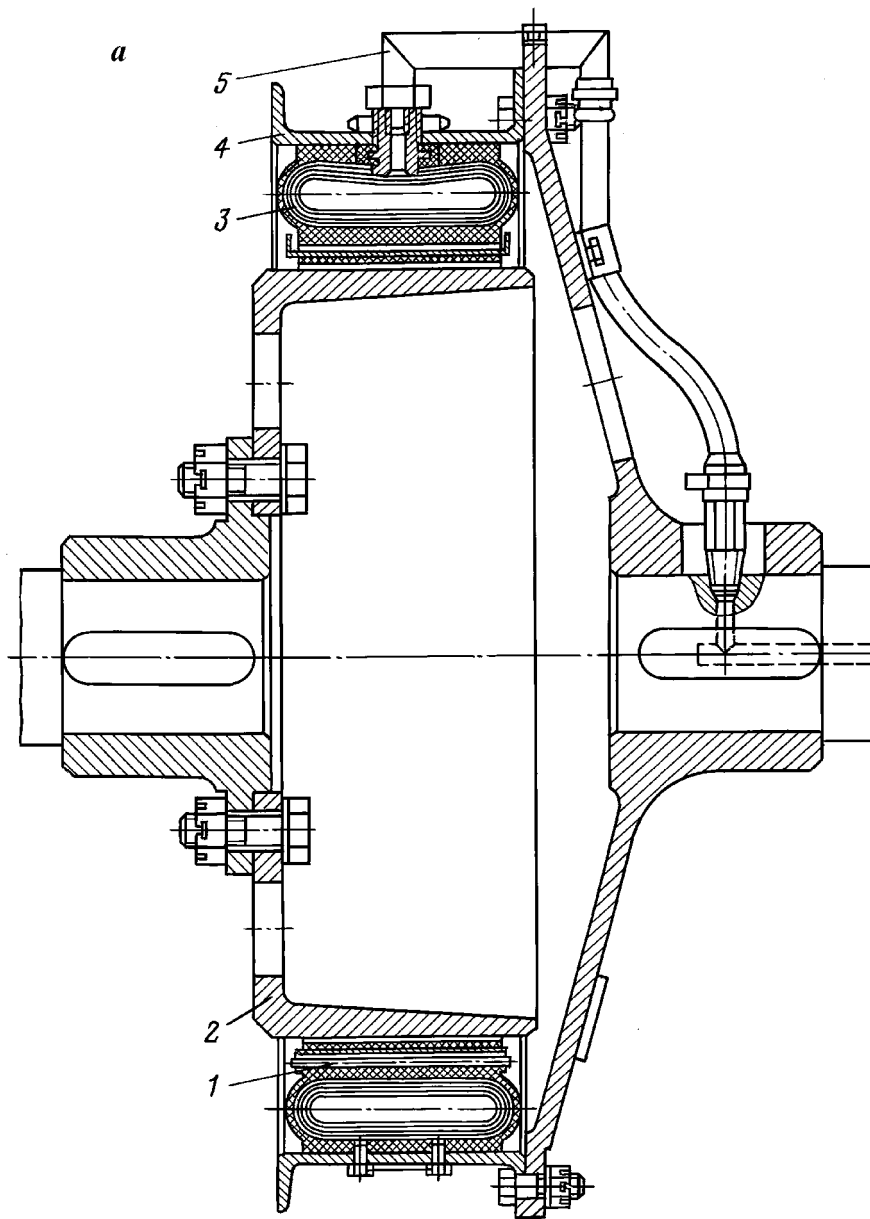
$$M_{вр} = 0,5d_0zF[p],$$

где  $d_0$  — средний диаметр муфты по кулачкам, м;  $z$  — число кулачков;  $F$  — площадь проекции опорной поверхности кулачка на диаметрально плоскость, м<sup>2</sup>;  $[p]$  — допускаемое контактное давление, Па.

Для стальных термически обработанных (цементация и закалка) кулачков контактное давление при включении муфты на ходу не должно превышать 70 МПа.

Фрикционные муфты используют в силовых передачах лебедки, насосов, ротора и других агрегатов бурового комплекса совместно с постоянными кулачковыми и зубчатыми. Они служат для дистанционного включения и отключения двигателей и основных агрегатов бурового комплекса, оперативного переключения скоростей лебедки при спускоподъемных операциях. Фрикционные муфты передают вращающий момент посредством сил трения между пластинами или дисками ведущей и ведомой полумуфт. В отличие от кулачковых и зубчатых фрикционные муфты позволяют осуществить плавное сцепление валов при любой частоте их вращения.

Особенность фрикционных муфт заключается в том, что они обладают ограниченным запасом сцепления. При чрезмерных нагрузках муфта проскальзывает и предохраняет узлы и детали машин от поломок. В зависимо-



сти от формы сцепляющихся элементов различают цилиндрические и дисковые фрикционные муфты. В силовых передачах буровых комплексов наиболее распространены цилиндрические фрикционные муфты, обладающие по сравнению с дисковыми существенными преимуществами — простотой конструкции, низкой стоимостью, удобством монтажа и ремонта в промышленных условиях, пониженной чувствительностью к несоосности соединяемых валов. По конструктивным признакам цилиндрические фрик-

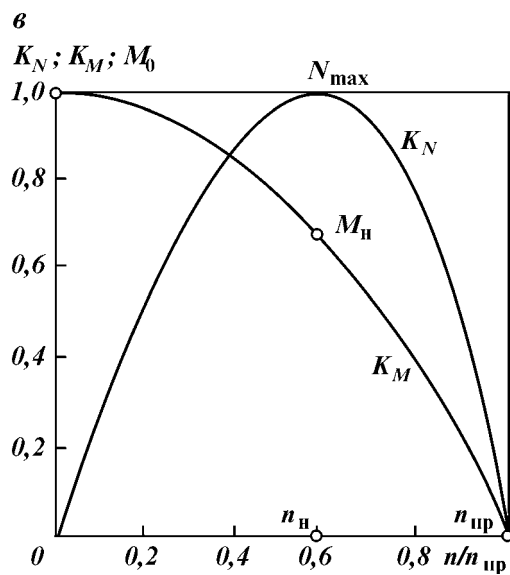
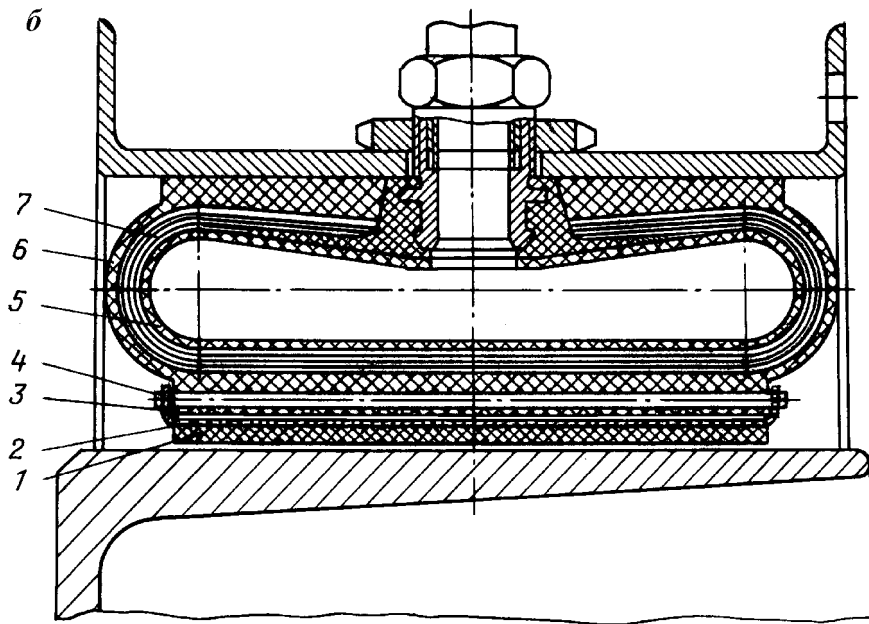


Рис. 23.14. Шинно-пневматическая муфта (а), баллон (б) и безразмерная характеристика (в)

ционные муфты подразделяют на шинно-пневматические, пневмокамерные и многокамерные.

Шинно-пневматическая муфта (рис. 23.14, а) состоит из concentric расположенных обода 4 и шкива 2, между которыми помещают резинокордный баллон 3 с фрикционными накладками. Сжатый воздух через нипель 5 поступает в баллон и прижимает накладки 1 к поверхности шкива. В рассматриваемой конструкции баллон прикреплен к стальному ободу и под давлением воздуха обжимает шкив. Такую муфту называют обжим-

ной. В разжимных муфтах баллон прикреплен к внутренней полумуфте, выполняющей роль обода. В этом случае фрикционные накладки располагаются на внешней поверхности баллона и прижимаются к наружной полумуфте, выполняющей роль шкива.

Центробежные силы, возникающие при вращении муфты, по-разному влияют на работу обжимных и разжимных муфт. В разжимной муфте центробежные силы прижимают накладки к шкиву, способствуя повышению момента сцепления с увеличением частоты вращения муфты. В обжимной муфте центробежные силы отжимают накладки от шкива и уменьшают момент сцепления муфты. При отключении обжимных муфт центробежные силы оказывают полезное действие, способствуя их быстрому расцеплению. В разжимных муфтах центробежные силы препятствуют разъединению валов, поэтому такие муфты применяют в тихоходных передачах при скоростях скольжения накладок относительно шкива муфты не более 5 м/с. В силовых передачах и других агрегатах бурового комплекса используют только обжимные шинно-пневматические муфты.

Схему, установки муфт выбирают с учетом возможности использования центробежной силы в качестве фактора, способствующего их быстрому отключению. Для этого полумуфту с баллоном необходимо устанавливать на ведущем валу. Иногда это невозможно вследствие сложности подвода воздуха в муфту. В этих случаях полумуфту с баллоном приходится устанавливать на ведомом валу.

Баллон (рис. 23.14, б) состоит из кольцевой резиновой камеры 5, наружного резинового протектора 6, между которыми находится обрезиненный кордный каркас 7. В баллоне имеются один или два ниппеля для подачи воздуха в камеру. Ниппели привулканизированы к баллону. Баллон прикрепляют к ободу горячей вулканизацией либо болтами.

Фрикционные накладки 1 приклеены к стальным колодкам 2, которые с помощью металлических валиков 4 прикреплены к протектору баллона. Для тепловой защиты баллона, нагреваемого в результате скольжения, между протектором и колодкой помещена паронитовая прокладка 3. Валики попарно шплинтуются стальной проволокой. Шкивы и обод муфты изготовляют из горячекатаной стали марки 60Г (ГОСТ 1050–74) либо из углеродистой стали марок 40, 50 и подвергают закалке (50–55 HRC) и шлифованию. Для удобства монтажа и ремонта шкив и обод имеют разъемные соединения со ступицами полумуфт. Накладки шинно-пневматических муфт изготовляют из ретинакса и других фрикционных материалов, обычно используемых для ленточных тормозов буровой лебедки.

Момент сцепления обжимной шинно-пневматической муфты

$$M = (P - P_{цб})\mu D/2, \quad (23.9)$$

где  $P$  – радиальное усилие, создаваемое давлением воздуха в баллоне;  $P_{цб}$  – центробежная сила, отжимающая фрикционные накладки;  $\mu$  – коэффициент трения;  $D$  – наружный диаметр шкива муфты (диаметр поверхности трения).

Радиальное усилие, создаваемое давлением воздуха в баллоне муфты

$$P = (p - p_0)F,$$

где  $P$  – давление в баллоне;  $p_0$  – давление, необходимое для выбора зазора между накладками и шкивом муфты ( $p_0 = 0,03\div 0,05$  МПа);  $F$  – площадь поверхности кольцевой полости баллона, передающей давление на шкив.

Центробежная сила, отжимающая фрикционные накладки,

$$P_{цб} = mv^2/R \approx 0,005mDn^2,$$

где  $m$  – масса фрикционных накладок и других частей баллона, отжимаемых центробежными силами;  $v$  – окружная скорость центра тяжести отжимаемой части;  $R = 0,5D$  – расстояние от оси вращения до центра тяжести отжимаемой части баллона;  $n$  – частота вращения муфты,  $\text{мин}^{-1}$ .

Подставляя значения  $P$  и  $P_{цб}$  в формулу (23.9), получают

$$M = [(p - p_0) F - 0,005mDn^2]\mu D/2. \quad (23.10)$$

Из формулы (23.10) следует, что момент сцепления шинно-пневматической муфты достигает наибольшего значения при тормозном режиме ( $n = 0$ ):

$$M_0 = (p - p_0) F\mu D/2.$$

С увеличением частоты вращения момент сцепления обжимных шинно-пневматических муфт снижается и достигает нуля при условии

$$(p - p_0) F - 0,005mDn^2 = 0.$$

Частоту вращения, при которой момент сцепления муфты равен нулю, называют предельной частотой вращения муфты:

$$n_{пр} = \sqrt{(p - p_0)F / (0,005mD)}.$$

Влияние частоты вращения на момент сцепления муфты учитывается коэффициентом момента

$$K_M = M_n / M_0,$$

где  $M_n$  – момент сцепления муфты при частоте вращения  $n$ .

На рис. 23.14, в приведена безразмерная характеристика шинно-пневматических муфт. Мощность, передаваемая муфтой, равна нулю при тормозном режиме ( $n = 0$ ) и при вращении с предельной частотой ( $n = n_{пр}$ ). Номинальные значения частоты вращения и момента сцепления муфт, соответствующие режиму наибольшей передаваемой мощности,

$$n_n \approx 0,6n_{пр}; M_n \approx 0,65M_0.$$

Влияние частоты вращения муфты на передаваемую мощность учитывается коэффициентом мощности

$$K_N = N_n / N_{\max},$$

где  $N_n$  – мощность, передаваемая муфтой при частоте вращения  $n$ ;  $N_{\max}$  – максимальная мощность, передаваемая муфтой при номинальной частоте вращения.

Кривые момента сцепления и мощности в соответствующем масштабе выражают изменение коэффициентов момента и мощности (см. рис. 23.14, в). Шинно-пневматические обжимные муфты следует выбирать так, чтобы наибольшая частота вращения под нагрузкой не превышала  $0,7n_{пр}$ . При дальнейшем увеличении частоты вращения резко снижаются моменты сцепления и мощности, вызывающие неустойчивость в работе муфты. Муфты выбирают исходя из следующих расчетных условий:

$$S = \frac{M_0 K_M}{M_{вр}} \geq [S], \text{ или } S = \frac{N_{\max} K_N}{N} \geq [S];$$

где  $S$  – запас сцепления;  $M_{вр}$  – момент вращения от рабочей нагрузки;  $[S]$  – допустимый запас сцепления;  $N$  – мощность, передаваемая муфтой.

Допускаемый запас сцепления назначают в зависимости от режима работы исполнительных машины, вида привода и инерционных нагрузок. При чрезмерном запасе сцепления возникают большие динамические нагрузки в процессе пуска машины. В случае недостаточного запаса сцепления наблюдается продолжительное проскальзывание, вызывающее нагрев и износ муфты. На основании накопленного опыта рекомендуются следующие значения допустимых запасов сцепления:

|   |     |
|---|-----|
| Для тихоходных муфт ( $n = 50 \div 700 \text{ мин}^{-1}$ ).....     | 1   |
| Для быстроходных муфт ( $n = 700 \div 1500 \text{ мин}^{-1}$ )..... | 1,6 |

Необходимые для расчетов технические данные шинно-пневматических муфт приведены в табл. 23.2.

Вращающий момент от рабочей нагрузки рассчитывают по выходной мощности двигателя и наименьшей частоте вращения.

Пневмокамерные муфты отличаются от шинно-пневматических тем, что между баллоном и фрикционными накладками расположены пустотелые башмаки, обеспечивающие вентиляцию и более эффективную теплоизоляцию.

Радиальное смещение осей соединяемых валов вызывает скольжение фрикционных накладок по шкиву, поэтому пневмокамерные муфты наиболее целесообразно использовать для соединения валов с расположенными на них цепными звездочками.

В многокамерных муфтах (рис. 23.15) каждая накладка 2 снабжена отдельной пневматической камерой 1 с самостоятельным каналом 3 для ввода воздуха. Благодаря этому повышается надежность муфты, так как в случае выхода из строя одной и даже нескольких камер многокамерная муфта в отличие от шинно-пневматической и пневмокамерной сохраняет работоспособность.

Дисковая диафрагменная муфта (рис. 23.16) для соединения вала 4 с цепной звездочкой 3 состоит из ступицы 2, установленной на торце вала. На наружных шлицах ступицы установлены фрикционные диски 1. Ведо-

Таблица 23.2

Техническая характеристика шинно-пневматических муфт

| Типоразмер муфты* | Максимальный момент сцепления** $M_0$ , кН·м | Предельная частота вращения $n_{пр}$ , мин <sup>-1</sup> | Наибольшая частота включений в 1 ч | Объем камеры баллона, дм <sup>3</sup> | Масса (без шкива), кг |
|-------------------|--|--|------------------------------------|---------------------------------------|-----------------------|
| МШ300×100         | 3  | 3100   | 65                                 | 1,7                                   | 20                    |
| МШ500×125         | 10   | 1800   | 40                                 | 7,5                                   | 40                    |
| МШ600×200         | 23   | 1600   |                                    | 15,0                                  | 65                    |
| МШ700×200         | 30   | 1400   |                                    | 23,0                                  | 95                    |
| МШ900×200         | 55   | 1000   |                                    | 35,0                                  | 115                   |
| МШ1070×200        | 80   | 670  |                                    | 46,0                                  | 145                   |

\* Буквы обозначают: М – муфта, Ш – шинно-пневматическая; первое число – диаметр шкива муфты, второе – ширина фрикционной накладки.  
\*\* При давлении в камере 0,7 МПа и коэффициенте трения 0,3.

Рис. 23.15. Многокамерная муфта

мая часть соединена болтами с цепной звездочкой и включает в себя корпус 5, на внутренних шлицах которого установлены опорный 6, промежуточный 7 и нажимной 8 диски. Между нажимным диском и крышкой 9 корпуса муфты размещен пустотелый диск 10 с диафрагмой 11.

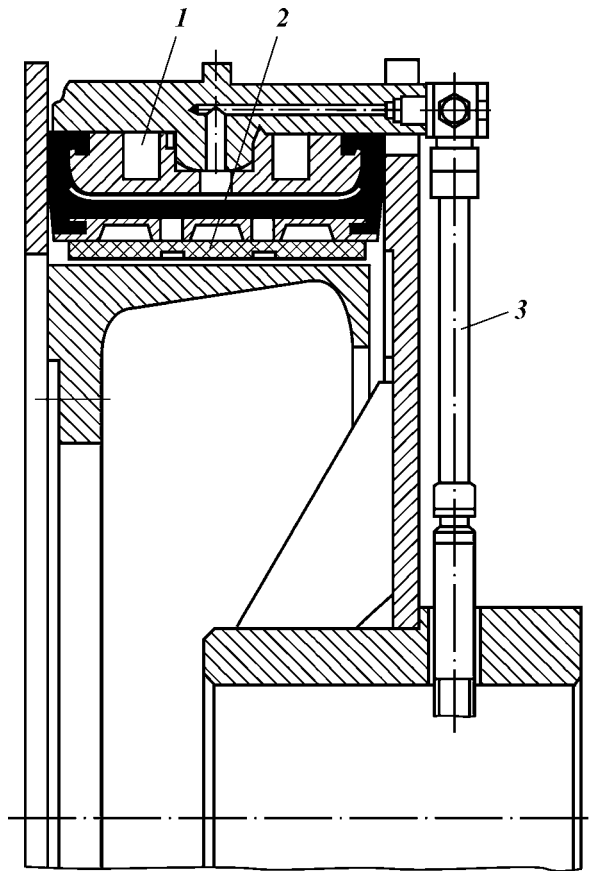
Под давлением воздуха, поступающего в камеру между диафрагмой и крышкой, пустотелый диск вместе с нажимным перемещается на длину суммарного зазора между трущимися поверхностями. Для двухдисковой муфты зазор равен 8–14 мм в зависимости от степени износа фрикционных накладок. При дальнейшем увеличении давления происходит сцепление муфты и передача вращающего момента от вала к свободно сидящей на нем цепной звездочке. При выпуске воздуха из камеры пружины 8 муфты разжимаются и отводят диски в исходное положение. Нажимные устройства дисковых муфт могут быть пневмокамерного и поршневого типов.

Момент сцепления дисковой муфты не зависит от частоты вращения. При одинаковых габаритах дисковая муфта по сравнению с цилиндрической имеет значительно больший момент сцепления. Например, при давлении в камере 0,7 МПа шинно-пневматическая муфта МШ1070×200 при 500 мин<sup>-1</sup> имеет момент сцепления  $M \approx 40$  кН·м, а двухдисковая муфта того же диаметра —  $M = 100$  кН·м. Однако дисковые муфты не допускают угловых и особенно радиальных смещений, вызывающих быстрое изнашивание пар. Кроме того, дисковые муфты дороже в изготовлении и хуже охлаждаются. Указанные недостатки ограничивают их применение в буровых установках.

Момент сцепления дисковой муфты

$$M = \mu PRz, \quad (23.11)$$

где  $P$  — осевая нагрузка, создаваемая нажимным устройством, с учетом противодействия пружин;  $R$  — радиус равнодействующей сил трения;  $z$  — число пар трения, равное удвоенному числу дисков с фрикционными накладками.





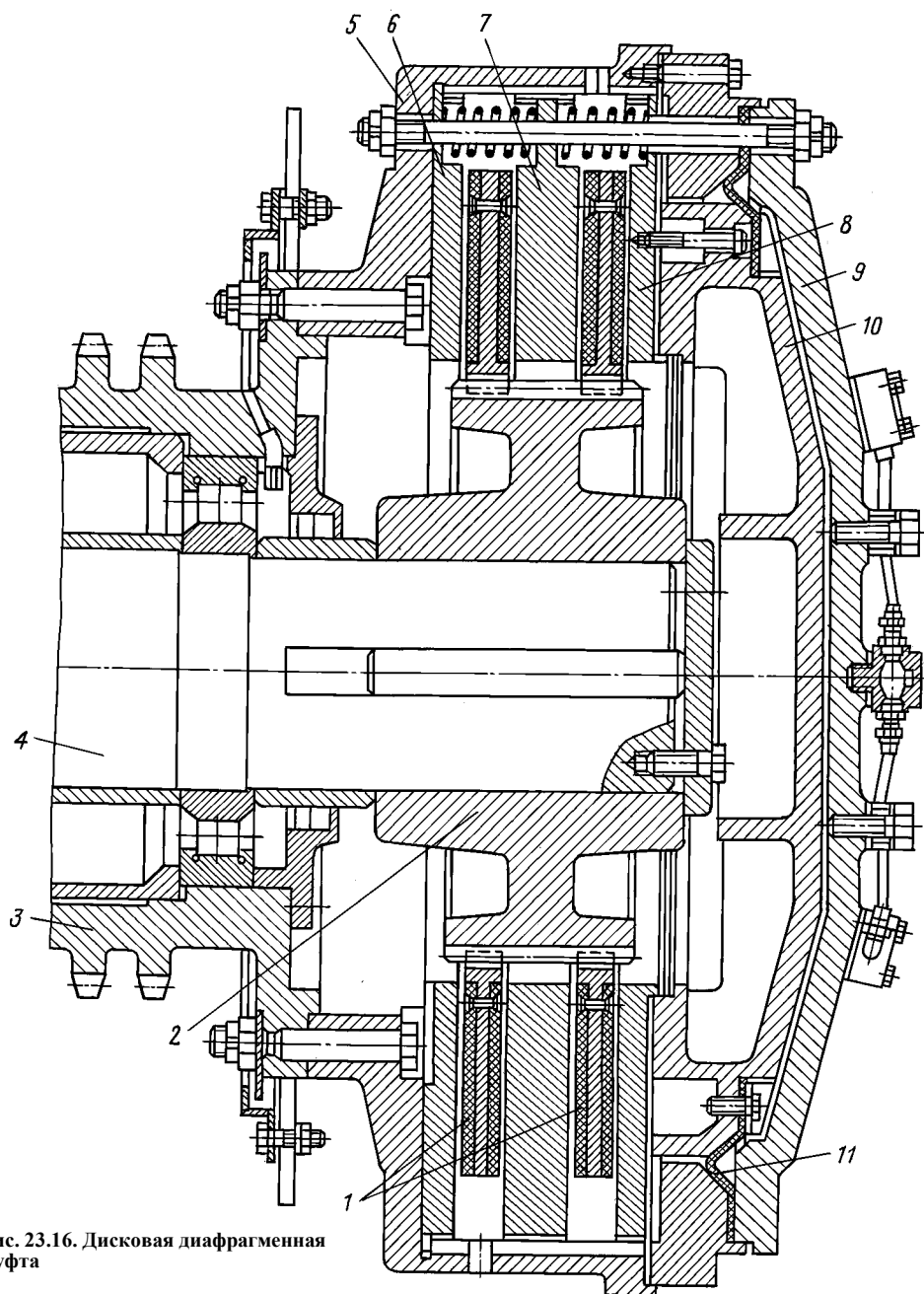


Рис. 23.16. Дисковая диафрагменная муфта

Радиус равнодействующей сил трения с точностью до 3 % можно определить по формуле

$$R = (D + d)/4,$$

где  $D$  и  $d$  – наружный и внутренний диаметры фрикционного диска.

Осевая нагрузка  $P$  зависит от давления в камере нажимного устройства, ее опорной площади и противодействия пружин:

$$P = (p - p_0)F - cz_{\text{пр}}(\Delta + \delta),$$

где  $p$  — давление в камере нажимного устройства;  $p_0$  — давление, необходимое для перемещения нажимного диска, равного суммарному зазору между дисками;  $F$  — площадь опорной поверхности камеры;  $c$  — жесткость пружины;  $z_{\text{пр}}$  — число пружин в муфте;  $\Delta$  — предварительный натяг пружины;  $\delta$  — суммарный зазор между дисками муфты.

Подставляя полученные значения в формулу (23.11), получают

$$M = [(p - p_0)F - cz_{\text{пр}}(\Delta + \delta)]/[0,25\mu z(D + d)].$$

Дисковые муфты выбирают согласно условию  $M \geq M_{\text{вр}}[S]$ , где  $M$  — момент сцепления муфты;  $M_{\text{вр}}$  — вращающий момент от действующей нагрузки;  $[S]$  — запас сцепления.

**Электромагнитные муфты.** Сцепление электромагнитных муфт осуществляется под действием сил магнитного притяжения, возникающих при включении постоянного тока в обмотку возбуждения муфты. В буровых установках применяют индукционные муфты скольжения, сцепляющиеся посредством магнитного поля, и ферропорошковые муфты, имеющие электромеханическую связь.

Электромагнитная муфта скольжения (ЭМС) состоит из концентрично расположенных якоря 1 и индуктора 2, на котором установлена обмотка возбуждения 3 (рис. 23.17, а). При включении постоянного тока в обмотку возбуждения возникает магнитный поток, который наводит в якоре переменную электродвижущую силу, в результате чего возникает ток якоря. Взаимодействие тока якоря с магнитным потоком полюсов индуктора приводит к возникновению электромагнитного момента, под действием которого ведомый вал 4 начинает вращаться в направлении ведущего вала 5.

Вращающий момент ЭМС зависит от частоты вращения якоря относительно индуктора и силы тока возбуждения.

На рис. 23.17, б показана механическая характеристика электромагнитной муфты скольжения, выражающая в относительных координатах зависимость частоты вращения ведомого вала  $n_2$  от момента сил сопротивления вращению  $M_2$  при заданных вращающем моменте  $M_n$  и частоте вращения ведущего вала  $n_1$ ;  $I_n$  — номинальная сила тока возбуждения,  $I_n > I' > I'' > I'''$ . Частота вращения ведомого вала муфты всегда меньше частоты вращения ведущего вала, так как только при скольжении в якоре возникают токи, создающие электромагнитный момент. С увеличением момента сил сопротивления  $M_2$  частота вращения ведомого вала муфты снижается. Момент, передаваемый ЭМС, падает с уменьшением тока возбуждения.

В электромагнитной порошковой муфте (МЭП) зазор между ведущей и ведомой полумуфтами заполняют порошком из технически чистого железа. Вследствие этого возрастают магнитная проницаемость зазора и вращающий момент, передаваемый муфтой. В отличие от ЭМС вращающий момент электромагнитной порошковой муфты при неизменной силе тока возбуждения практически не зависит от частоты вращения. Если момент

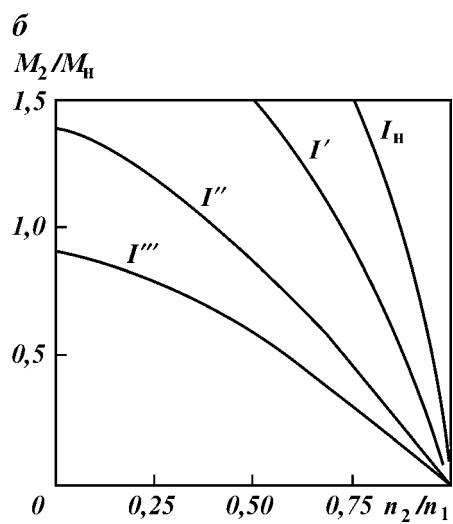
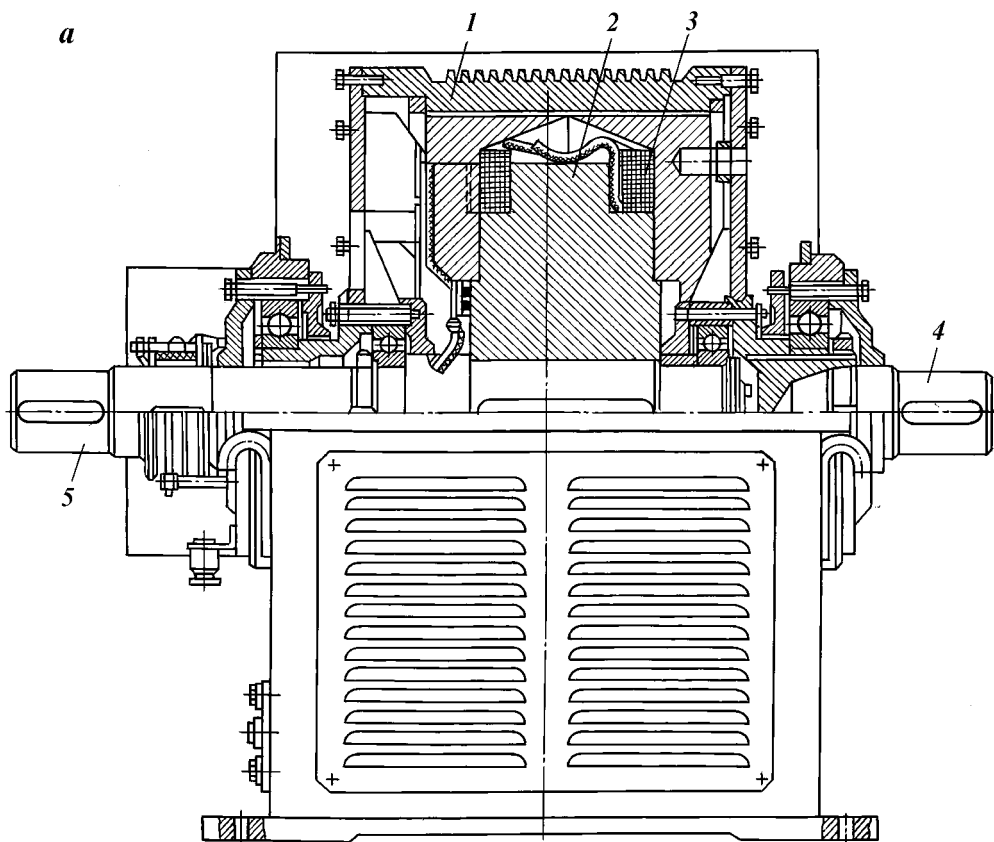


Рис. 23.17. Электромагнитная муфта скольжения (*a*) и ее механическая характеристика (*б*)

сил сопротивления, приложенный к ведомой части муфты, превышает рабочий момент МЭП, то происходит проскальзывание.

Продолжительность проскальзывания зависит от теплорассеивающей способности муфты и ограничивается допускаемой температурой нагрева обмотки возбуждения и подшипников муфты. При чрезмерном нагружении частота вращения ведомой полумуфты падает до нуля, и муфта переходит в режим полного скольжения. Электромагнитные порошковые муфты выгодно отличаются от ЭМС массой, габаритами и мощностью, необходимой для возбуждения обмоток. Однако из-за износа порошка в процессе эксплуатации и сгорания его при низких температурах воздуха происходит заклинивание муфты. Эти недостатки ограничивают применение МЭП.

Ниже приведена техническая характеристика электромагнитных муфт:

| Тип муфты .....                                       | ЭМС-750 | МЭП-800 |
|---|---------|---------|
| Момент сцепления, кН·м:                               |         |         |
| номинальный .....                                     | 7,5     | 8       |
| пусковой .....  | 16      | 10      |
| остаточный .....                                      | —       | 0,03    |
| Номинальная частота вращения, мин <sup>-1</sup> ..... | 750     | 750     |
| Напряжение возбуждения, В .....                       | 72      | 130     |
| Мощность возбуждения, кВт .....                       | 5,5     | 0,2     |
| Сопротивление обмотки возбуждения, Ом .....           | 0,94    | 54      |
| Номинальная сила тока возбуждения, А .....            | 76      | 1,75    |
| Момент инерции, кг·м <sup>2</sup> .....               | 7,75    | 2       |
| Масса, кг .....                                       | 3400    | 1760    |
| Габаритные размеры, мм:                               |         |         |
| длина .....   | 1380    | 1100    |
| ширина .....  | 1260    | 1000    |
| высота .....  | 1120    | 1000    |

Опыт показывает, что электромагнитные муфты значительно повышают эффективность электропривода буровых установок, обеспечивая плавное увеличение частоты вращения разгоняемых масс путем регулирования тока возбуждения. В результате этого стало возможным применение синхронных электродвигателей в приводе буровой лебедки в ряде буровых установок.

### 23.5. ЦЕПНЫЕ ПЕРЕДАЧИ БУРОВЫХ УСТАНОВОК

В приводах буровых установок широко используют цепные передачи. Такая передача состоит из ведущей и ведомой звездочек и огибающей их цепи. В зависимости от направления вращения звездочки ведущей ветвью цепи может быть как верхняя, так и нижняя. Предпочтительны передачи с верхней ведущей ветвью.

По конструктивному исполнению различают открытые и закрытые передачи с горизонтальным и наклонным расположением оси, соединяющей центры звездочек. Передачи с углом наклона к горизонту до 30° относят к горизонтальным, от 30 до 60° — к наклонным. Вертикальные передачи имеют угол наклона оси к горизонту 60—90° и требуют установки дополнительных устройств для предварительного натяжения цепи.

Различают одно- и многоконтурные цепные передачи. В многоконтурных между соединяемыми валами установлено несколько параллельно расположенных цепных передач с одинаковыми и разными передаточными числами.

## ТИПЫ И ОСНОВНЫЕ ПАРАМЕТРЫ ЦЕПЕЙ

Цепь представляет собой гибкую конструкцию из последовательно соединенных жестких звеньев. Цепи, используемые для передачи механической энергии от одного вала к другому, называют *приводными*. По конструктивным признакам приводные цепи (рис. 23.18) относят к роликотым. Они состоят из чередующихся наружных и внутренних звеньев, каждое из которых собирается из двух пластин, напрессованных на валики 2 со шплинтом 3 или на втулки 5. Втулки снабжены роликами 6, которые при входе в зацепление со звездочкой проворачиваются относительно втулок. Благодаря этому уменьшается трение и снижается износ поверхностей контакта зубьев звездочки и роликов. Наружные 1 и внутренние 4 пластины по виду напоминают восьмерку.

Площадь поперечного сечения по проушинам примерно равна площади сечения пластины в средней ее части (шейке). Однако, вследствие больших местных напряжений в зоне отверстий, являющихся концентратором напряжений, предел выносливости в поперечном сечении отверстий меньше, чем в шейке пластины. Диаметр отверстий внутренних пластин, растачиваемых по диаметру сопрягаемых с ними втулок, больше диаметра отверстий наружных пластин, растачиваемых по диаметру валиков. Равнопрочность наружных и внутренних пластин обеспечивается благодаря соответствующему увеличению ширины внутренних пластин.

Валики цепи раскатывают либо развальцовывают с одного конца, и они имеют отверстия для шплинта на другом конце. Соединительное звено является частью цепи. Оно состоит из наружной пластины с неподвижно закрепленными валиками (вилки), соединительной пластины и шплинтов. При нечетном числе звеньев цепь соединяется переходным звеном, состоящим из переходных пластин 7, валика, втулки, ролика 8.

В буровых установках вследствие больших нагрузок и скоростей преимущественно используют многорядные цепи (рис. 23.18, б), которые отличаются от однорядных длиной  $B$  валиков и наличием промежуточных пластин 9. Наружные пластины соединяют с валиком с натягом, а промежуточные — с зазором 0,02 мм, облегчающим сборку многорядной цепи.

В отличие от нагрузок и внутренних пластин промежуточные изготавливают без фаски на внешнем контуре. Ниже приведены основные параметры пластин (в мм) для цепи с шагом  $t = 50,8$  мм (толщина пластины  $s = 6,4$  мм):

| Тип пластины.....                  | Внутренняя              | Наружная               | Промежуточная           |
|------------------------------------|-------------------------|------------------------|-------------------------|
| Ширина пластины .....              | 46                      | 40                     | 40                      |
| Ширина шейки пластины .....        | 32                      | 27                     | 27                      |
| Диаметр отверстия под валики ..... | —                       | 14,1 <sup>+0,035</sup> | 14,31 <sup>+0,035</sup> |
| Диаметр отверстия под втулку.....  | 20,57 <sup>+0,045</sup> | —                      | —                       |
| Шаг пластины .....                 | 50,8 <sup>+0,11</sup>   | 50,72±0,55             | 50,65±0,55              |
| Длина пластины .....               | 96,8                    | 92,7                   | 92,7                    |
| Фаска.....                         | 1,5                     | 1,5                    | —                       |
| Масса, кг.....                     | 0,146                   | 0,128                  | 0,128                   |

Пластины цепи изготавливают из холоднокатаного проката повышенной точности, получаемого из стали марки 30ХН3А. После термообработки пластины имеют твердость 38—45 HRC. Эта сталь обладает достаточным сопротивлением усталости, хорошей обрабатываемостью и стабильными механическими свойствами после термообработки. Толщина пластины — расчетный параметр цепи, определяющей ее прочность.

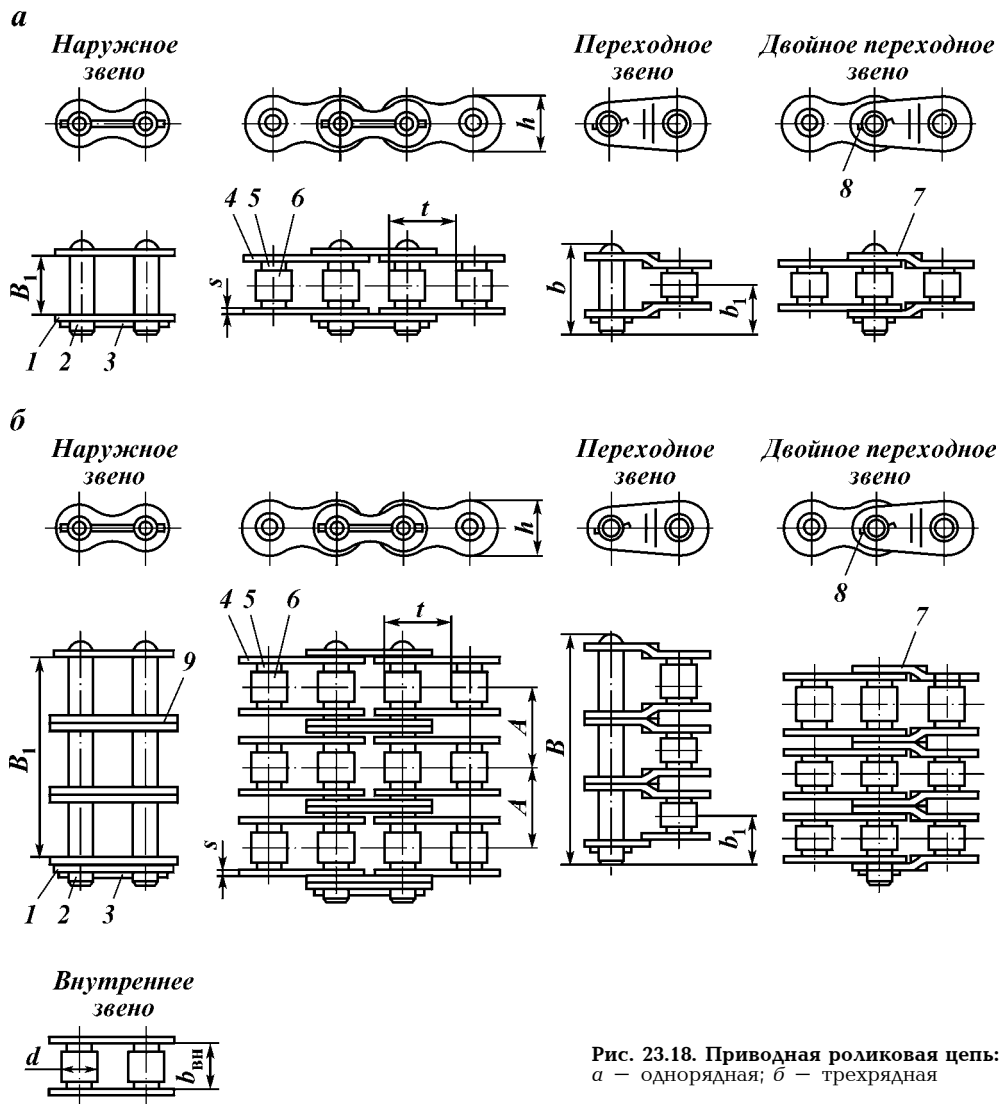


Рис. 23.18. Приводная роликотая цепь: а – однорядная; б – трехрядная

Валик, неподвижно закрепляемый в отверстиях пластин наружного звена, представляет собой цилиндрический стержень с коническими торцами, облегчающими сборку цепи. В собранной цепи конические торцы валиков раскатывают либо развальцовывают. Валики должны обладать достаточной прочностью, износостойкостью и сопротивлением ударным нагрузкам. От диаметра валика зависит прочность цепи и контактное давление в шарнире цепи. Валики изготавливают из стали 12ХН3А по ГОСТ 4543–71 или из стали 25Н3 по ЧМТУ/ЦНИИЧМ 377–60, цементируют на глубину 0,05–0,08 их диаметра, и после термообработки они имеют твердость поверхности 54–61 HRC и сердцевины 43–48 HRC. Концы валиков перед раскаткой подвергают отжигу.

Втулки цепи изготавливают из стали марки 12ХН3А или 12ХН2 и подвергают цементации на глубину 0,3–0,7 мм для цепей с шагом 1,75 и 38,1 мм и 0,4–0,8 мм для цепей с шагом 44,45–63,5 мм. Твердость после термообработки 54–61 HRC. Втулки входят в отверстия пластины с натягом, и для устранения среза металла торцы их по наружному диаметру скругляют.

Ролики цепи непосредственно контактируют с зубьями звездочек и подвергаются ударам и изнашиванию. Диаметр ролика выбирают в зависимости от шага цепи. Диаметр является исходным параметром для построения профиля звездочки. Ролики изготавливают из стали 30ХН3А и закалывают до твердости 45–52 HRC.

Соединения валик – пластина и втулка – пластина, собираемые с натягом, проверяют на проворачивание. Крутящие моменты, необходимые для проворачивания втулок и валиков относительно пластины, возрастают с увеличением шага цепи и должны быть в пределах, регламентированных ГОСТ 21834–76.

Роликовые цепи характеризуются следующими геометрическими параметрами (см. рис. 23.18): шаг  $t$ , диаметр ролика  $d$ , расстояние между внутренними пластинами  $b_{вн}$ , ширина цепи  $B$ .

Шаг цепи измеряется расстоянием между осями двух роликов внутренних и наружных звеньев при натянутом состоянии цепи под нагрузкой, равной 0,01 разрушающей нагрузки. Различают действительный шаг, измеряемый между смежными звеньями, и средний шаг, определяемый как частное от деления длины некоторого отрезка цепи на число звеньев, входящих в данный отрезок:  $t = l_{ц}/m_t$ .

Число звеньев в измеряемом отрезке зависит от шага:

|                    |      |       |      |       |      |       |      |
|--------------------|------|-------|------|-------|------|-------|------|
| Шаг, мм.....       | 25,4 | 31,75 | 38,1 | 44,45 | 50,8 | 51,15 | 63,5 |
| Число звеньев..... | 49   | 47    | 39   | 33    | 29   | 25    | 23   |

В изношенной цепи шаг внутренних и наружных звеньев неодинаков, поэтому необходимо определять средний шаг  $t_{ср}$  на отрезке цепи, содержащем не менее 10 четных чисел звеньев. Удлинение цепи (вытяжка) вследствие изнашивания шарниров, %

$$\Delta = \frac{t_{ср} - t}{t} 100.$$

Диаметр ролика  $d$  определяет радиусы впадин сопряжения и головки зуба звездочек. Отношение шага к диаметру ролика принимают за геометрическую характеристику зацепления цепи  $\lambda = t/d$ . Расстояние между внутренними пластинами  $b_{вн}$  и между осями рядов А цепи определяют размеры поперечного профиля звездочки.

Разрушающая нагрузка  $P_p$  цепи соответствует минимальной статической нагрузке, при которой начинается разрушение цепи. Ее определяют путем растяжения цепи на универсальных разрывных машинах.

Технические условия на приводные роликовые цепи буровых установок регламентированы ГОСТ 21834–76, который также предусматривает изготовление цепей двух типов: нормальных Н и тяжелых Т (с утолщенными пластинами). Нормальные цепи легче тяжелых, они могут работать при более высоких (на 10–15 %) скоростях движения цепи. Однако при малых и средних скоростях они имеют меньший срок службы (на 10–15 %).

Цепи для буровых установок должны удовлетворять следующим техническим требованиям:

крутящие моменты при испытании на проворачивание валика в пластине должны быть в пределах 18–160 Н·м и втулок в пластине — в пределах 11–100 Н·м в зависимости от шага и типа цепи;

предельные отклонения длины измеряемого отрезка цепи, состоящего из 11 звеньев, от номинального значения должны быть только положительными и составлять 0,15 %;

предельное отклонение действительного шага от его номинального значения по длине цепи, а также разность действительных шагов в каждом ряду по ширине цепи должны строго соответствовать принятым нормам;

разность посадочных размеров промежуточных пластин одного наружного звена не должна быть более 0,02 мм для цепей с шагом 25,4–38,1 мм и более 0,03 мм для цепей с шагом 44,45–63,5 мм;

предельная амплитуда напряжений промежуточных пластин должна быть не менее 50 МПа при базе испытаний  $5 \cdot 10^6$  циклов, для чего рекомендуется их упрочнять путем дорнования и обжатия краев отверстий;

каждая собранная цепь должна быть обтянута в течение не менее 1 мин на стенде при нагрузках 0,25–0,33 соответствующей разрушающей нагрузки;

ресурс цепи до списания должен быть не менее 3000 ч при коэффициенте запаса по сопротивлению усталости, равном 1,1;

собранный цепь должна иметь легкую (без заедания) подвижность в шарнирных соединениях, проверяемую поворотом звеньев цепи рукой на 90°;

цепи не должны иметь пропеллерности и серповидности, препятствующих замыканию цепи в контур усилием руки;

детали цепи не должны иметь окалины, трещин, заусенцев и коррозии; для защиты от коррозии пластины цепей подвергают фосфатированию;

длинну цепи устанавливают по согласованию с потребителем.

Примеры условных обозначений. Цепь однорядная нормальная с шагом 38,1 мм: 1Н = 38,1 ГОСТ 21834–76. Цепь трехрядная тяжелая с шагом 44,45 мм: 3Т-44,45 ГОСТ 21834–76. Переходное звено однорядной цепи нормального типа с шагом 50,8 мм: П-1Н-50,8 ГОСТ 21834–76. Переходное звено двухрядной цепи тяжелого типа с шагом 50,8 мм: Д-2Т-50,8 ГОСТ 21834–76.

#### ЗВЕЗДОЧКИ К ЦЕПЯМ

Колеса цепных передач в отличие от зубчатых называют *звездочками*. Долговечность и надежность цепной передачи зависят от правильного выбора формы зуба, материала, термообработки и точности изготовления звездочек. Форма зуба определяется продольным профилем, являющимся основным, поперечным профилем и профилем сечений зуба в плане. Для нормального взаимодействия с цепью форма зуба звездочек должна обеспечить плавное зацепление со звеньями цепи и минимальные контактные давления, а также устранить возможность соскакивания изношенной цепи со звездочки при увеличении шага цепи в пределах установ-



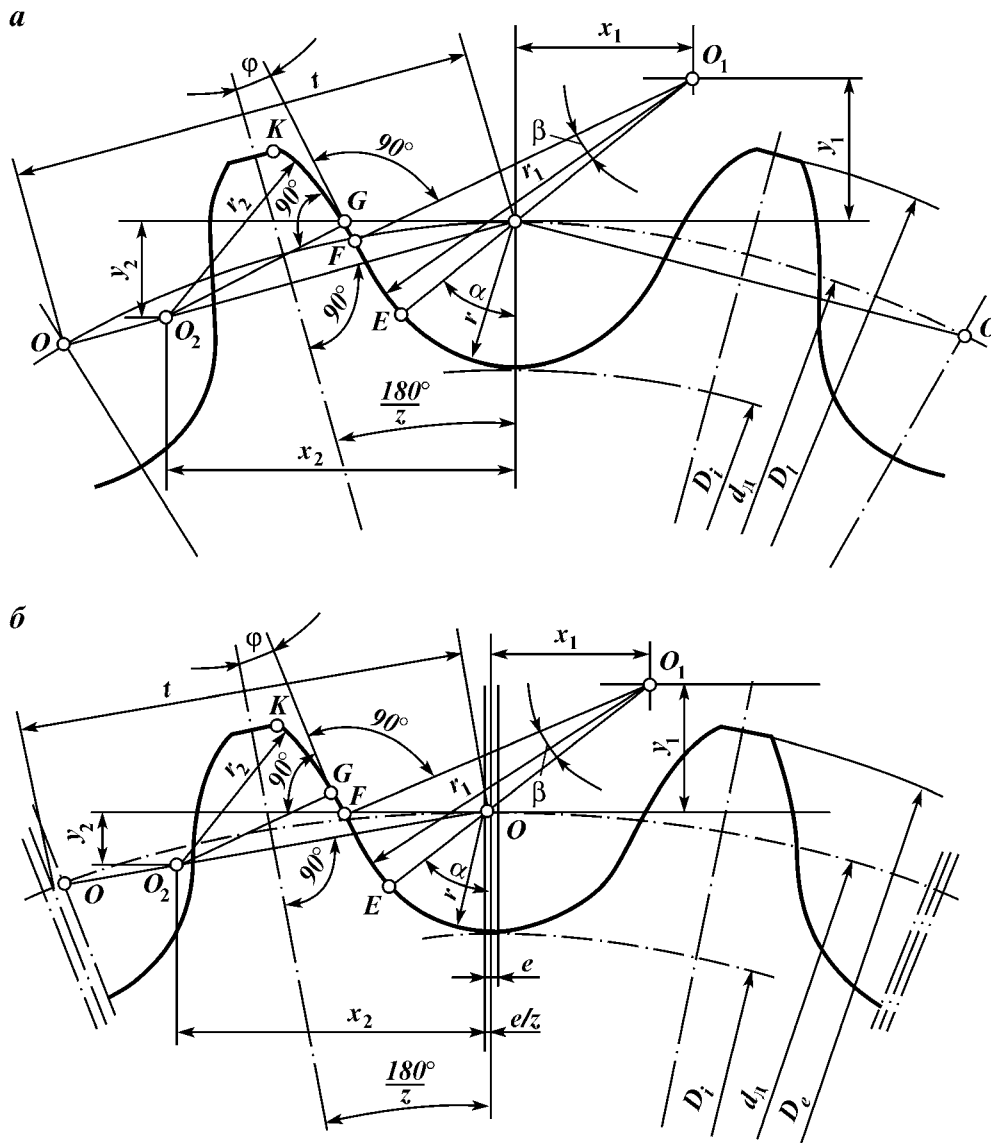


Рис. 23.19. Профиль зубьев звездочек:  
 а – без смещения центров дуг впадин; б – со смещением

ленной нормы. Наряду с этим форма зуба должна быть простой в изготовлении.

Наиболее полно указанным требованиям отвечает форма зуба с вогнуто-выпуклым основным профилем (рис. 23.19), параметры которого регламентированы ГОСТ 591–69. Стандарт устанавливает два профиля зубьев звездочек: без смещения центров дуг впадин и со смещением. Звездочки с профилем без смещения центров дуг впадин рекомендуется применять в

Данные для построения теоретического профиля зубьев звездочек

| Параметр   | Расчетная формула  |
|--|--|
| Шаг цепи $t$   | По ГОСТ 21834–76   |
| Диаметр ролика цепи $d$  | То же  |
| Число зубьев $z$   | По конструктивным соображениям                                       |
| Диаметр делительной окружности $d_A$                                     | $d_A = t \operatorname{cosec} \frac{180}{z} = \frac{t}{\sin(180/z)}$ |
| Диаметр окружности выступов $D_i$  | $D_i = t \left( 0,5 + \operatorname{ctg} \frac{180}{z} \right)$      |
| Диаметр окружности впадин $D_i$  | $D_i = d_A - 2r$   |
| Наибольшая хорда (для контроля звездочек с нечетным числом зубьев) $L_x$ | $L_x = d_A \cos \frac{95}{z} - 2r$                                   |
| Радиус впадины $r$   | $r = 0,5025D + 0,05$   |
| Радиус сопряжения $r_1$  | $r_1 = 0,8D + r = 1,3025D + 0,05$                                    |
| Радиус головки зуба $r_2$  | $r_2 = D(1,24 \cos \varphi + 0,8 \cos \beta - 1,3025) - 0,05$        |
| Половина угла впадины $\alpha$   | $\alpha = 55 - 60/z$   |
| Угол сопряжения $\beta$  | $\beta = 18 - 56/z$  |
| Половина угла зуба $\varphi$   | $\varphi = 17 - 64/z = 90 - 180/z - (\alpha + \beta)$                |
| Прямой участок профиля $FG$  | $FG = (1,24 \sin \varphi - 0,8 \sin \beta)$                          |
| Расстояние от центра дуги впадины до центра дуги головки зуба $OO_2$     | $OO_2 = 1,24$  |
| Смещение центров дуг впадин $e$  | $e = 0,03t$  |
| Координаты точек:  |  |
| $x_1$  | $x_1 = 0,8D \sin \alpha$   |
| $y_1$  | $y_1 = 0,8D \cos \alpha$   |
| $x_2$  | $x_2 = 1,24D \sin 180/z$   |
| $y_2$  | $y_2 = 1,24D \sin 180/z$   |
| Примечание. Линейные размеры – в миллиметрах, угловые – в градусах.      |  |

особо точных передачах. В буровых установках применяют звездочки со смещенными центрами дуг впадины, отличающиеся тем, что впадина зуба очерчивается из двух центров, смещенных на величину

$$e = 0,03t.$$

Расчет и построение теоретического (исходного) профиля зубьев выполняют в соответствии с рис. 23.19 и данными табл. 23.3. Диаметр окружности выступов следует вычислять с точностью до 0,1 мм, остальные линейные размеры – до 0,01 мм, а угловые – до 1'.

Наиболее распространены звездочки, у которых сечение зуба в плане представляет собой прямоугольник. Для устранения перекосов при контакте роликов цепи с зубьями звездочки необходимо обеспечить перпендикулярность образующей зуба к торцу венца и параллельность с осью отверстия ступицы.

Искажение профиля зубьев звездочек ухудшает работу передач и приводит к преждевременному разрушению цепи, поэтому материал и термообработка должны обеспечить прочность и износостойкость зубьев. В цепных передачах буровых установок звездочки изготавливают из сталей марок 40X, 40Г2, 50Г2, 35ГС, 40ХНЛ9Ф с поверхностной закалкой до твердости 42–52 HRC. Предельные отклонения и допуски на шаг, диаметр

окружности выступов, впадин и другие конструктивные размеры зубьев в зависимости от шага и числа зубьев звездочки регламентированы ГОСТ 591–69.

#### ОСНОВНЫЕ СИЛОВЫЕ И КИНЕМАТИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ ЦЕПНЫХ ПЕРЕДАЧ

Работающая цепь испытывает нагрузки от натяжений в ведущей и ведомых ветвях. В ведомой ветви действуют натяжения от центробежных сил  $P_{ц}$  и провисания цепи  $P_f$ :

$$P_2 = P_{ц} + P_f. \quad (23.12)$$

Натяжение, вызываемое центробежными силами,

$$P_{ц} = qv^2, \quad (23.13)$$

где  $q$  – масса 1 м цепи;  $v$  – скорость цепи, м/с.

Натяжение от провисания ведомой ветви

$$P_f = 9,8K_f qA, \quad (23.14)$$

где  $A$  – межосевое расстояние, м;  $K_f = 1 + 5 \cos^2 \gamma$  – коэффициент, учитывающий угол  $\gamma$  наклона линии центров звездочек к горизонту.

В ведущей ветви нагрузка  $P_1$  суммируется из полезного усилия  $P$ , динамической нагрузки  $P_{\Delta}$  и натяжения  $P_2$  ведомой ветви:

$$P_1 = P + P_{\Delta} + P_2. \quad (23.15)$$

Динамические нагрузки вызываются неравномерностью движения цепи и ведомой звездочки, технологическими погрешностями, допущенными при изготовлении и монтаже цепи и звездочек. На динамику цепных передач неблагоприятно влияет относительное удлинение цепи в результате изнашивания ее шарнирных соединений. Длина ведущей ветви цепной передачи изменяется также вследствие радиальных биений валов и зубчатых венцов, а также наличия зазоров между ступицей звездочки и валом. В связи с этим погрешности изготовления и монтажа цепных передач должны быть в пределах допускаемых значений. На практике при расчете цепных передач буровых установок динамические нагрузки учитываются коэффициентом перегрузки.

Детали цепи испытывают повторно-переменные асимметричные нагрузки. Для цепи средняя нагрузка

$$P_{cp} \approx (P_1 + P_2) / 2, \quad (23.16)$$

а амплитуда

$$P_a \approx (P_1 - P_2) / 2. \quad (23.17)$$

Однократная смена нагрузок, происходящая за один оборот цепи, соответствует одному циклу нагружения. Период одного цикла  $T_{ц}$  зависит от длины и скорости цепи:

$$T_{ц}v = L = L_t t,$$

откуда

$$T_{\text{ц}} = L_t t / v = 60L_t / (zn), \quad (23.18)$$

где  $L$  и  $L_t$  — длина замкнутого контура цепи, в мм и шагах;  $v = ztn/60$  — средняя скорость цепи, мм/с;  $t$  — шаг цепи, мм;  $n$  — частота вращения звездочки,  $\text{мин}^{-1}$ .

За время  $T$  (в ч) число циклов нагружения

$$N_{\text{ц}} = T / T_{\text{ц}} = 60TznL_t. \quad (23.19)$$

Из формулы (23.19) следует, что в течение заданного времени число циклов нагружения одновременно работающих цепей может быть различным в связи с их разной скоростью.

Передачное число  $i$  определяют из равенства средней скорости цепи на быстроходной и тихоходной звездочках:

$$z_1 t n_1 = z_2 t n_2,$$

откуда

$$i = n_1 / n_2 = z_2 / z_1,$$

где  $n_1, z_1$  — частота вращения и число зубьев быстроходной звездочки;  $n_2, z_2$  — то же тихоходной звездочки.

В пределах одного оборота действительная скорость цепи изменяется вследствие того, что звездочка является не цилиндром, а многогранником. С увеличением числа зубьев звездочки скорость становится более равномерной, что способствует снижению уровня динамических нагрузок в цепи и других элементах привода.

Соотношение между моментом  $M$  (в кН·м) и передаваемой мощностью (в кВт) определяется известной формулой

$$M = N / \omega = 9,55N / n \approx N / (0,1n). \quad (23.20)$$

Полезное усилие, или нагрузка на цепь,

$$P = 2M / d_{\lambda}, \quad (23.21)$$

где  $d_{\lambda}$  — диаметр делительной окружности звездочки.

Момент на ведомом валу

$$M_2 = \eta_i M_i. \quad (23.22)$$

КПД цепной передачи зависит от потерь мощности на трение в шарнирах цепи и подшипниках. Для точно изготовленных передач на подшипниках качения со струйным смазыванием цепи КПД составляет 0,96–0,98. В расчетах цепных передач буровых установок независимо от шага и числа рядов цепи принимают  $\eta = 0,97$ . Расчетная нагрузка на валы цепной передачи несколько больше полезного окружного усилия вследствие натяжения цепи от веса и равна для горизонтальной передачи  $P_{\text{в}} = 1,15P$ , для вертикальной передачи  $P_{\text{в}} = 1,05P$ .

## 23.6. СИЛОВЫЕ АГРЕГАТЫ И ДВИГАТЕЛИ СОВРЕМЕННЫХ БУРОВЫХ УСТАНОВОК

### ДИЗЕЛЬНЫЕ И ДИЗЕЛЬ-ГИДРАВЛИЧЕСКИЕ АГРЕГАТЫ

Эти агрегаты используют для привода основных механизмов буровых установок (буровой лебедки, ротора и буровых насосов).

Дизельный агрегат включает дизель и системы обслуживания (охлаждения, смазывания, пуска, контроля и др.), гарантирующие его надежную работу в пределах заданного срока службы. Дизель-гидравлические агрегаты оборудованы гидротрансформатором с системами его обслуживания.

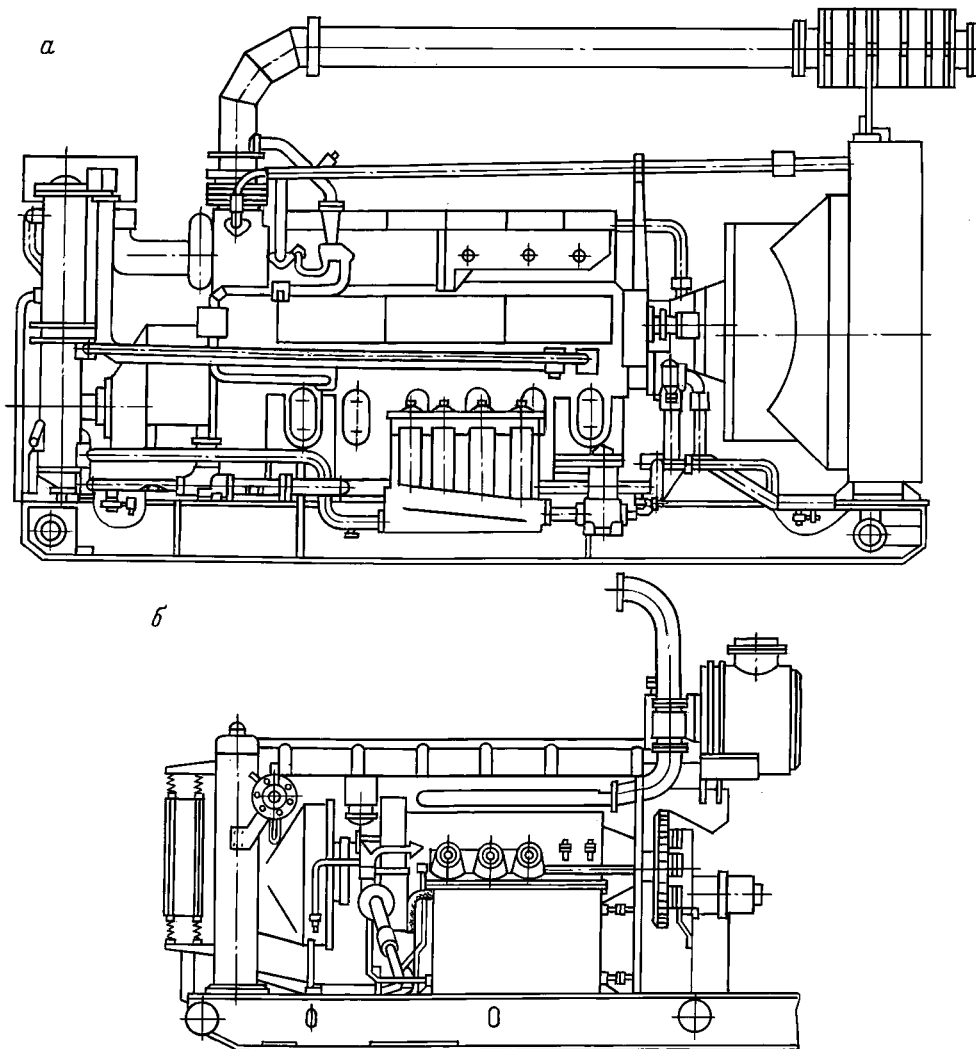


Рис. 23.20. Дизель-гидравлический агрегат СА10-1 (а) и дизельная установка В2-500ТК-С4 (б)

Таблица 23.4

## Техническая характеристика дизеля и дизельных агрегатов

| Показатель   | СА10-1   | СА-30   | B2-500TK-C4    |
|--|----------|---|----------------|
| Дизель   |          | 6ЧН21/21  | 12Ч15/18       |
| Число цилиндров  |          | 6   | 12             |
| Расположение цилиндров                                       |          | Рядное  | V-образное     |
| Диаметр цилиндров, мм  |          | 210   | 150            |
| Ход поршня, мм   |          | 210   | 180            |
| Номинальная мощность, кВт (л.с.)                             |          | 463,2(630)                                      | 330(450)       |
| Частота вращения коленчатого вала, мин <sup>-1</sup> :       |          |   |                |
| при номинальной мощности                                     |          | 1200  | 1600           |
| при максимальном крутящем моменте                            |          | 850   | 1150           |
| максимально устойчивая холостого хода                        |          | 540   | 600            |
| максимальная без нагрузки, ограниченная регулятором          |          | 1500  | 1900           |
| Степень сжатия   |          | 13,5  | 14–15          |
| Направление вращения (со стороны вентилятора)                |          | По часовой стрелке                              |                |
| Удельный расход топлива при номинальной мощности, г/(л.с.·ч) |          | 153+8   | 162+8          |
| Удельный расход масла при номинальной мощности, г/(л.с.·ч):  |          |   |                |
| на угар  |          | 1,0   | Не более 1,2   |
| общий  |          | 1,34  | —              |
| Привод вентилятора   |          | Регулируемый                                    | Нерегулируемый |
| Система наддува  |          | Турбонаддув                                     |                |
| Демпфер крутильных колебаний                                 |          | Жидкостного типа                                |                |
| Система смазывания   |          | Принудительная под давлением с «сухим» картером |                |
| Система охлаждения   |          | Замкнутая                                       |                |
| Система предпускового подогрева                              |          | Имеется   | Нет            |
| Система аварийно-принудительной сигнализации                 |          | Имеется   | Имеется        |
| Назначенный срок (ресурс) до первой переборки, ч             |          | 10 000  | 7000           |
| Срок службы до капитального ремонта, ч                       |          | 40 000  | 15 000         |
| Габаритные размеры, мм:                                      |          |   |                |
| длина  |          | 2515  | 1850           |
| ширина   |          | 950   | 1036           |
| высота   |          | 1800  | 1070           |
| Масса, кг  |          | 4800  | 1450           |
| Гидротрансформатор   | ГЗ-675   | —   | —              |
| Мощность номинальная, кВт                                    | 463,2    | —   | —              |
| Номинальная частота вращения, мин <sup>-1</sup>              | 1200     | —   | —              |
| КПД с учетом отбора мощности на насос, %                     | 88±2     | —   | —              |
| Агрегат  |          |   |                |
| Номинальная мощность на выходе, кВт (л.с.)                   | 375(510) | 441,2(600)                                      | 317(432)       |

Продолжение табл. 23.4

| Показатель   | СА10-1           | СА-30    | В2-500ТК-С4 |
|--|------------------|----------|-------------|
| Эксплуатационный диапазон частоты вращения выходного вала, мин <sup>-1</sup> | 650–1000         | 650–1000 | 750–1650    |
| Соединение гидро- трансформатора с валом дизеля                              | Эластичная муфта | –        | –           |
| Размер от основания до оси выходного вала, мм                                | 750              | 490      | 564         |
| Габаритные размеры, мм:  |                  |          |             |
| длина  | 4280             | 3880     | 2900        |
| ширина   | 1500             | 1508     | 1580        |
| высота   | 2855             | 2212     | 1500        |
| Масса, кг  | 8500             | 7200     | 2200        |

Дизели снабжены демпферами крутильных колебаний, обеспечивающими их работу в широком диапазоне оборотов коленчатого вала, а также системами предпускового запуска аварийно-принудительной сигнализации.

В табл. 23.4 приведена техническая характеристика дизельных агрегатов, а на рис. 23.20, 23.21 показан их общий вид и даны внешние характеристики ( $N_d$  и  $M_d$  – соответственно мощности и крутящий момент дизеля;  $N_a$  и  $M_a$  – мощность и крутящий момент агрегата;  $n$  – частота вращения выходного вала).

**Дизель-гидравлический агрегат САТ-450.** В буровых установках БУ2900/175ДГУМ1 и БУ1600/100ДГУ для привода основных механизмов применяют дизель-гидравлический агрегат САТ-450, состоящий из дизеля В8-500ТК-С4 и турботрансформатора с необходимыми системами

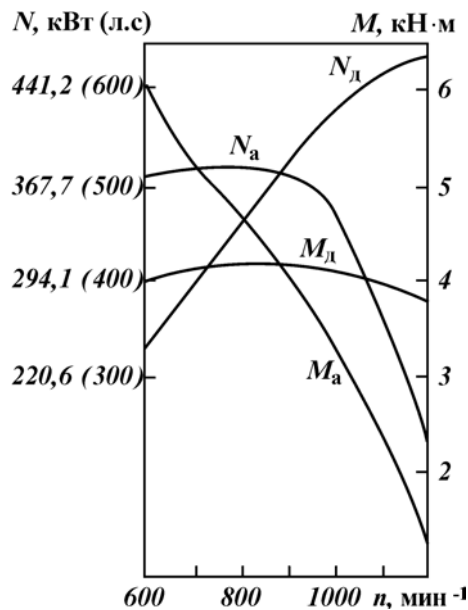


Рис. 23.21. Внешние характеристики дизеля 6ЧН21/21 и агрегата СА10-1

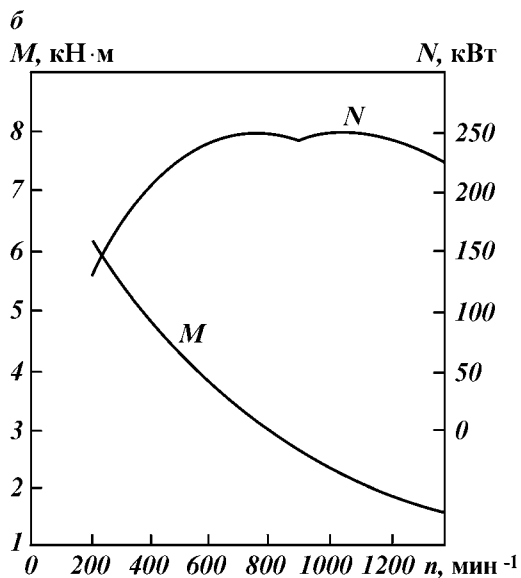
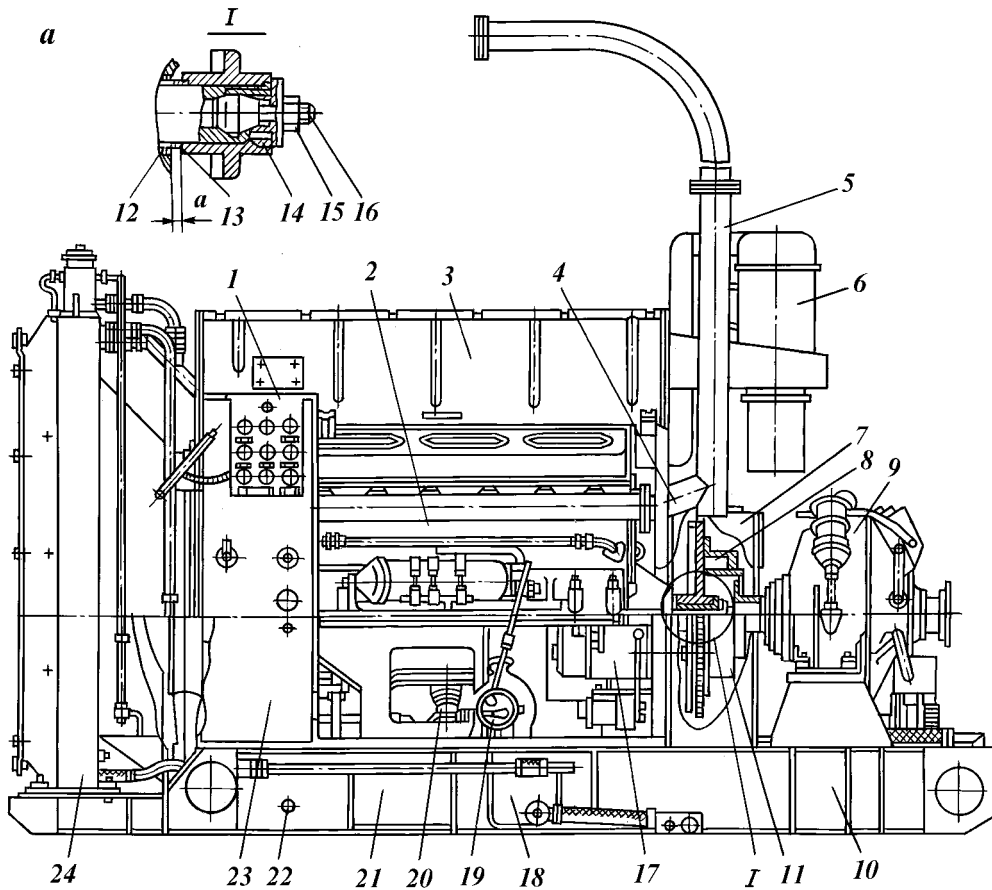


Рис. 23.22. Конструктивная схема (а) дизель-гидравлического агрегата САТ-450 и его внешняя характеристика (б):  
 1 — щиток контрольно-измерительных приборов; 2 — двигатель В2-450АВ-СЗ; 3 — капот; 4 — маховик; 5 — выхлопная труба; 6 — воздухоочиститель; 7 — кожух соединительной муфты; 8 — резиновый палец; 9 — турботрансформатор; 10 — рама; 11 — соединительная муфта; 12 — простановочная шайба; 13, 14 — конические кольца; 15 — пробка; 16 — гайка; 17 — стартер; 18, 21 — крышки; 19 — маслозакачивающий насос; 20 — горловина; 22 — наконечник; 23 — кожух; 24 — радиатор; а — регулируемый зазор



их обслуживания. На рис. 23.22, *a, б* — приведены общий вид этого агрегата и его внешняя характеристика. Ниже даны параметры агрегата САТ-450:

|  |                  |
|--|------------------|
| <i>Турботрансформатор ТТ-560К</i>  |                  |
| Номинальная мощность, кВт (л.с.) .....   | 294(400)         |
| Номинальная частота вращения, мин <sup>-1</sup> (с <sup>-1</sup> ) .....           | 1350(22,5)       |
| Диапазон частоты вращения выходного вала при КПД не ниже 70 % .....                | 3                |
| Коэффициент трансформации .....  | 3,3              |
| Максимальный КПД с учетом отбора мощности на насос:                                |                  |
| в режиме трансформатора .....  | 88±2             |
| в режиме муфты .....   | 77±2             |
| <i>Агрегат</i>   |                  |
| Номинальная мощность на выходном валу, кВт (л.с.) .....                            | 250(340)         |
| Эксплуатационный диапазон частоты вращения выходного вала, мин <sup>-1</sup> ..... | 550—1350         |
| Соединение турботрансформатора с валом дизеля .....                                | Эластичная муфта |
| Размер от основания до оси выходного вала, мм .....                                | 760              |
| Габаритные размеры, мм:  |                  |
| длина .....  | 3257             |
| ширина .....   | 1472             |
| высота .....   | 2075             |
| Масса, кг .....  | 4221             |

Дальнейшее направление повышения эффективности привода буровых установок — использование более мощных отечественных дизелей: 6ЧН-21/21 с номинальной мощностью 464 кВт при 1200 мин<sup>-1</sup> и 6ЧН-26/26 с номинальной мощностью 736 кВт. С увеличением единичной мощности сокращается число дизелей буровой установки и, следовательно, упрощается конструкция силовых передач, снижаются потери от спарки дизелей. В дизель-электрических агрегатах, используемых в качестве источников питания электродвигателей вспомогательных механизмов буровой установки, применяют дизели ЯМЗ-238А; К-153 и У1Д6С2.

#### ГАЗОТУРБИННЫЕ ДВИГАТЕЛИ

В отличие от дизеля эти двигатели преобразуют тепловую энергию в механическую не циклически, а непрерывно. На рис. 23.23, *a* показана простейшая схема, поясняющая принцип действия двухвального газотурбинного двигателя, который используют в приводе буровых установок. Атмосферный воздух, проходя через ступени компрессора *К*, сжимается и под давлением поступает в камеру сгорания *КС*. В этой камере воздух смешивается с топливом, подаваемым форсунками. В результате сгорания образовавшейся смеси создается газовый поток, который поступает в турбину компрессора *ТК* и свободную турбину *ТС*.

Рабочие колеса турбины компрессора и свободной турбины установлены на отдельных валах и связаны между собой газодинамически. В лопаточных аппаратах турбин энергия сжатого и нагретого газа преобразуется в механическую работу. Мощность турбины компрессора *ТК* расходуется на вращение компрессора и других агрегатов обслуживающих двигатель. Мощность свободной турбины *ТС* через редуктор *Р* передается на выводной вал *В*, соединяемый с приводимым агрегатом. Газотурбинные двигатели снабжены устройствами для пуска, а также для автоматического и ручного управления двигателем.

Двухвальный газотурбинный двигатель обладает сравнительно высоким запасом крутящего момента (рис. 23.23, *б*). Максимальный момент в 1,5–2 раза превышает момент при номинальном режиме. По сравнению с

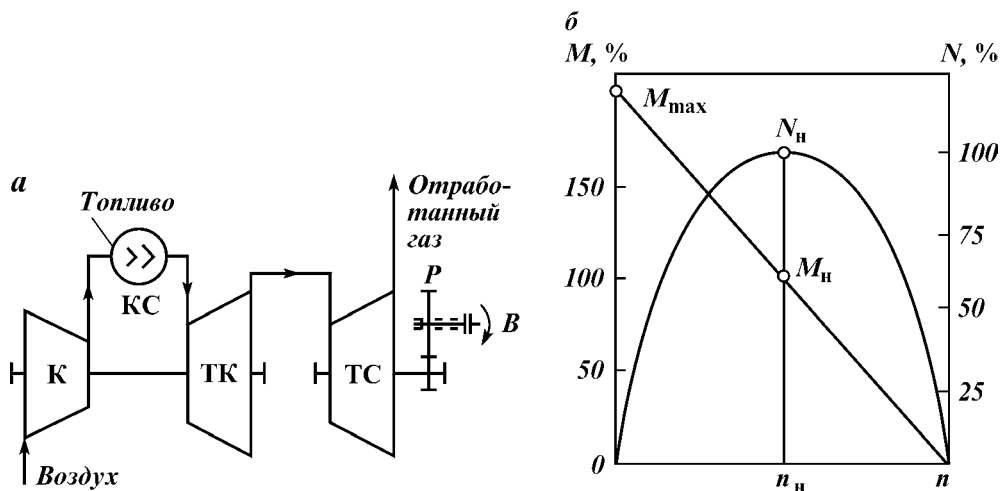


Рис. 23.23. Схема (а) двухвального газотурбинного двигателя и его характеристика (б)

дизелем газотурбинный двигатель обладает более мягкой характеристикой. Его способность резко снижать частоту вращения при загрузке свободной турбины с последующим быстрым выходом на номинальный режим работы является преимуществом, благодаря которому упрощаются пусковые устройства в приводе буровой лебедки, насосов и ротора.

Ниже приведена характеристика стационарного газотурбинного двигателя АИ-23СГ:

|  |   |
|--|---|
| Типа двигателя.....  | Газотурбинный со свободной силовой турбиной                                     |
| Частота вращения ротора, мин <sup>-1</sup> :                     |   |
| турбокомпрессора.....  | (9000÷14 600)±150   |
| свободной турбины.....   | (8000÷11 000)±120   |
| Тип редуктора.....   | Планетарный двухступенчатый   |
| Передающее отношение.....  | 0,08732   |
| Топливо для двигателя.....                                       | Природный (ГОСТ 5542–78) или попутный нефтяной газ                              |
| Применяемое масло.....   | Смесь масел (по объему): 75 % трансформаторного или МК-3 и 25 % МК-22 или МС-20 |
| Компрессор.....  | Осевой 10-ступенчатый   |
| Турбина (компрессора, свободная силовая).....                    | Осевая двухступенчатая  |
| Связь между турбинами.....                                       | Гидродинамическая   |
| Габаритные размеры, мм:  |   |
| длина.....   | 3650±5  |
| ширина (без выхлопных труб).....                                 | 760±5   |
| высота.....  | 975±5   |
| Масса, кг:   |   |
| двигателя со всеми установленными на нем агрегатами и рамой..... | 1290  |
| рамы двигателя.....  | 215   |

Удельная масса газотурбинного двигателя составляет примерно 1,22 кг/кВт и почти в 7 раз меньше, чем дизеля, поэтому значительно уменьшаются масса и габариты привода и всей буровой установки. Возможность непосредственного соединения выводного вала газотурбинного двигателя с валом трансмиссии упрощает конструкцию и повышает КПД привода. Отсутствие водяного охлаждения облегчает пуск и эксплуатацию двигателя в зимних условиях. Моторесурс газотурбинных двигателей при эксплуатации

в бурении достигает 9500 ч, а расход масел почти в 10 раз меньше, чем у дизелей.

Благоприятные пусковые свойства и другие положительные качества этих двигателей свидетельствуют об их конкурентоспособности с более распространенными дизелями. Основные недостатки газотурбинных двигателей – повышенный расход топлива и высокий уровень создаваемого шума. Удельный расход топлива примерно в 2 раза больше, чем у дизелей, поэтому буровые установки с газотурбинными двигателями экономически эффективны при наличии доступных местных ресурсов топлива.

#### ЭЛЕКТРОДВИГАТЕЛИ ПЕРЕМЕННОГО И ПОСТОЯННОГО ТОКА СПЕЦИАЛЬНЫХ МОДИФИКАЦИЙ

Эти двигатели используют в приводе буровых установок. Валы двигателей, устанавливаемые на щитовых подшипниках, имеют один свободный конец для соединительной муфты.

В числе преимуществ электродвигателей при использовании их в приводе буровых установок следует отметить экономичность и надежность, способность реверсирования и преодоления кратковременных перегрузок, бесшумность работы.

Асинхронные двигатели с фазным ротором применяют в приводе лебедки, насосов и ротора, Этими двигателями управляют с помощью специальных станций, которые осуществляют плавный пуск двигателя с малым пусковым током. Техническая характеристика асинхронных двигателей лебедки, насосов и ротора отечественных буровых установок приведена в табл. 23.5. Номинальная мощность, указанная в таблице, соответствует режиму длительной работы, при котором двигатель не перегревается сверх установленной температуры. Момент  $M_n$ , соответствующий номинальному режиму, называют номинальным моментом. Отношение максимального момента  $M_m$  к номинальному  $M_n$  характеризует *перегрузочную способность* двигателя. Кратность пускового момента определяется отношением момента, развиваемого двигателем в неподвижном состоянии, к номинальному моменту.

Электродвигатели серии АКБ, используемые в приводе буровых лебедок, рассчитаны для работы в повторно-кратковременном режиме с числом включений не более 100–120 и числом реверсов 10–20 в 1 ч. Электродвигатели серии АКБ – закрытого исполнения с принудительной вентиляцией

Таблица 23.5

#### Техническая характеристика асинхронных двигателей буровых установок

| Тип двигателя | Номинальная мощность, кВт | Номинальное напряжение, В | Частота вращения, мин <sup>-1</sup> | КПД, % | $\frac{M_m}{M_n}$ | Момент инерции ротора, кг·м <sup>2</sup> | Масса, кг |
|---------------|---------------------------|---------------------------|-------------------------------------|--------|-------------------|--|-----------|
| АКБ-114-6     | 320                       | 500                       | 980                                 | 92,5   | 2,5               | 2,25                                     | 2150      |
| АКБ-12-39-6   |                           | 6000                      | 985                                 | 91,5   | 2,3               | 4  | 2810      |
| АКБ-13-62-8   |                           |                           | 740                                 | 93,5   | 2,5               | 10,7                                     | 4320      |
| АКЗ-15-41-8Б2 | 700                       | 6000                      | 750                                 | 94,5   | 2,6               | —  | 6150      |
| АКЗ-15-41-8Б  | 850                       |                           |                                     |        |                   |  | 6800      |
| АКСБ-15-44-6  | 630                       |                           |                                     |        |                   |  | 3700      |
| АКСБ-15-54-6  | 800                       |                           |                                     |        |                   |  | 4100      |
| АКСБ-15-69-6  | 1000                      |                           |                                     |        |                   |  | 4700      |
|               |                           |                           |                                     | 94,7   | 1,8               |  |           |
|               |                           |                           |                                     | 94,9   |                   |  |           |
|               |                           |                           |                                     | 95,3   |                   |  |           |

или самовентиляцией – предназначены для тяжелых условий работы с частыми пусками и регулированием частоты вращения путем искусственного воздействия на их электромеханические параметры. Электродвигатели этой серии используют в приводе буровых насосов, они регулируются по способу, получившему название *вентильно-машинного каскада*. Привод состоит из асинхронного двигателя насоса, трехфазного выпрямительного моста для преобразования энергии скольжения двигателя в энергию постоянного тока и источника ЭДС в качестве которого используют генератор постоянного тока мощностью 250 кВт с приводным синхронным двигателем.

При холостом ходе  $\cos \varphi$  двигателя составляет примерно 0,2 и достигает максимального значения 0,7–0,9 при нагрузках, близких к номинальным  $N_{2н}$ . Естественным способом улучшения  $\cos \varphi$  является полная загрузка асинхронных двигателей. КПД определяется отношением полезной мощности  $N_2$  к подводимой  $N_1$ . У большинства двигателей КПД достигает максимума (65–95 %) при нагрузке, равной 75 % номинальной. Благодаря этому обеспечивается экономичность двигателей при преобладающих на практике режимах нагружения.

Отклонения напряжения и частоты тока от номинальных значений изменяют механические характеристики асинхронного двигателя. Момент вращения пропорционален квадрату напряжения, поэтому для нормальной работы двигателя необходимо стабильное напряжение в сети.

Асинхронные электродвигатели с короткозамкнутым ротором проще и дешевле двигателей с фазным ротором, не требуют сложной пусковой аппаратуры. Привод вспомогательных машин и механизмов буровых установок преимущественно осуществляется асинхронными электродвигателями с короткозамкнутым ротором. Исключение составляют вспомогательная лебедка, в приводе которой используют асинхронный двигатель с фазным ротором, и автоматический регулятор подачи долота, силовой узел которого приводится от двигателя постоянного тока.

В приводе буровой лебедки синхронные электродвигатели вследствие абсолютной жесткости используют с электромагнитными муфтами скольжения, обеспечивающими плавный пуск и относительно небольшое регулирование привода. В приводе буровых насосов синхронные электродвигатели устанавливают с фрикционными муфтами. Буровые установки, снабженные синхронными двигателями в приводе лебедки, имеют асинхронные двигатели в приводе насосов. И наоборот, если в приводе лебедки используют асинхронные двигатели, то в приводе насосов – синхронные. Лишь в отдельных случаях лебедка и насосы буровой установки имеют привод от синхронных двигателей.

Техническая характеристика синхронных электродвигателей отечественных буровых установок приведена в табл. 23.6. Вращающий момент, развиваемый двигателем, и сила тока статора с повышением нагрузки возрастают практически линейно. Так как частота вращения постоянна, мощность также увеличивается линейно. Характерная особенность синхронного двигателя – его способность работать с любым значением  $\cos \varphi$ . Это достигается регулированием силы тока возбуждения. При неизменном токе возбуждения повышение нагрузки на валу двигателя вызывает некоторое уменьшение  $\cos \varphi$ .

Кривая КПД синхронного двигателя, как и других электрических машин, изменяется в зависимости от нагрузки. Максимум КПД соответствует нагрузкам, близким к номинальным, и для синхронных двигателей буровых

Таблица 23.6

## Техническая характеристика синхронных двигателей буровых установок

| Тип двигателя | Номинальная мощность, кВт | Частота вращения, мин <sup>-1</sup> | КПД, % | $\frac{M_m}{M_n}$ | Масса, кг |
|---------------|---------------------------|-------------------------------------|--------|-------------------|-----------|
| СДЗ-12-46-8А  | 320                       | 750                                 | 94     | 1,8               | 3200      |
| СДЗ-13-34-6   | 500                       | 1000                                |        | 1,9               | 3570      |
| СДБ-13-42-8А  | 450                       | 750                                 | 93,9   | 1,46              | 4050      |
| СДЗБ-13-42-8  |                           |                                     | 94     | 1,9               |           |
| СДБ-14-46-8   |                           |                                     | 850    | 94                |           |
| СДЗ-13-52-8А  | 630                       | 750                                 | 95     | 1,44              | 5420      |
| СДБО-99-49-8А |                           |                                     | 94,5   | 2,2               | 5600      |

Примечание. Для всех указанных типов номинальное напряжение – 6000 В.

установок равен 94–95 %. Основные преимущества синхронных двигателей – возможность их работы с  $\cos \varphi = 1$  и способность улучшать (приближать к единице)  $\cos \varphi$  в системах, в которых работают асинхронные двигатели. Момент вращения синхронного двигателя зависит от напряжения в сети в первой стадии. В связи с этим синхронные двигатели по сравнению с асинхронными обладают более стабильным моментом вращения при колебаниях напряжения в сети. Пуск синхронного двигателя возможен после предварительного разгона ротора до частоты вращения, близкой к синхронной, с помощью дополнительного двигателя либо специальной короткозамкнутой обмотки в роторе, усложняющих конструкцию и повышающих стоимость синхронных двигателей.

Электродвигатели постоянного тока в отличие от асинхронных и синхронных обладают свойством саморегулирования и по естественным механическим характеристикам полнее отвечают требованиям, предъявляемым к основному приводу буровых установок. Вследствие плавного изменения частоты вращения в зависимости от момента, создаваемого рабочей нагрузкой, повышаются производительность и экономичность буровой лебедки, насосов и ротора. В буровых установках двигатели постоянного тока получают питание от электромашинных и тиристорных преобразователей переменного тока, поступающего от промышленной электросети или автономных дизель-электрических станций.

Отсутствие надежных и дешевых источников питания, ограниченный выбор необходимых для буровых установок двигателей, повышение требований к техническому обслуживанию и другие факторы на определенном этапе затрудняли внедрение электропривода постоянного тока. В связи с

Таблица 23.7

## Техническая характеристика двигателей постоянного тока буровых установок

| Тип двигателя    | Мощность (длительная), кВт | Напряжение, В | Частота вращения, мин <sup>-1</sup> |
|------------------|----------------------------|---------------|-------------------------------------|
| П-179-9К         | 1150                       | 660           | 220/440                             |
| П-153-8К         | 370                        | 220           | 750/900                             |
| П-172-12К        | 950                        | 660           | 400/100                             |
| МПЭ-800-800      | 800                        | 460           | 800/1200                            |
| ДПЗ-99/74-8КМ2   | 710                        | —             | 200/400                             |
| МПП-1000-1000 МЗ | 800                        | 460           | 800                                 |
| ПС-152-5К        | 320                        | —             | 400/1000                            |
| П-125-8К         | 230                        | —             | 750/1000                            |

этим первоначально двигатели постоянного тока использовали в единичных образцах буровых установок, предназначенных для сверхглубокого бурения. На основе накопленного положительного опыта в последующем были созданы буровые комплексы с электроприводом постоянного тока для плавушей (Уралмаш 6000 ПЭМ) и полупогружной (Уралмаш 6000/60 ППЭМ) буровых установок.

В последние годы ведутся опытно-конструкторские разработки и промышленные испытания тиристорного электропривода с питанием от промышленных электросетей. За рубежом электропривод постоянного тока используют преимущественно в дизель-электрических буровых установках.

Основные технические данные двигателей постоянного тока, используемых в отечественных буровых установках, приведены в табл. 23.7.

### **23.7. КОМПОНОВКА СИЛОВЫХ ПРИВодОВ И ТРАНСМИССИЙ**

**Электропривод переменного и постоянного тока.** Независимо от рода тока компоновка многодвигательных электроприводов зависит от типа передачи и способа блокирования.

На рис. 23.24 приведена схема блокирования электродвигателей переменного или постоянного тока. Каждая из этих схем имеет преимущества и недостатки, и выбор той или иной компоновки зависит от ряда факторов.

1. Допустимая мощность, передаваемая трансмиссией на промежуточный вал. Если мощность двигателей меньше допустимой для трансмиссии, то предпочтительнее схема на рис. 23.24, *а* с одной передачей и соосным блокированием двух двигателей общим валом. Если допустимая мощность для трансмиссии меньше мощности двух двигателей, то предпочтительнее схема на рис. 23.29, *б*, где каждая из трансмиссий передает мощность одного двигателя на общий трансмиссионный вал.

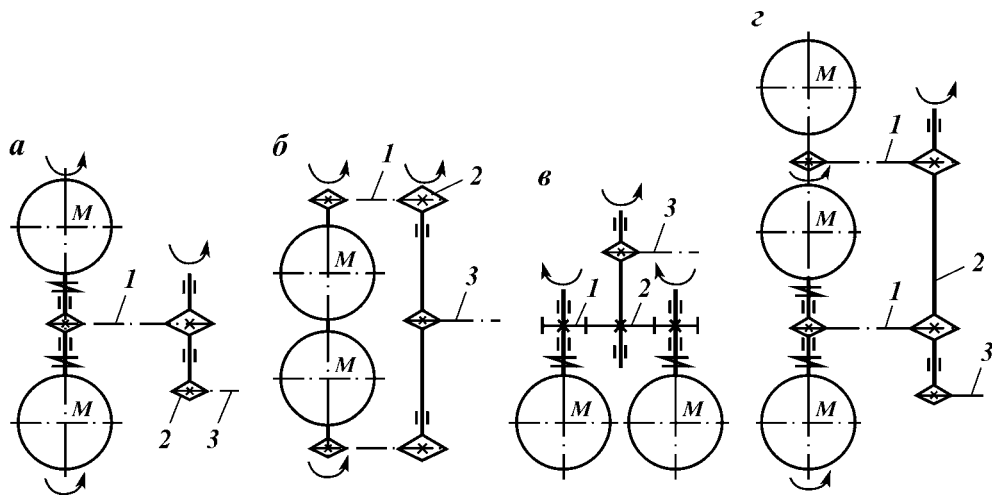
2. Допустимая частота вращения блокирующей трансмиссии. Если частота вращения двигателя превышает значение, допустимое для трансмиссии, то предпочтительна схема на рис. 23.24, *в*, где блокирование выполнено зубчатым редуктором, для которого допустимая частота вращения больше частоты вращения двигателей.

3. Мощность двух двигателей недостаточна. В этом случае можно использовать третий двигатель (рис. 23.24, *г*) с передачей мощности отдельной трансмиссией на общий вал.

Электродвигатели постоянного тока и реже асинхронные переменного тока блокируют (до четырех) на одну трансмиссию. Это позволяет варьировать мощность, обеспечивать необходимую надежность и снижать маховые массы, что увеличивает гибкость силового привода.

Возможность вала электродвигателя вращаться в любую сторону упрощает конструктивное решение трансмиссии и не требует передачи обратного хода.

В буровых установках для скважин глубиной до 7000 м применяют силовой электромашинный привод постоянного тока лебедки и буровых насосов. В этих случаях лебедка приводится от двух соосно сблокированных электродвигателей постоянного тока мощностью 800 кВт каждый, с номинальной частотой вращения  $1100 \text{ мин}^{-1}$  (напряжение 830 В, сила тока 960 А). Буровые насосы имеют индивидуальный привод от таких же элек-



**Рис. 23.24. Схемы блокирования электродвигателей:**

*а* – соосное расположение двух двигателей, блокирование общим валом; *б* – соосное расположение, блокирование гибкой связью двух двигателей на трансмиссионный вал; *в* – параллельное блокирование двух двигателей зубчатой передачей; *г* – соосное расположение, комбинированное блокирование; 1 – гибкая связь – цепная или клиноременная передача; 2 – трансмиссионный вал лебедки или насоса; 3 – передача на исполнительный механизм; М – электродвигатель

тродвигателей, с питанием их от шести генераторов, последовательно сблокированных соосно по два и приводимых от трех дизелей.

Электродвигатели постоянного тока большой мощности следует соединять с трансмиссией непосредственно, так как они допускают пуск под нагрузкой. Мощные электродвигатели переменного тока, обладая большой маховой массой якоря, при пуске под нагрузкой требуют больших пусковых токов; при этом возникают большие динамические нагрузки вследствие малого периода разгона. В таких случаях необходимо устанавливать между двигателем и трансмиссией фрикционную муфту, что улучшает пусковые качества. В этих случаях целесообразно применять также электродинамические или гидравлические муфты взамен фрикционных. Эти муфты при скольжении 15–30 % улучшают параллельную работу насосов, и применение их в ряде случаев более рационально, однако все эти устройства усложняют трансмиссию по сравнению с приводом от электродвигателя постоянного тока.

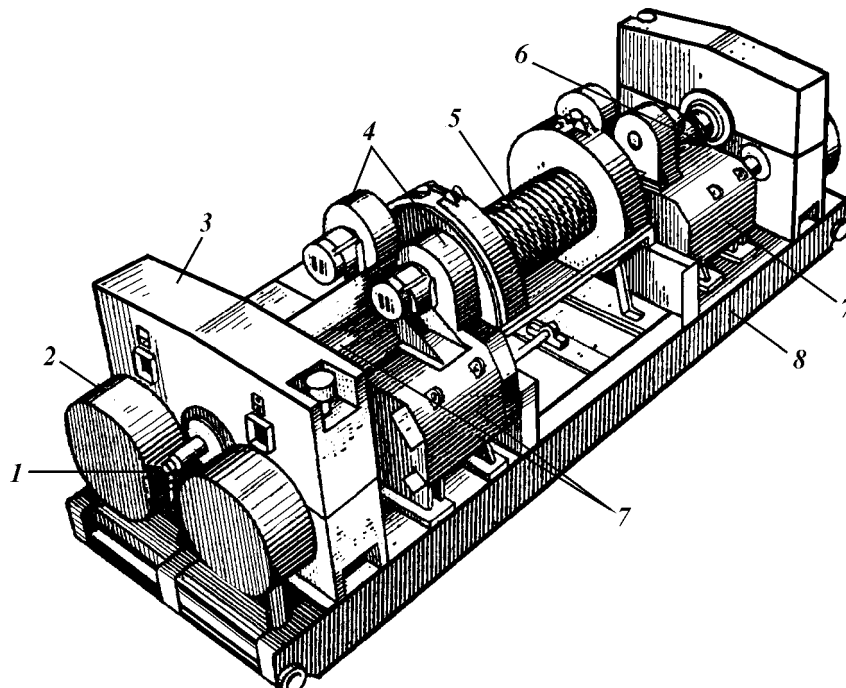
При необходимости передачи больших мощностей между валами для уменьшения массы, размеров и мощности, передаваемой каждой передачей, применяют привод от соосно расположенных, но несблокированных между собой двух электродвигателей, передающих на трансмиссионный вал мощность двумя цепными или клиноременными передачами. Такие конструкции начали применять в связи с созданием электродвигателей с охлаждением. Например, при таком решении удастся в 1,5–2 раза уменьшить массу блока двигатель – насос, установив двигатель под насосом или за ним. Это обеспечивает большую компактность конструкции, что особенно важно при ограниченности площади, например для плавучих буровых установок или установок для кустового бурения. Недостаток такой конструкции – небольшое расстояние между осями валов двигателя и насоса и

почти вертикальное расположение цепной трансмиссии, что снижает ее долговечность.

Пример параллельного блокирования четырех электродвигателей постоянного тока на общий вал привода лебедки приведен на рис. 23.25. Двигатели сблокированы через редуктор с зубчатой шевронной передачей по два с каждой стороны от барабана буровой лебедки. Это конструктивное решение удачное, так как не требуются коробка передач и фрикционные муфты между двигателями и блокирующим редуктором.

**Привод от ДВС.** В буровых установках, рассчитанных на бурение сравнительно неглубоких скважин (1000–1500 м), рекомендуют применять блок из одного-двух двигателей общей мощностью до 600 кВт. При этом оси ДВС и валов лебедок следует располагать параллельно во избежание применения конических зубчатых передач. В буровых установках для бурения глубоких скважин три или четыре двигателя располагают линейно или группами также параллельно осям валов лебедки. Поперечное расположение более двух двигателей усложняет конструкцию трансмиссии и компоновку оборудования буровой установки.

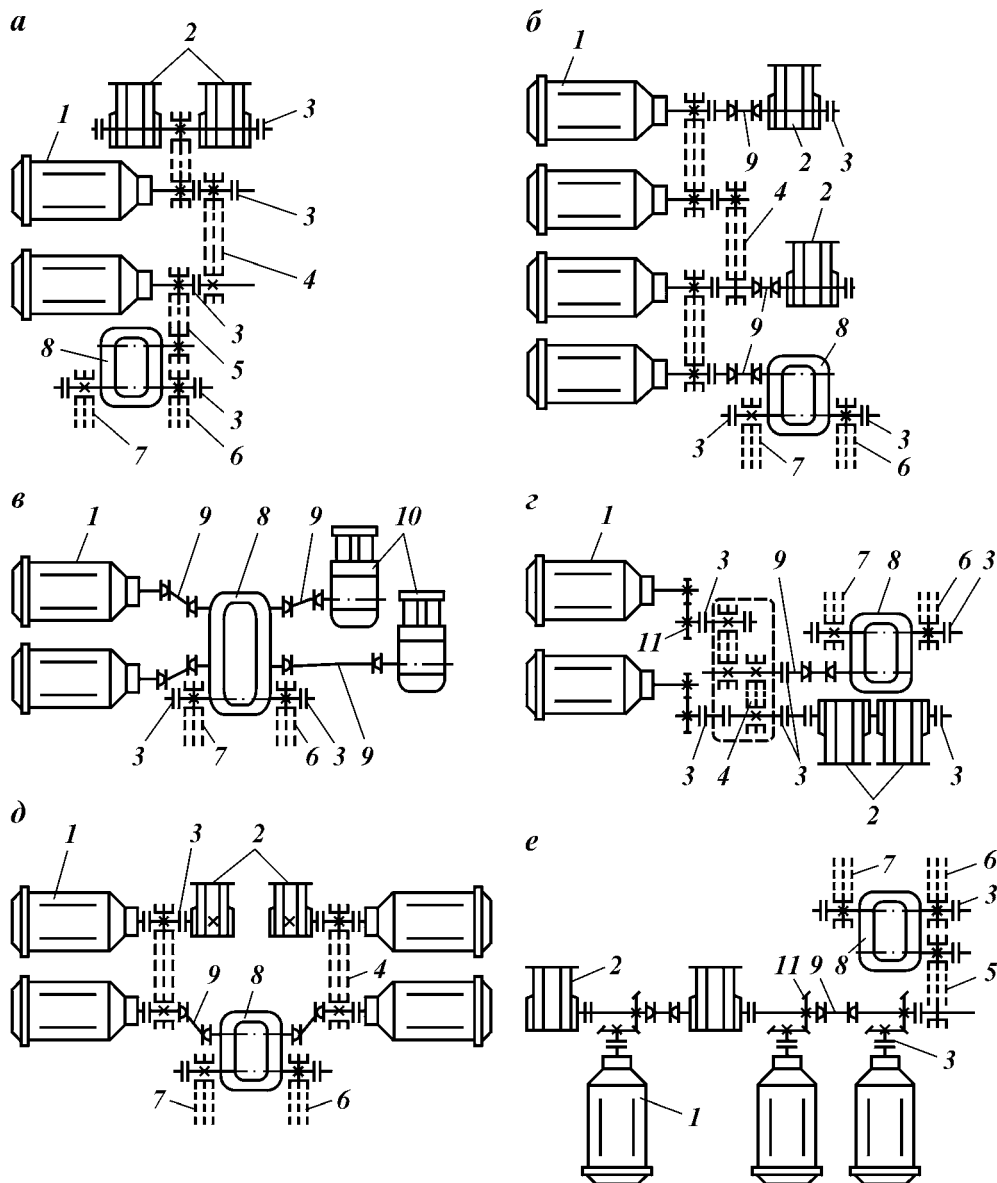
На рис. 23.26 даны схемы блокирования двигателей, применяемые в силовых приводах. Недостаток схемы с линейным расположением двух двигателей и приводом насоса от общего вала (рис. 23.26, а) – передача всей мощности через привод общего вала насосов. На рис. 23.26, б приве-



**Рис. 23.25. Привод буровой лебедки от четырех электродвигателей постоянного тока мощностью по 750 кВт, сблокированных зубчатыми передачами:**

1 – вертикальный подающий механизм к тормозу лебедки; 2 – инерционный тормоз двигателя; 3 – зубчатый редуктор; 4 – вентилятор охлаждения; 5 – барабан лебедки; 6 – вал барабана лебедки; 7 – электродвигатель постоянного тока; 8 – рама





**Рис. 23.26. Схемы параллельного блокирования ДВС в групповых приводах:**  
 1 — ДВС; 2 — трансмиссия привода насоса; 3 — фрикционная муфта; 4 — блокирующая трансмиссия; 5 — трансмиссия привода коробки передач; 6, 7 — трансмиссии привода лебедки («быстрая» и «тихая»); 8 — коробка передач; 9 — карданный вал; 10 — буровой насос; 11 — редуктор зубчатый конический

дена аналогичная схема линейного расположения четырех двигателей с раздельный отбором мощности на привод каждого насоса. Привод, выполненный по этой схеме, более маневренный. Такие схемы целесообразно применять в силовых приводах с четырьмя двигателями. При

двух и трех двигателях лучше использовать первую схему, при четырех – вторую.

В мощных установках ДВС лучше блокировать цепными передачами, а в установках небольшой мощности – клиноременными. При желании избежать цепных передач или уменьшить их число силовые блоки выполняют по схемам на рис. 23.26, *в* и *г*.

Двигатели можно блокировать карданными и зубчатыми передачами (рис. 23.26, *в*). При быстроходных ДВС для снижения скоростей движения цепей применяют зубчатые редукторы (рис. 23.26, *г*), однако это усложняет конструкцию.

По схеме на рис. 23.26, *д* четыре двигателя сблокированы в виде отдельных двухдвигательных блоков с передачей мощности к коробке карданными валами. В этой схеме двигатели имеют правое и левое направления вращения, что применять не рекомендуют, так как при этом нужны ДВС специального исполнения. В двигателях с одним направлением вращения в одной из блокирующих передач используют зубчатые редукторы или поворачивают двигатели на 180°.

Блокирование двигателей коническими зубчатыми передачами и карданными валами (рис. 23.26, *е*) можно применять, когда отсутствуют качественные цепи.

Все механизмы силовых приводов для удобства монтажа необходимо монтировать на общей сварной раме из нескольких продольных блоков, соединенных поперечными траверсами.

Во всех рассмотренных схемах можно использовать турбо- и электромуфты или турботрансформаторы.

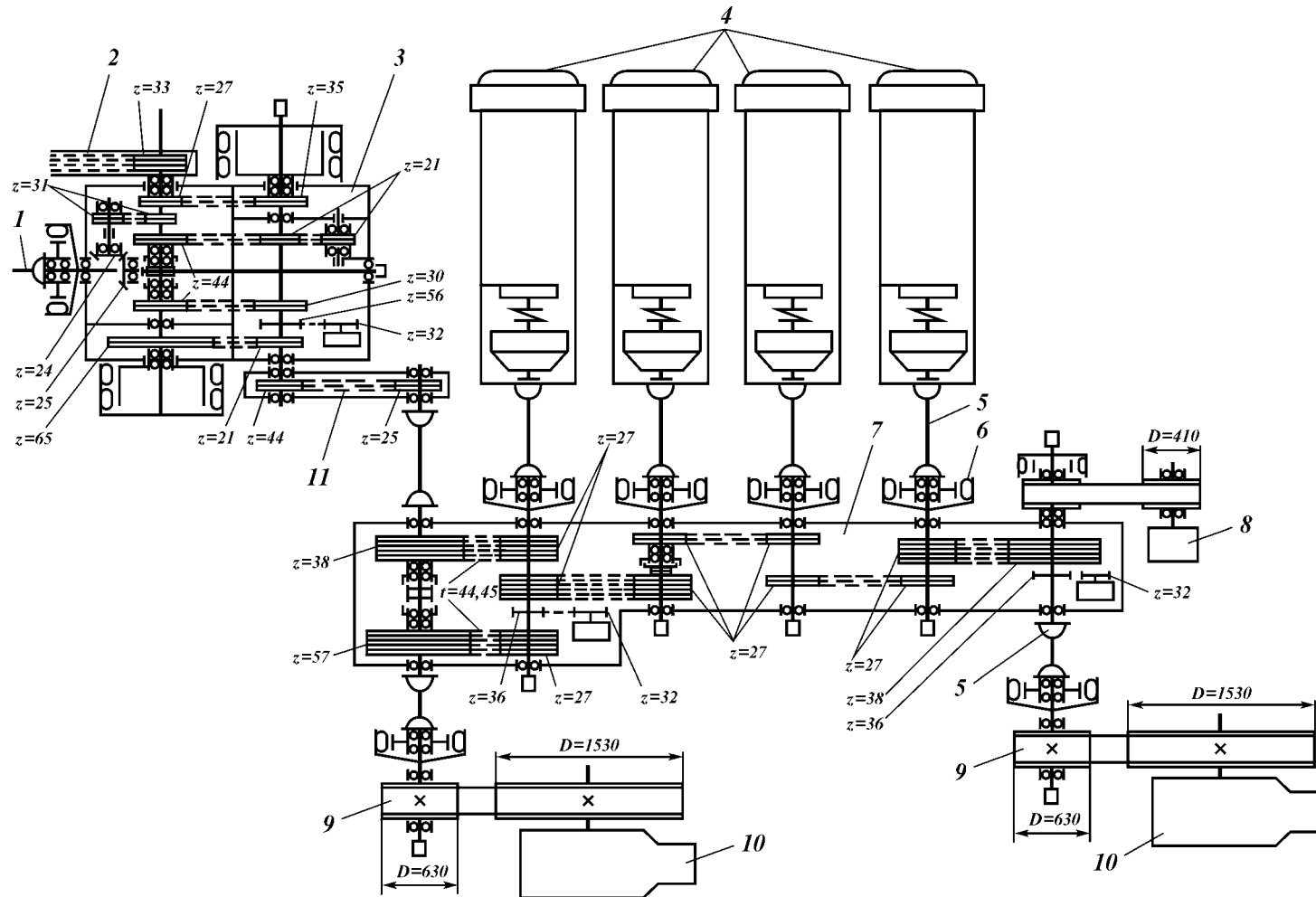
Блокирующие трансмиссии с электроприводом постоянного тока имеют более простую конструкцию, чем приводы с механическим блокированием ДВС, однако весь комплекс привода не менее сложен.

На рис. 23.27 показана компоновка силового привода с четырьмя ДВС общей мощностью 1000 кВт, сблокированными трансмиссией с втулочно-роликовыми цепями, с отдельным приводом двух насосов клиноременными передачами.

Цепные передачи силовых приводов работают при высоких частотах вращения (1000–1200 мин<sup>-1</sup>) и передают большие мощности, в ряде случаев до 2000 кВт на один вал. Для работы в таких условиях цепные передачи необходимо монтировать в жестких сварных герметичных корпусах и обеспечивать обильное смазывание для охлаждения трансмиссии. Такие конструкции требуют точного центрирования валов и двигателей с трансмиссией для обеспечения их соосности.

Для облегчения монтажа двигателей и улучшения работы трансмиссии валы двигателей и трансмиссий следует соединять короткими карданными валами. Последние позволяют передавать большие мощности и значительно упрощают монтаж агрегатов. Использовать клиноременную передачу для блокирования мощных двигателей не рекомендуют, так как это решение не позволяет блокировать одновременно более двух двигателей из-за необходимости периодического смещения их осей для натяжения ремней. Это очень сложно осуществлять в трансмиссиях с числом блокируемых валов более двух.

Все механизмы и блоки с двигателями силового привода следует монтировать на общей раме из нескольких продольных балок, соединенных поперечными траверсами. Раму лучше выполнять сварной из профильного



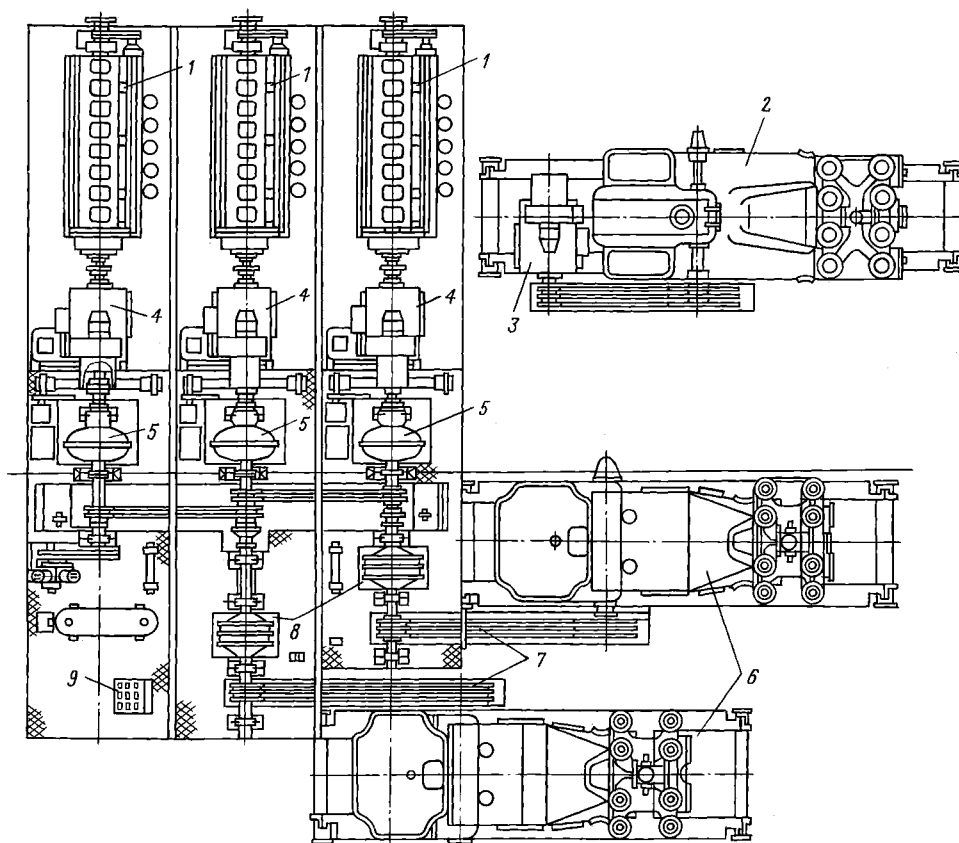
**Рис. 23.27. Кинематическая схема четырехдизельного группового силового привода с карданными валами и цепной блокирующей трансмиссией:**

1 – вал привода ротора; 2 – трансмиссия лебедки; 3 – коробка передач; 4 – ДВС; 5 – карданный вал; 6 – фрикционная муфта ШПМ-500; 7 – блокирующая цепная трансмиссия; 8 – компрессор; 9 – клиноременная передача привода насосов; 10 – буровые насосы; 11 – цепная трансмиссия привода коробки передач

проката или полосовой стали, а концевые траверсы – из труб. Нижний полз рамы надо загибать вверх в виде салазок для облегчения погрузки или перевозки волоком по промыслу.

Когда мощность группового дизельного блока недостаточна для привода мощных насосов, применяют индивидуальный привод от ДВС, а иногда и индивидуальный привод ротора.

**Комбинированный дизель-электрический привод.** Для повышения общего КПД или увеличения мощности дизель-электрического привода в установках его можно выполнять комбинированным (рис. 23.28). В таком



**Рис. 23.28. Комбинированный дизель-электрогидравлический привод:**

1 – ДВС; 2 – вспомогательный насос; 3 – электродвигатель вспомогательного насоса; 4 – генератор постоянного тока; 5 – турбомуфта; 6 – буровой насос; 7 – цепная трансмиссия насоса; 8 – фрикционная пневмомуфта; 9 – пульт управления

приводе буровые насосы приводятся через турбомуфты от привода, в котором дизели сблокированы цепной передачей. Генераторы мощностью 550 кВт каждый соединены непосредственно с валами дизелей и вращаются с частотой  $1050 \text{ мин}^{-1}$ . Лебедка, ротор и вспомогательный насос приводятся от электродвигателей постоянного тока, питаемых от этих генераторов. Такая конструкция более сложна, чем прямой привод насосов от электродвигателей, однако по сравнению с полностью электрифицированной установкой позволяет повысить общий КПД.

Ряд технологических преимуществ силовых приводов постоянного тока, большая их надежность в эксплуатации и долговечность делают этот тип привода пригодным для буровых установок всех типов при различных глубинах бурения.

## 24      **ОБОРУДОВАНИЕ ДЛЯ МЕХАНИЗАЦИИ И АВТОМАТИЗАЦИИ** ГЛАВА    **ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПРОЦЕССОВ**

### 24.1. АВТОМАТИЗАЦИЯ ПОДАЧИ ДОЛОТА

Под *подачей* долота понимают его вертикальное перемещение на забое, которое осуществляется опусканием ведущей трубы на некоторое расстояние в результате ослабления (оттормаживания) тормоза лебедки.

Не следует смешивать величину подачи, выполняемой сверху бурильщиком или автоматом, с глубиной погружения долота в породу, так как колонна бурильных труб не является абсолютно жесткой системой и в зависимости от возникающих в ней усилий испытывает упругие деформации, компенсирующие разность между подачей и глубиной погружения долота. Таким образом, погружение долота всегда меньше подачи инструмента, и в то же время любое погружение долота происходит только в результате подачи инструмента. В этом органическая связь и принципиальное различие двух указанных понятий.

Подача инструмента, осуществляемая бурильщиком на поверхности, должна быть плавной, непрерывной и обеспечивающей такое удельное давление долота на забой, которое превышало бы сопротивляемость горных пород разрушению и обуславливало наиболее эффективную скорость их разбуривания. Инструмент подается с помощью подъемного механизма — буровой лебедки, оборудованной мощным тормозным устройством и талевой системой.

Автоматизация и механизация буровых работ, помимо того, что они являются основными путями облегчения труда и повышения безопасности, приобретают особое значение в связи с увеличением глубин, роста мощностей буровых двигателей и внедрением форсированных режимов бурения.

В настоящее время в большинстве случаев передача веса инструмента на забой скважины осуществляется бурильщиком вручную. Он должен хорошо знать условия бурения в районе и в соответствии с этим регулировать подачу инструмента. Выдержать равномерность подачи с помощью

тормоза лебедки чрезвычайно трудно. Ручная подача очень утомляет бурильщика, так как ему приходится одновременно внимательно следить за измерительными приборами, напрягать зрение, слух и, держась за ручку тормоза, по физическому ощущению судить о характере работы долота на забое. Мастерство современного бурильщика обуславливается его физической натренированностью. Она приобретает годами и требует своеобразного таланта, особых физических и психических данных.

Равномерная подача в пределах заданного усилия на забой достигается механизированной подачей. При этом должны быть выполнены следующие основные требования:

скорость подачи инструмента должна устанавливаться автоматически в соответствии с крепостью проходимых пород и степенью изнашивания долота;

скорость подачи должна плавно регулироваться в широких пределах от нескольких десятков метров в час при бурении в мягких до нескольких сантиметров в крепких породах;

при остановке гидравлического забойного двигателя, а также при значительных перегрузках двигателя должен быть предусмотрен реверс системы — подъем долота с забоя;

автомат должен быть прост и надежен в эксплуатации.

Все известные системы устройств для подачи долота (УПД) можно разделить на следующие четыре основные группы.

1. Автоматы подачи, работающие в зависимости от выделяемой на бурение мощности.

2. Автоматы подачи, работающие в зависимости от натяжения талевого каната (нагрузки на долото).

3. Регуляторы подачи, осуществляющие равномерную подачу инструмента (регуляторы отличаются от автоматов подачи в основном тем, что у них отсутствует реверс бурильной колонны).

4. Стабилизаторы веса, осуществляющие подачу инструмента при постоянстве заданной осевой нагрузки на долото.

Существует ряд конструкций УПД. В последнее время на промыслах России достаточно широко применяют автоматический регулятор типа РПДЭ-3 (регулятор подачи электрический). Он предназначен для поддержания режимов бурения нефтяных и газовых скважин гидравлическими забойными двигателями и ротором (при бурении электробуром чаще используют автоматический регулятор типа БАР).

РПДЭ-3 обеспечивает:

поддержание заданного значения осевой нагрузки на долото (нагрузка задается бурильщиком с пульта управления);

поддержание постоянной скорости подъема или подачи бурильной колонны (скорость также задается бурильщиком с пульта управления).

Согласно схеме РПДЭ-3 (рис. 24.1), осевая нагрузка на долото измеряется с помощью электрического датчика *b* и передается на пульт управления *5*, где сравнивается со значением  $P_0$ , задаваемым бурильщиком. Разность сигналов  $\Delta P$  поступает на усилители, установленные в станции управления *1*. Усилители действуют на обмотку возбуждения мотор-генератора *2*, вращаемого асинхронным электродвигателем с питанием от системы электроснабжения буровой. Генератор *2* питает двигатель постоянного тока *3*, установленный на приводе редуктора *4* и соединенный через цепную передачу муфты с подъемным валом лебедки.

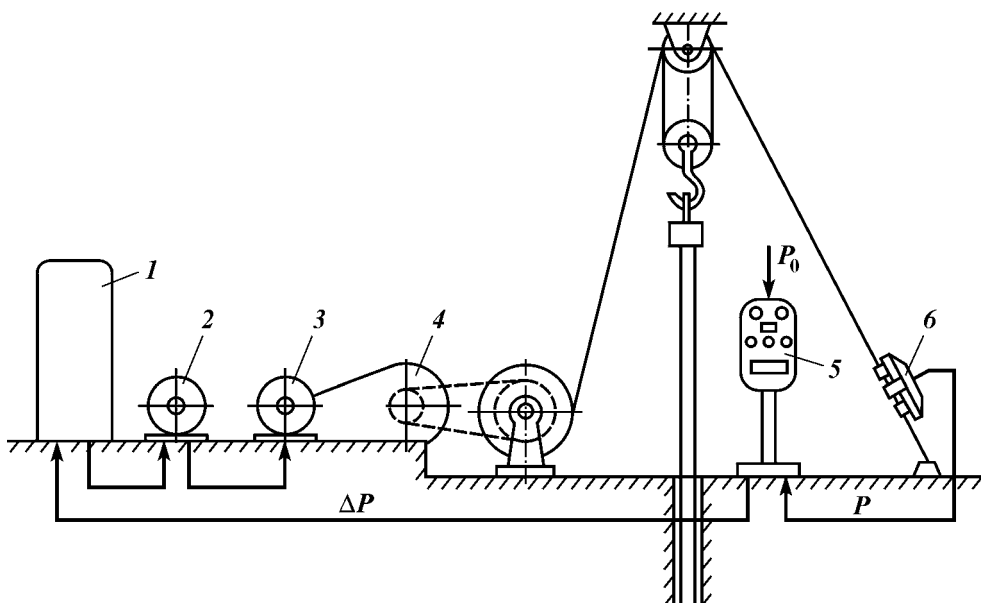


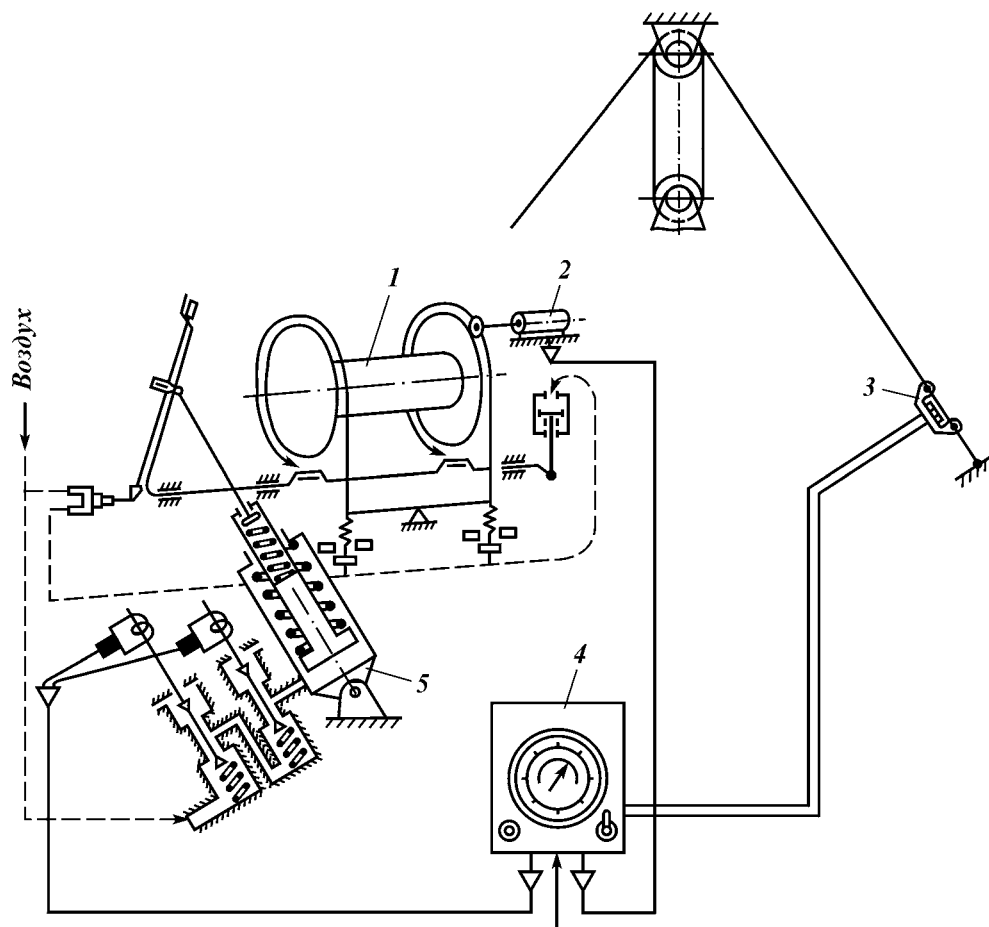
Рис. 24.1. Схема регулятора подачи РПДЭ-3

Режим поддержания заданного значения скорости подачи (или подъема) буровой колонны можно применять для проработки скважины, аварийного подъема бурового инструмента при отказе главного привода и т.п.

Заданная осевая нагрузка на долото автоматически поддерживается с помощью стабилизаторов веса. На промыслах используют стабилизаторы веса типа СВМ (конструкции ВНИИБТ и др.). Их можно устанавливать на буровых лебедках при наличии пневмосистемы с давлением воздуха 0,6 – 0,9 МПа. СВМ (рис. 24.2) состоит из исполнительного пневматического поршневого механизма, соединяемого с рукояткой ленточного тормоза буровой лебедки; пульта управления с электроконтактным манометром и рукоятками для установки осевой нагрузки на долото и значения подачи инструмента за один импульс; механизма обратной связи, соединяемого с барабаном лебедки с помощью фрикционного ролика; соединительного электрического кабеля. Перед включением СВМ в работу по шкале прибора на пульте управления задается значение осевой нагрузки на долото, которое необходимо поддерживать в процессе бурения. СВМ осуществляет импульсную подачу буровой колонны, прерывая или возобновляя ее в процессе бурения, если фактическая нагрузка на долото отличается от заданной более чем на  $\pm 3$  кН по гидравлическому индикатору веса. При необходимости бурильщик может в любой момент затормозить лебедку простым нажатием на тормозную рукоятку и тем самым вывести СВМ из действия.

Применительно к типу буровой установки регуляторы подачи долота подразделяют на следующие модификации:

РПДЭ-3-125 (для буровых установок типа Уралмаш 125БД, Уралмаш 125БЭ);



**Рис. 24.2. Принципиальная схема стабилизатора веса типа СВМ:**  
 1 – лебедка; 2 – механизм обратной связи; 3 – индикатор веса; 4 – пульт управления; 5 – исполнительный механизм

РПДЭ-3-125/160 (Уралмаш 125ДГ, Уралмаш 125Э, Уралмаш 160ДГ, Уралмаш 160Э);

РПДЭ-3-200 (Уралмаш 200ДГ-111, Уралмаш 200Э);

РПДЭ-3-80/125 (БУ-80БрД, БУ-80БрЭ, БУ-125БрД, БУ-125БрЭ);

РПДЭ-3 (Уралмаш 4Э-70, Уралмаш 3Д-70, Уралмаш 6Э-61).

Основные технические данные регуляторов подачи долота для разных буровых установок приведены в табл. 24.1.

Указанные модификации регуляторов подачи различаются в основном конструкцией силового узла и типом применяемых электрических машин. Упрощенная схема регулятора РПДЭ-3 изображена на рис. 24.3.

Перед монтажом регулятора подачи долота РПДЭ-3 на буровой необходимо подготовить к работе его узлы.

1. Станция управления:

а) проверить правильность установки станции по уровню, отклонение от вертикального положения не должно превышать  $5^\circ$ ; проверить отсутст-



Техническая характеристика регуляторов подачи долота

| Показатель  | Буровая     |                  |                                     |
|---|-------------|------------------|-------------------------------------|
|   | БУ3200/200* | БУ3200/200ЭУКЗМА | БУ5000/320ДГУ-1;<br>БУ5000/320ДГУ-Т |
| Мощность электродвигателя, кВт  | 55          | 90               | 53/55                               |
| Номинальная частота вращения вала электродвигателя, мин <sup>-1</sup> | 1120        | 1000             |                                     |
| Передаточное число редуктора  | 31,5        | 25               | 50                                  |
| Максимальное усилие, развиваемое на канате буровой лебедки, кН        | 1800        | 2200             |                                     |
| Скорость подачи инструмента, м/с                                      | 0,02        | 0,035            | 0,024                               |
| Габаритные размеры, мм:   |             |                  |                                     |
| длина   | 1762        | 2400             | 2295                                |
| ширина  | 1587        | 3150             | 1610                                |
| высота  | 1427        | 1980             | 955                                 |
| Масса, кг   | 1462        | 4555             | 1951                                |

\* С дизель-гидравлическим и электрическим (переменного тока) приводами

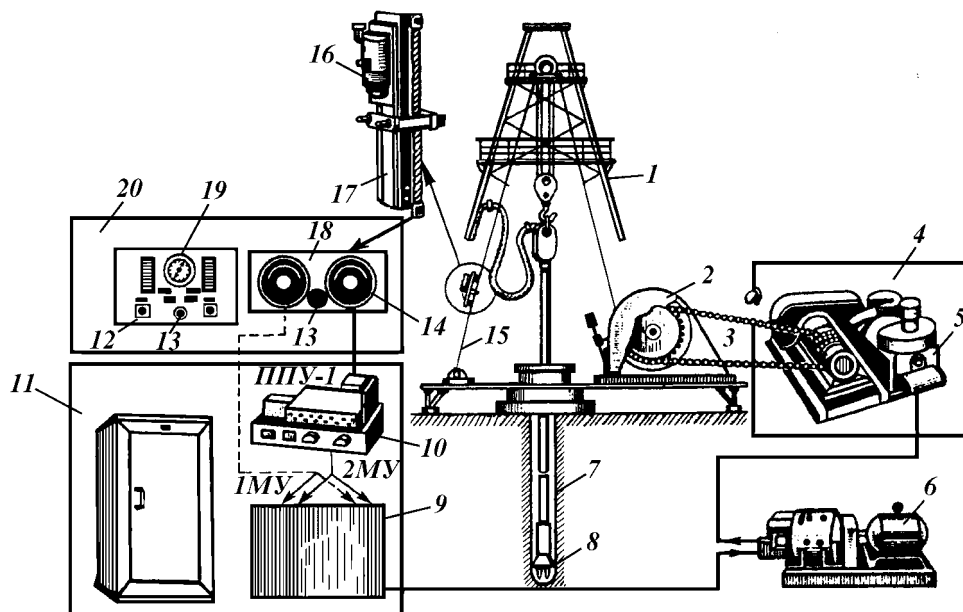


Рис. 24.3. Упрощенная схема регулятора подачи долота РПДЭ-3:

1 – талевая система; 2 – цепная передача; 3 – лебедка; 4 – силовой узел; 5 – исполнительный двигатель; 6 – мотор-генератор; 7 – буровая колонна; 8 – долото; 9 – магнитные усилители; 10 – полупроводниковый усилитель ППУ-1; 11 – станция управления; 12 – переключатель; 13 – рукоятка; 14 – зубчатая передача; 15 – неподвижный конец талевого каната; 16 – рессорный датчик веса типа ДРВ-26; 17 – установка веса; 18 – установка скорости; 19 – прибор V<sub>2</sub>; 20 – пульт управления

Таблица 24.1

| установка  |              |              |              |             |
|--|--------------|--------------|--------------|-------------|
| БУ5000/320ЭР-О;<br>БУ5000/320ЭУК-Я;<br>БУУНОС320ДЕ | БУ5000/320ЭР | БУ6500/400ЭР | БУ8000/500ЭР | БУУНОС500ДЕ |
|  | 90           |              | 75           | 90          |
| 1000   |              | 1180         | 630          | 1000        |
| 105  |              |              | 50           |             |
| 3200   |              | 3400         |              |             |
| 0,027/0,135  | 0,024        | 0,02         |              | 0,023       |
| 1890   | 1890         | 2100         | 2355         | 2100        |
| 1782   | 1782         | 2175         | 2185         | 2175        |
| 1728   | 1728         | 1633         | 1275         | 1663        |
| 3240   | 3265         | 5470         | 5243         | 5470        |

вие вблизи станции источников воды и пара, правильность подвода кабелей (подвод кабелей к станции управления осуществляется через дно около левой и правой боковых стенок);

б) заземлить станцию, для чего присоединить заземляющую шину к станции с помощью специального болта, расположенного внизу на боковой наружной стенке корпуса станции.

#### 2. Электрический блок бурильщика:

а) проверить прочность установки блока на подставке или пульте бурильщика;

б) проверить плавность вращения рукоятки управления сельсинного узла; проверить четкость ограничения угла поворота рукоятки в крайних положениях, соответствующих 0 и 170 делениям по шкале лимба «Вес инструмента»; при показании шкалы лимба «Вес инструмента», равном 85 делениям, показание шкалы лимба «Скорость подачи», отсчитанное по риску смотрового стекла, должно быть равно 0 делений;

в) заземлить электрический блок бурильщика, для чего присоединить заземляющую шину к блоку с помощью специального болта, расположенного на левой боковой стенке блока.

3. Датчик веса ДВР-26 проверяют в стационарных условиях по специальной методике. На буровой необходимо очистить датчик снаружи от грязи и пыли; измерить сопротивление между разделанными кабельными концами; проверить изоляцию разделанных концов кабеля относительно корпуса датчика на 500 В; сопротивление изоляции должно быть не ниже 0,5 МОм. Указанные действия необходимо выполнять и при использовании датчика ДВ9.

#### 4. Мотор-генератор:

а) удалить обертку с коллектора и щеток генератора ГП, установить

все щетки и обоймы без перекрещивания и перекручивания токоведущих жгутиков; жгутики соседних щеток разобщить; щетки должны быть установлены в обоймы соответственно первоначальному положению (положение притирки), т.е. так, чтобы их зеркало точно совпадало с поверхностью коллектора; проверить правильность работы нажимных устройств щеткодержателей и прилегание к коллектору всех щеток; в случае неполного прилегания отдельных щеток следует шлифовать их поверхность; все дефектные щетки должны быть заменены запасными тех же марок, конструкций и размеров;

б) заземлить генератор ГП и двигатель АДГ.

5. Двигатель ДП готовят к работе так же, как и мотор-генератор.

6. Двигатель вентилятора АДВ:

а) осмотреть двигатель снаружи; очистить его от пыли, грязи, влаги и ржавчины и продуть сухим и чистым воздухом под давлением не более 0,2 МПа;

б) проверить соединение обмоток двигателя в «звезду».

7. Тахогенератор ТПП:

а) проверить узел механического сцепления тахогенератора с редуктором или двигателем (в зависимости от конструкции силового узла), для чего необходимо отвинтить крепежные болты, снять тахогенератор и осмотреть полумуфты на его валу и редукторы (или двигатели), после чего установить их на место;

б) проверить состояние щеток и установку их в обоймах; дефектные щетки должны быть заменены запасными тех же марки, конструкции и размеров.

8. Колодочный тормоз ТКТГ и электрогидравлический толкатель: их подготовку к работе проводят в соответствии со специальными инструкциями; длину хода поршня толкателя устанавливают равной 30 мм; для тормоза ТКТГ-300М длина пружины 206 мм, а для тормозов ТКТГ-200М – 169 мм.

9. Редуктор:

а) очистить ванну редуктора от воды и грязи и залить в картер редуктора масло промышленное в следующем количестве: для редуктора РМ-650 (в установке типа Уралмаш Д25БД и Уралмаш 125БЭ) – 50 л; для редуктора РМ-850 (в установках типа Уралмаш 125ДГ(Э), Уралмаш 160ДГ(Э), Уралмаш 200ДГ-Ш(Э) – 100 л; для редуктора АВ-1000 (в установках типа Уралмаш ЧЭ(ЗД), Уралмаш 6Э – 160 л;

б) удалить консервирующий смазочный материал с подшипников, муфт и звездочки выходного вала редуктора и ролика-укладчика и смазать их смазкой ЦИАТИМ-210 (ГОСТ 6267–74) или смазкой 1–13 жировой (через тавотницы); зубчатую муфту силового узла регулятора для буровых установок Уралмаш 125БД(БЭ) смазать маслом трансмиссионным, автотракторным марки «Л»; в муфту залить 4,5 л масла через отверстие в полумуфте;

в) выверить звездочки выходного вала редуктора и лебедки специальным приспособлением или тонкой струной;

г) проверить крепление редуктора и подшипников к раме силового узла, силового узла к раме (фундаменту) буровой установки, правильность установки и крепления ролика-укладчика; сила прижатия ролика и звездочки должна быть не менее 0,6–0,8 кН;

д) после проверки и крепления силового узла надеть на звездочки си-

лового узла и лебедки цепь и отрегулировать натяжение цепи таким образом, чтобы стрела провисания цепи была в пределах 30 – 40 мм; запрещается чрезмерное натяжение цепи для всех регуляторов, за исключением РЦДЭ-3-80/125) для этих регуляторов стрела провисания цепи устанавливается в пределах 6 – 12 мм с помощью специальных натяжных болтов силового узла);

е) смазать цепь маслом трансмиссионным, автотракторным, марки «Л».

10. Узел включения:

осмотреть и смазать узел включения; проверить исправность блокировки, исключающей одновременное подключение к лебедке регулятора и главного привода; проверить пневмосистему управления узлом включения и шинно-пневматические муфты регулятора согласно инструкции по монтажу и наладке пневмосистемы соответствующей буровой установки; кулачковая муфта регулятора должна свободно включаться и отключаться на валу лебедки; после подготовки к работе узлов регулятора необходимо подвести и подключить кабели к электрооборудованию и установить датчик веса на канате.

**Установка датчика веса ДВР-26.** Датчик веса размещают на неподвижном конце талевого каната над трансформатором ГИВ на расстоянии 1,5 – 2 м от пола буровой. Перед установкой датчика на канат необходимо отвинтить гайки 2 (рис. 24.4) и снять прокладки 1, 3; затем надеть на канат зажим 11 и прочно закрепить его гайкой 12. После этого необходимо на зажиме 11 смонтировать нижнюю опору датчика 13, надеть прокладки 1, 3 и затянуть гайку 2. При этом необходимо следить, чтобы гайка 2 и гайка, находящаяся с обратной стороны болта (под кожухом 9), занимали примерно одинаковую длину резьбовой части болта. Доступ к внутренним гайкам возможен после снятия шплинта 4, шайбы 5 и поворота кожуха 9, как показано стрелкой, вокруг оси 8. После закрепления датчика необходимо снова вставить валик 6, надеть шайбу 5 и вставить шплинт 4.

В целях удобства монтажа и демонтажа датчика при перетягивании или замене талевого каната рекомендуется датчик дополнительно закрепить с помощью троса 7. Датчик веса на канате должен располагаться так, чтобы исключить возможность задеваний или ударов по нему шлангом. Кабель 10 датчика привязывают (без натяжения) к канату, затем кратчайшим путем спускают под пол буровой и прокладывают его под полом к станции управления. При прокладке следят за тем, чтобы не было повреждений кабеля. По окончании установки датчик закрывают специальным брезентовым чехлом, поставляемым в комплекте с датчиком. Все кабели, подведенные к станции управления и электрическим машинам, закрепляют с помощью специальных скоб. Концы кабелей, подведенные к двигателям АДГ, АДВ и АДТ, тщательно изолируют и закрывают соответствующими крышками.

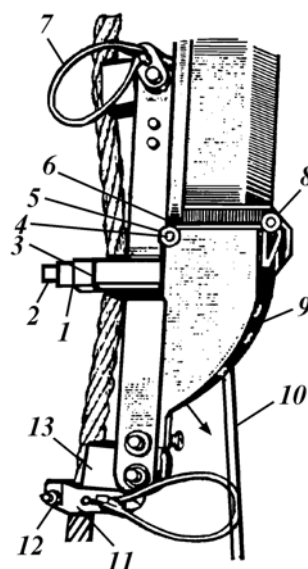


Рис. 24.4. Датчик веса ДВР-26, установленный на канате

На буровой кабели прокладывают по специальным желобам в соответствии с инструкцией по монтажу и эксплуатации электрооборудования данной буровой установки.

## 24.2. АВТОМАТИЗАЦИЯ СПУСКА-ПОДЪЕМА (АСП)

Для автоматизации спускоподъемных операций бурильного инструмента широко применяют автоматы спуска-подъема типа АСП.

В состав комплекса АСП входят автоматический элеватор, механизм захвата свечи, механизм подъема свечи, механизм расстановки свечей, подсвечники и магазины, подвижный центратор и пульт управления.

Автоматический элеватор, подвешенный к талевому блоку, предназначен для подхвата и освобождения колонны бурильных труб при спускоподъемных операциях. Механизм захвата свечи работает при включении с пульта управления, автоматически захватывая свечу и освобождая ее после установки на подсвечник. Этот механизм состоит из захватного устройства и каретки, которая крепится к скобе стрелы механизма расстановки свечей. Механизм подъема свечи (МПС), служащий для подъема и спуска механизма захвата со свечой при ее переносе, представляет собой блок цилиндров двойного действия с рабочим давлением 0,6–0,9 МПа.

Механизм расстановки свечей предназначен для переноса свечи с центра скважины на подсвечник и обратно со скоростью 0,4 м/с. Он состоит из рамы с тележкой, перемещающейся по направляющим, и стрелы. Привод механизма — от электродвигателей переменного тока мощностью 3,5 кВт каждый. Подсвечник представляет собой металлоконструкцию, разделенную на секции и предназначенную для установки на ней свечей. Для удержания верхних концов свечей в определенном порядке используют магазин, разделенный на секции пальцами. Подвижный центратор перемещается по специальным направляющим канатам и удерживает верхний конец свечи в центре скважины при свинчивании и развинчивании.

Пульт управления всеми механизмами АСП установлен на площадке для обслуживания подсвечника. Пульт имеет сидение для оператора, обогревательное устройство, используемое в холодное время года, и специальное зеркало для наблюдения за работой механизмов и правильной расстановкой верхних концов свечей.

Комплекс механизмов типа АСП обеспечивает:

совмещение во времени подъема и спуска колонны труб и незагруженного элеватора с операциями установки свечей на подсвечник, выноса ее с подсвечника, а также с развинчиванием или свинчиванием свечи с колонной бурильных труб;

механизацию установки свечей на подсвечник и вынос их к центру, а также захват или освобождение колонны труб автоматическим элеватором.

В табл. 24.2 приведена краткая техническая характеристика комплексов механизмов типа АСП. Для всех указанных механизмов длина свечи составляет 23–29 м; грузоподъемность механизма подъема свечи при давлении воздуха 0,3, 0,7 и 1,0 МПа соответственно равна 25, 58 и 82 кН; мощность электродвигателя для привода тележки и стрелы — 3,5 кВт; диаметры стальных бурильных и утяжеленных труб (соответствуют параметрам

Таблица 24.2

**Техническая характеристика комплексов механизмов типа АСП**

| Показатель   | АСП-3М1              | АСП-3М4              | АСП-3М5              | АСП-3М6              |
|--|----------------------|----------------------|----------------------|----------------------|
| Буровая установка Автоматический элеватор                | БУ3200/200<br>ЭА-400 | БУ5000/320<br>ЭА-400 | БУ6500/400<br>ЭА-400 | БУ8000/500<br>ЭА-500 |
| Максимальный ход стрелы механизма расстановки свечей, мм | 3940                 | 5620                 | 5620                 | 5620                 |
| Максимальный ход тележки влево и вправо, мм              | 2200                 | 2750                 | 3480                 | 3480                 |

рам механизма захвата свечи и автоматического элеватора) — от 89 до 146 и от 108 до 178 мм.

Схема расположения механизмов АСП на буровой показана на рис. 24.5. На кронблочной площадке установлены амортизаторы 14 и верхний блок 8 или поворотный кронштейн 13 механизма подъема, направляющие канаты 9 центратора, магазин 15, нижний блок 11 механизма подъема, центратор 10, механизм расстановки свечей 6, механизм захвата свечей 5, канат 7 механизма подъема. На площадке буровой расположены подсвечник 2, блок цилиндров 1 механизма подъема 5, автоматический буровой ключ 17, ротор 16 с пневматическими клиньями. К талевому блоку подвешен автоматический элеватор 12. Пост АСП 14 размещен на площадке подсвечника. Бурильные свечи 4 устанавливаются на подсвечник.

В табл. 24.3 приведена массовая характеристика узлов, участвующих в работе комплекса механизмов АСП.

АСП рассчитан на работу в комплексе с автоматическим стационарным буровым ключом типа АКБ, пневматическими клиньями ротора ПКР и специальной талевой системой. Он позволяет использовать трубы диаметром — 89—146 мм и замки всех типов отечественного производства, а также большинство типоразмеров бурильных труб по стандарту API, принятому в США.

Оборудование комплекса АСП может работать и с утяжеленными бурильными трубами диаметром до 178 мм.

Уралмашзавод выпускает несколько модификаций комплексов меха-

Таблица 24.3

**Масса механизмов комплекса АСП, т**

| Механизм                    | АСП-3М1 | АСП-3М4 | АСП-3М5 | АСП-3М6 |
|-----------------------------|---------|---------|---------|---------|
| Подвижный центратор         | 0,47    | 0,47    | 0,52    | 0,52    |
| Автоматический элеватор     |         | 2,07    |         | 3,94    |
| Механизм расстановки свечей | 4,2     | 4,8     | 6,36    | 6,47    |
| Подсвечник                  | 5,1     | 6,95    | 9,6     | 10,1    |
| Поворотный кронштейн        | —       |         | 1,7     |         |
| Пульт управления            | 0,18    |         | 0,2     |         |

Примечание. Для всех указанных комплектов АСП масса амортизатора с направляющими канатами — 0,6 т, масса механизма захвата свечи — 0,65 т, масса механизма подъема свечи — 0,8 т, масса хомута элеватора — 2·0,04 = 0,08 т.

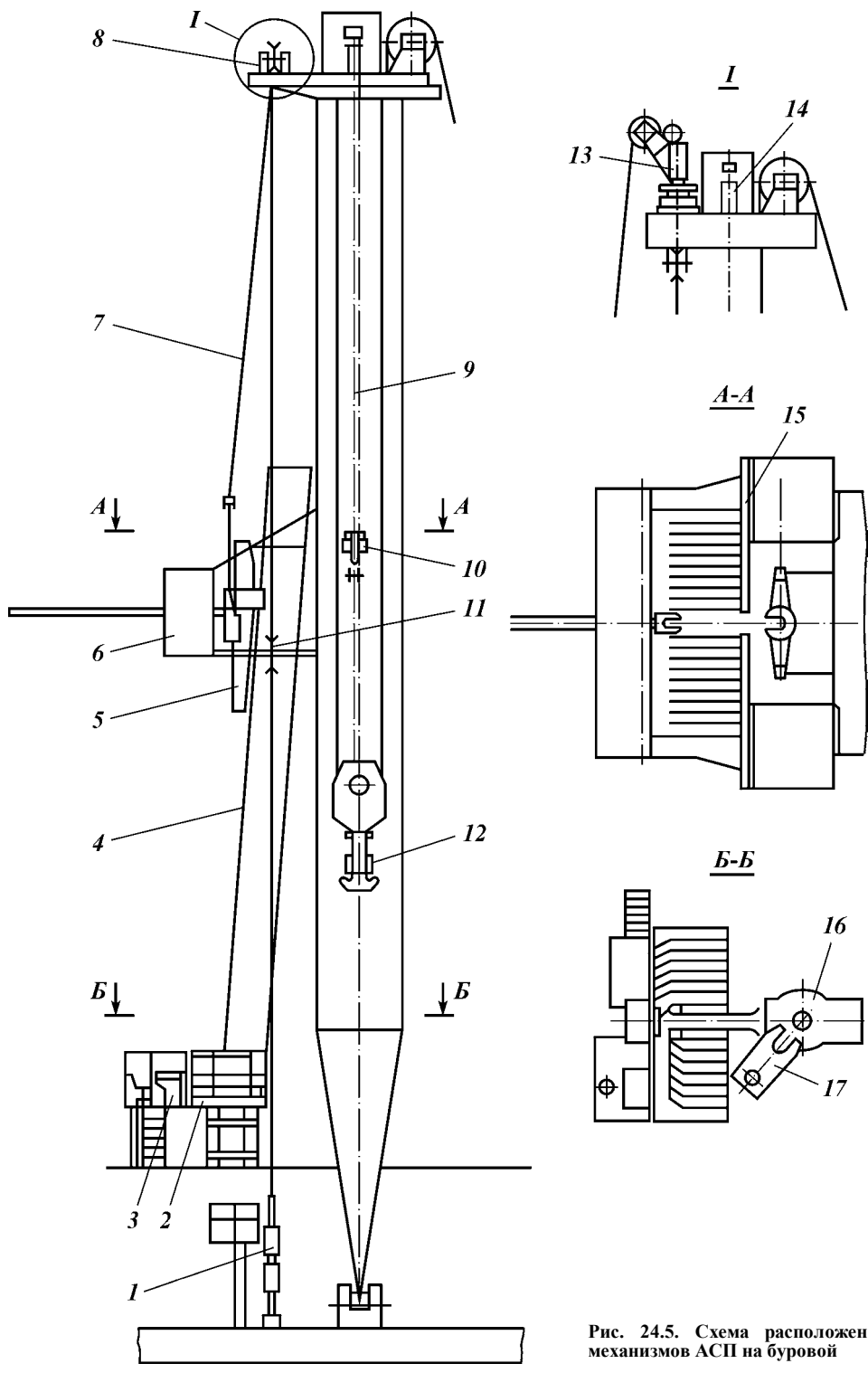


Рис. 24.5. Схема расположения механизмов АСП на буровой

низмов АСП, предназначенных для комплектования буровых установок разных типов с расчетной глубиной бурения от 3000 до 15000 м. Эти модификации различаются по грузоподъемности и емкости магазинов и подсвечников. Их основные данные приведены в технической характеристике.

Пульт управления всеми механизмами АСП установлен на площадке для обслуживания подсвечника. Пульт имеет сидение для оператора, обогревательное устройство, используемое в холодное время года, и специальное зеркало для наблюдения за работой механизмов и правильной расстановкой верхних концов свечей.

Рассмотрим на конкретных примерах функции и характеристики составных частей комплекса механизмов АСП.

**Автоматический элеватор ЭА-320** предназначен для автоматического захвата и освобождения колонны бурильных труб в процессе проведения спускоподъемных операций с помощью комплекса механизмов типа АСП, а также для подсоединения к нему вертлюга через специальную подвеску в процессе бурения скважины.

Автоматический элеватор можно применять в комплексе механизмов типа АСП-3М2, АСП-4 и других, в комплект которых входят талевого блок без опорного подшипника и подсвечник, имеющий высоту основания 1200 мм от ствола ротора.

Ниже приведена техническая характеристика автоматического элеватора ЭА-320:

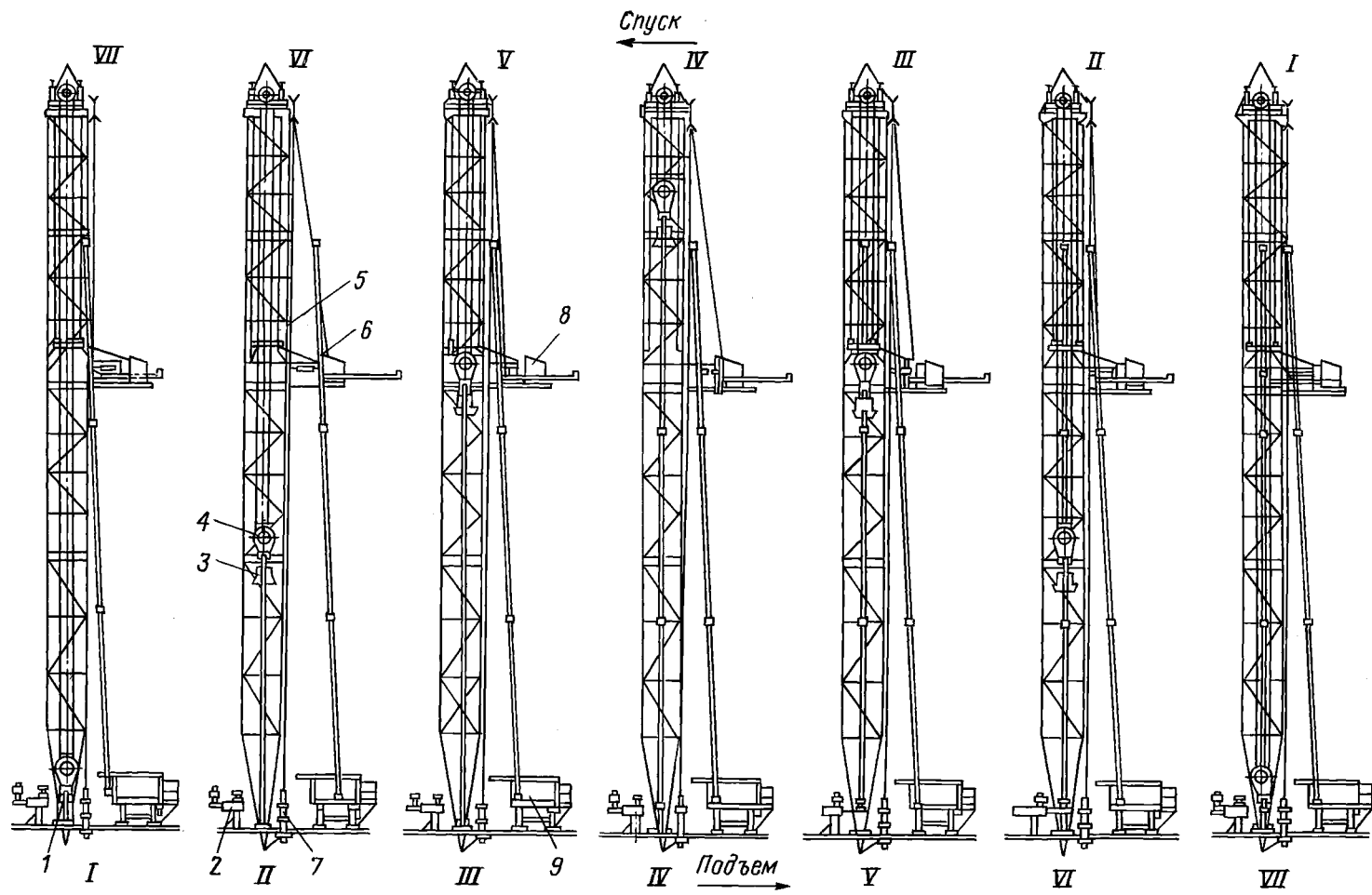
|   |                   |
|---|-------------------|
| Грузоподъемность, т:  |                   |
| номинальная .....   | 200               |
| максимальная .....  | 320               |
| Диаметры применяемых бурильных труб, мм:  |                   |
| стальные (ГОСТ 631 – 75) .....  | 89; 114; 127; 140 |
| легкосплавные .....   | 114; 129; 147     |
| Тип приводной рычажной системы .....  | РС-400            |
| Максимальный диаметр замка при максимальном диаметре втулки, мм..               | 195               |
| Диаметр сменных втулок, мм:   |                   |
| минимальный .....   | 160               |
| максимальный .....  | 200               |
| Способ крепления клиньев .....  | Быстросъемный     |
| Расстояние между зевами скобы, мм .....   | 640               |
| Максимальный диаметр штропа, присоединяемого к скобе, мм .....                  | 95                |
| Габаритные размеры, мм:   |                   |
| длина .....   | 1200              |
| ширина .....  | 870               |
| высота .....  | 1970              |
| Масса элеватора с 200-мм втулкой без центратора и кольца элеваторного, кг ..... | 2475              |

Автоматический элеватор ЭА-320 поставляется заводом-изготовителем с втулкой диаметром 200 мм, одним комплектом клиньев для бурильных труб диаметром 140 мм и без центратора и кольца элеваторного.

**Механизм захвата свечи МЗС-4М** предназначен для захвата и удержания свечи во время ее подъема и переноса с центра скважины на подсвечник и обратно, а также для открытия кулачков центратора, подвижного при выносе свечи с центра скважины, при проведении спускоподъемных операций с применением комплекса механизмов АСП. Ниже приведена техническая характеристика МЗС-4М:

|   |            |
|---|------------|
| Диаметр захватывающих труб в зависимости от номера губки, мм: |            |
| № 1 .....   | 89 – 121   |
| № 2 .....   | 114 – 146  |
| № 3 .....   | 140 – 178  |
| Максимально допустимая масса свечи, кг .....                  | 6000       |
| Высота подъема свечи, мм .....                                | 820 – 1165 |





**Рис. 24.6. Схема работы комплекта механизмов АСП:**

1 – пневматический клиновой захват; 2 – автоматический буровой ключ; 3 – автоматический элеватор; 4 – талевый блок; 5 – центратор; 6 – механизм захвата; 7 – механизм подъема свечи; 8 – механизм переноса свечи; 9 – подсвечник

|   |  |
|---|--|
| Максимально допустимое расстояние установки свечи ниже уровня, с которого она взята, мм ..... | 180–200                                  |
| Блокировка от внецентрового захвата свечи.....  | Механическая, секторного типа с защелкой |
| Масса, кг .....   | 645                                      |

**Механизм подъема свечи** предназначен для подъема-спуска механизма захвата свечи со свечей при проведении спускоподъемных операций с применением комплекса механизмов АСП. Ниже дана техническая характеристика этого механизма:

|  |                            |
|--|----------------------------|
| Внутренний диаметр цилиндра, мм .....                            | 400                        |
| Рабочее давление в цилиндре после регулятора давления, МПа ..... | 0,4–0,9                    |
| Максимально допустимое давление в цилиндре, МПа.....             | 1,0                        |
| Грузоподъемность, кг, при давлении:                              |                            |
| 0,4 МПа.....   | 3700                       |
| 0,8 МПа.....   | 7400                       |
| Ход поршня цилиндра, мм:   |                            |
| нижнего .....  | 500                        |
| верхнего .....   | 800                        |
| вспомогательного.....  | 30                         |
| Управление .....   | Дистанционное с пульта АСП |
| Масса, кг .....  | 582                        |

**Подсвечник.** Число свечей, устанавливаемых на подсвечник, выбирают в зависимости от диаметра бурильных труб и типа бурильного замка (табл. 24.4).

Ниже приведена краткая техническая характеристика подсвечника:

|   |         |
|---|---------|
| Диаметр устанавливаемых свечей утяжеленных бурильных труб (УБТ), мм ..... | 114–178 |
| Число секций на подсвечнике .....   | 14      |
| Статическая нагрузка, кН:   |         |
| на каждое основание подсвечника, не более .....                           | 900     |
| на подсвечник .....   | 1800    |

#### СХЕМА РАБОТЫ КОМПЛЕКСА МЕХАНИЗМОВ ТИПА АСП

Последовательность работы механизмов АСП при выполнении спускоподъемных операций показана на рис. 24.6.

**Подъем инструмента.** 1. Талевый блок находится в крайнем нижнем положении. Клинья опущены и удерживают колонну труб. Ключ АКБ-3М отведен от колонны. Механизм расстановки свечей переносит свечу от центра скважины.

2. Талевой блок поднимает колонну бурильных труб. Клинья подняты, ключ АКБ-3М остается отведенным. Механизм расстановки свечей продолжает переносить свечу от центра скважины.

Таблица 24.4

**Данные для выбора числа свечей**

| Диаметр бурильной трубы, мм | Тип бурильного замка | Число свечей | Суммарная длина свечей, м | Диаметр бурильной трубы, мм | Тип бурильного замка | Число свечей | Суммарная длина свечей, м |
|-----------------------------|----------------------|--------------|---------------------------|-----------------------------|----------------------|--------------|---------------------------|
| 114                         | ЗН-140;<br>ЗШ-146    | 168          | 4200                      | 140                         | ЗН-172;<br>ЗШ-178    | 140          | 3500                      |
| 127                         | ЗУ-155               | 154          | 3850                      | 146                         | ТБПВ-146             | 146          | 3500                      |

3. Талевый блок, продолжая подъем касается центратора и поднимает его. Клинья подняты, ключ АКБ-3М отведен. Механизм расстановки устанавливает свечу на подсвечник. Механизм захвата освобождает свечу.

4. Талевый блок поднял колонну на длину одной свечи. Клинья опустились и захватили колонну. Ключ АКБ-3М подводится к колонне. Механизм расстановки передвигает механизм захвата в исходное положение. Центратор находится в верхнем положении.

5. Талевый блок опускается по колонне труб. Клинья опущены и удерживают колонну. Ключ АКБ-3М отвинчивает свечу. Механизм расстановки передвигает механизм захвата к центру скважины. Центратор опускается в исходное положение, центрируя свечу.

6. Талевый блок продолжает опускаться. Клинья остаются опущенными. Ключ АКБ-3М продолжает отвинчивать свечу. Механизм захвата подводится к очередной свече.

7. Талевый блок находится в нижнем положении. Клинья остаются опущенными. Ключ АКБ-3М отведен от колонны. Механизм захвата посредством механизма подъема захватывает свечу и выводит ее из центра и талевого блока.

**Спуск инструмента.** 1. Талевый блок находится в нижнем положении. Клинья опущены и удерживают колонну труб, ключ АКБ-3М отведен. Механизм расстановки свечей устанавливает свечу в центре скважины. Механизм захвата освобождает свечу.

2. Талевый блок поднимается по колонне. Ключ АКБ-3М начинает свинчивать свечу. Механизм расстановки перемещает механизм захвата от центра скважины за очередной свечой. Клинья опущены и удерживают колонну. Верхний конец свечи удерживается кулачками центратора.

3. Талевый блок продолжает подниматься по колонне и касается центратора. Ключ АКБ-3М заканчивает свинчивание. Клинья опущены и удерживают колонну. Механизм расстановки свеч продолжает движение от центра скважины.

4. Талевый блок поднялся на длину свечи. Элеватор захватил колонну и приподнял ее, клинья подняты. Ключ АКБ-3М отводится в исходное положение. Механизм расстановки подводит механизм захвата к очередной свече на подсвечнике. Центратор находится в крайнем верхнем положении.

5. Талевый блок опускает колонну. Центратор опускается в нижнее положение. Клинья подняты, ключ АКБ-3М отведен. Механизм захвата посредством механизма подъема захватывает очередную свечу. Механизм расстановки выносит свечу из подсвечника.

6. Талевый блок продолжает опускать колонну. Клинья подняты, ключ АКБ-3М отведен. Механизм расстановки движется со свечей к центру скважины.

7. Талевый блок опустил колонну в крайнее нижнее положение. Клинья опущены и удерживают колонну труб. Ключ АКБ-3М отведен. Механизм расстановки свечей продолжает движение со свечей к центру скважины.

### **24.3. БУРОВОЙ КЛЮЧ АВТОМАТИЧЕСКИЙ СТАЦИОНАРНЫЙ**

Автоматически стационарный буровой ключ АКБ-3М2 предназначен для свинчивания и развинчивания бурильных и обсадных труб в

процессе спускоподъемных операций при бурении нефтяных и газовых скважин.

Ниже приведена техническая характеристика ключа АКБ-3М2:

|   |                |
|---|----------------|
| Диапазон работы ключа, мм:  |                |
| для труб с бурильными замками .....   | 108–216        |
| для обсадных труб .....   | 114–194        |
| Допустимый износ бурильных замков, мм .....   | 9              |
| Частота вращения трубозажимного устройства (при давлении воздуха на входе в пульт 1 МПа), мин <sup>-1</sup> : |                |
| максимальная .....  | 84             |
| минимальная .....   | 80             |
| Номинальный крутящий момент, кН·м .....   | 12,0           |
| Максимальный крутящий момент, кН·м:   |                |
| при развинчивании .....   | 50             |
| при завинчивании без докрепления .....  | 18             |
| при завинчивании с одним докреплением .....   | 25             |
| Длина хода блока ключа, мм .....  | 1000           |
| Давление воздуха в сети (около пульта управления), МПа .....  | 0,7–1,0        |
| Расход воздуха на один цикл работы, м <sup>3</sup> .....  | 1,2            |
| Габаритные размеры, мм:   |                |
| ключа .....   | 1655×1013×2388 |
| пульта управления .....   | 750×415×1300   |
| Масса ключа, кг .....   | 2800           |

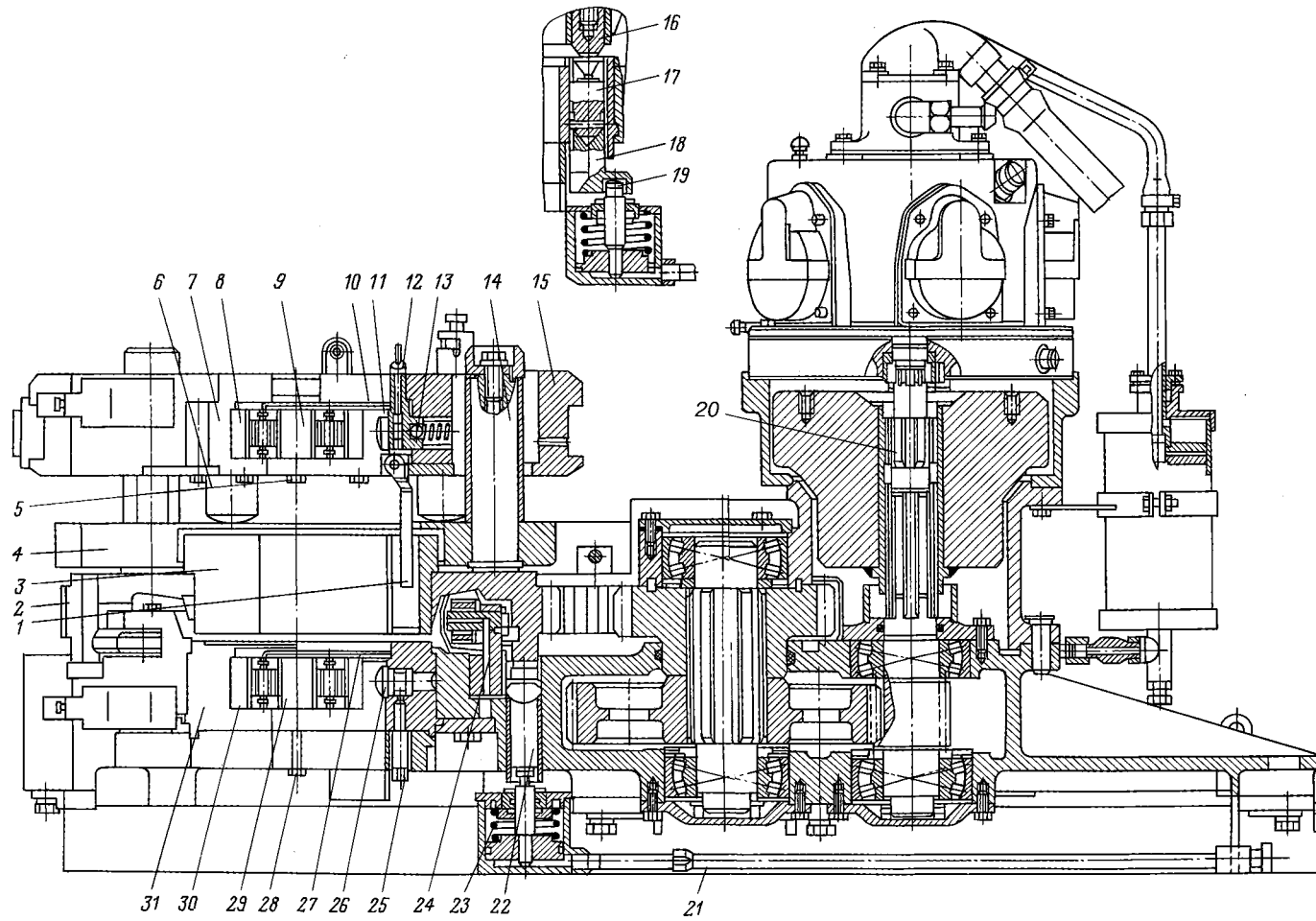
Привод трубозажимного устройства осуществляется от пневматического поршневого двигателя, привод остальных механизмов – от пневматических цилиндров диаметром 100, 120 и 170 мм. Управление ключом – дистанционное, с пульта управления.

Автоматический стационарный буровой ключ состоит из трех основных узлов: блока ключа, колонны с кареткой и пульта управления. Блок ключа (рис. 24.7) является основным механизмом, выполняющим операции завинчивания и развинчивания бурильных труб. Блок ключа представляет собой корпус, на котором смонтировано трубозажимное устройство, понизительный редуктор, пневмодвигатель, маховик, цилиндр зажима челюстей, блок цилиндров и пневмомасленки.

Блок ключа внизу имеет направляющие полозья, на которых он перемещается вдоль каретки под действием пневматических цилиндров двойного действия. Благодаря такому устройству блок ключа может подводиться или отводиться от бурильной трубы (центра скважины).

Трубозажимное устройство в основном состоит из верхнего «плавающего» корпуса 15 с зажимным приспособлением 9, нижнего зажимного приспособления 29 вмонтированного в корпус редуктора, разрезной шестерни 2 с втулкой 3, храповика и промежуточного диска 4 с тремя ведущими пальцами 14.

Трубозажимное устройство и корпус ключа в передней части имеют вырезы для прохода бурильной трубы. Каждое верхнее и нижнее трубозажимное приспособление состоит из пары сменных челюстей 8, 30, которые вставляются в челюстедержатели 7, 31 и удерживаются в них дугообразными пружинами 10, 27 и болтами 5, 28 вкладышей со спиральной поверхностью. Вкладыши устанавливаются по две пары в каждый корпус, причем в нижний корпус вмонтированы две пары вкладышей со спиральной поверхностью, а в верхний корпус трубозажимного устройства – две пары унифицированных (утолщенных) вкладышей 39, спиральные поверхности которых образуют при завинчивании угол 7°, а при развинчивании 9°. Челюстедержатели 7, 31 из своего начального положения могут проворачиваться на некоторый угол относительно своих корпусов; при этом челюсти



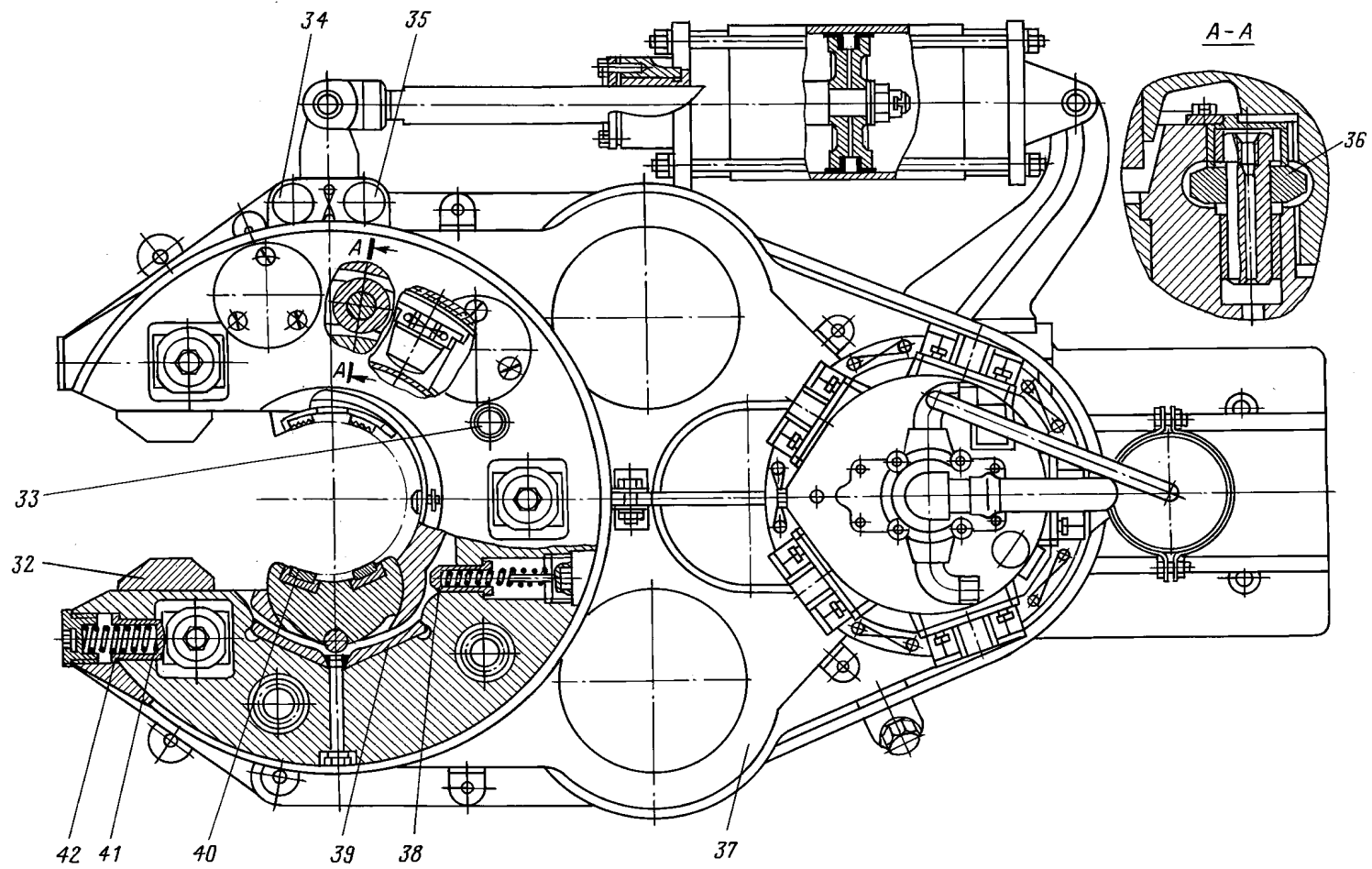


Рис. 24.7. Блок ключа

8, 30, скользя по спиральной поверхности вкладышей, сближаются и зажимают замок (трубу).

Для надежного сцепления с замком (трубой) челюсти имеют вставные сухари 40 с насечкой. При изменении диаметра бурильного инструмента проводится замена рабочих элементов ключа – челюстей 8, 30 и упоров 11, 26 в соответствии с новыми размерами.

Поворот нижнего челюстедержателя 31 осуществляется от пневматического цилиндра двойного действия, шток которого шарнирно связан с поводком нижнего челюстедержателя.

Поворот верхнего челюстедержателя осуществляется с помощью храпового устройства, представляющего собой пару храповиков 16 и 17, установленных во втулке 3 и нижнем челюстедержателе 31. Храповик 16 является неподвижным, храповик 17 выдвигается штоком 19 блока цилиндров в момент зажима челюстями бурильного замка.

Верхний челюстедержатель имеет хвостовик 1, свободно входящий в паз втулки 3. При вращении разрезанной шестерни в момент упора неподвижного храповика 16 в храповик 17, выдвинутый штоком 19, происходит кратковременная остановка втулки 3 и связанного с ней хвостовика 1 верхнего челюстедержателя 7. В результате дальнейшего вращения верхнего корпуса относительно неподвижного челюстедержателя 7 замок зажимается.

Для установки и фиксации верхнего челюстедержателя в среднем (нейтральном) положении при холостом вращении верхнего корпуса относительно трубы челюстедержатель подпирается двумя бойками 38 и стопорится шариковым фиксатором 13. Быстрая и точная остановка вращающихся частей трубозажимного устройства в нейтральном положении по окончании свинчивания или развинчивания для последующего отвода ключа от трубы осуществляется специальным устройством. Это устройство состоит из штока совмещения 22, который под действием поршня блока цилиндров выдвигается вверх и заскакивает в гнездо разрезной шестерни, останавливая вращающиеся части устройства. Для смягчения удара и предохранения деталей от поломок верхняя часть штока совмещения с двух сторон имеет скосы. Такие же скосы имеются и в гнезде шестерни. Шток совмещения может включаться только при вращении на малых оборотах, что предусмотрено конструкцией пульта управления. Для совмещения разрезной шестерни включение пневмодвигателя осуществляется в сторону освобождения челюстей.

Блок цилиндров имеет два поршня, один из которых соединен со штоком 18 храпового устройства включения верхних челюстей, а другой – со штоком совмещения 22. Поршни обоих цилиндров при выключении цилиндров из работы опускаются под действием собственного веса и пружин 23. Для спуска конденсата каждый цилиндр имеет спускную пробку. Чтобы устранить компрессию полости цилиндров, верхние части сообщаются между собой посредством специального отверстия. Сжатый воздух подводится и отводится по трубкам 21.

Верхний корпус трубозажимного устройства удерживается на некотором расстоянии относительно промежуточного диска четырьмя стаканами 30. При свинчивании верхний корпус сжимает пружины стаканов и опускается. При развинчивании верхний корпус поднимается, удерживаясь на замке (трубе) за счет сжатия трубы челюстями. Верхний корпус может также перемещаться в горизонтальной плоскости в двух направлениях от-

носительно разрезной шестерни. Одно перемещение осуществляется за счет зазоров между ведущими пальцами и овальными окнами корпуса, а другое, перпендикулярное к первому, – за счет зазоров между двумя пальцами разрезной шестерни и окнами промежуточного диска. Благодаря такой конструкции верхний корпус самоустанавливается по бурильному замку (трубе).

В передней части верхнего корпуса смонтированы два толкателя 41 с пружинами 42, с помощью которых верхний корпус поджимается к бурильному замку (трубе) упором 11, центрируя верхний корпус относительно бурильного замка (трубы). Для самоцентрирования блока ключа при подводе его к трубе в передней части зева ключа на нижнем и верхнем корпусах устанавливают четыре накладки 32 для работы с замками размером 146–155 мм и специальную накладку для работы с замками размером 108–118 мм. При работе с замками размером более 155 мм эти накладки снимают.

Для непрерывной передачи вращения разрезную шестерню соединяют двумя промежуточными шестернями редуктора. Разрезная шестерня центрируется десятью роликами 36 и опирается на пять конических подпоров, смонтированных в корпус редуктора. Все остальные шестерни редуктора вращаются на роликоподшипниках. Наружные шестерни закрыты защитными кожухами 37.

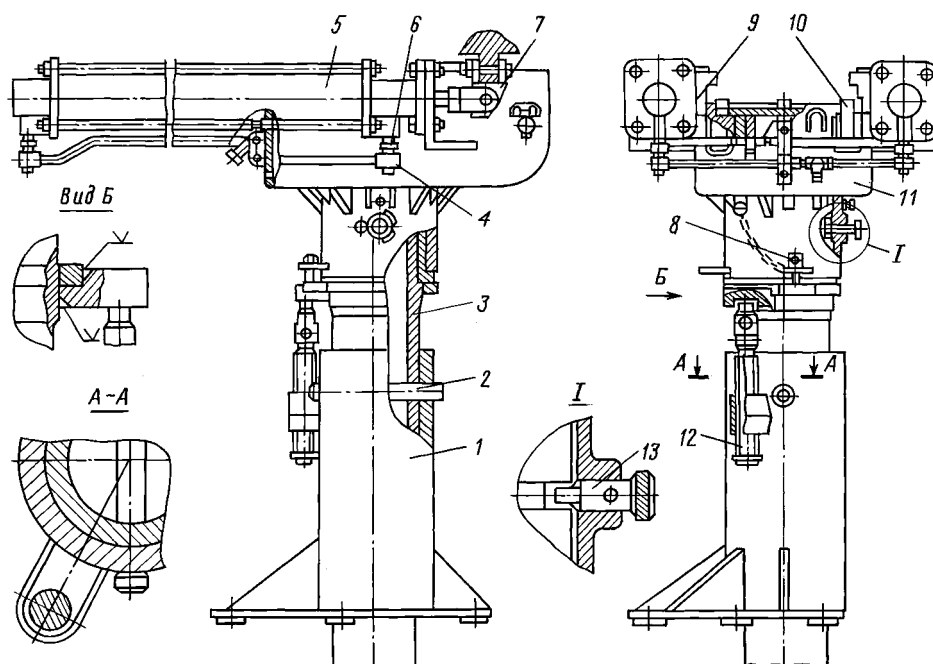
На ведущем вале редуктора посажен маховик. Маховик введен в конструкцию в целях увеличения крутящего момента, обеспечивающего раскрепление и закрепление резьбового соединения труб (замков), а также для сообщения трубе более равномерной частоты вращения.

При свинчивании и развинчивании труба вращается благодаря пневмодвигателю. Коленчатый вал двигателя соединяется с ведущим валом редуктора через маховик и шлицевый валик 20.

Колонна ключа с кареткой (рис. 24.8) состоит из пяти частей: каретки 11 двух пневматических цилиндров 5, колонны 3, тумбы 1 и домкрата 12. В верхней части каретки имеются свободно установленные на неподвижных осях тумбы 1 ролики 10, являющиеся нижней опорой ползьев блока ключа. Роль направляющих выполняют четыре Г-образных бронзовых вкладыша 9, одновременно являющихся верхней и боковой опорами ползьев блока ключа. Каретка свободно вращается на верхней части колонны, и ее положение при работе ключа фиксируется чекой 8. Смещение каретки вдоль колонны ограничено пальцем 13, свободно установленным в бобышке каретки и связанным с последней шплинтом. Плоский конец пальца 13 находится в кольцевой проточке колонны 3. С двух сторон к каретке жестко прикреплены пневматические цилиндры подвода-отвода блока ключа двустороннего действия (рис. 24.9). Цилиндры имеют с обеих сторон пневматические амортизаторы, предназначенные для плавной остановки ключа в крайних положениях. Степень амортизации регулируется иглами 1, 3 за счет изменения проходного сечения каналов. На крышках цилиндра имеются спускные пробки 2.

Оба штока цилиндра подвода-отвода шарнирно соединены с проушинами блока ключа с помощью подвесок. Для установки ключа на разной высоте колонна имеет возможность вертикального перемещения в основании, при этом каждое ее положение по высоте фиксируется валиком. Для бесступенчатого регулирования ключа по высоте при работе с элеваторами имеется домкратное устройство с длиной хода винта 150 мм.





**Рис. 24.8. Колонна ключа с кареткой:**  
 1 – тумба; 2, 7 – дугообразные пружины; 3 – колонна; 4, 6 – челюстедержатели; 8 – чека;  
 9 – вкладыш; 10 – ролик; 11 – каретка; 12 – домкрат; 13 – палец

Управление работой при завинчивании или развинчивании буровой колонны в процессе спуска-подъема инструмента осуществляется поочередным включением в работу механизмов ключа. Прежде чем начать работу ключом, буровая колонна должна быть посажена на клинья (элеватор); при этом замок, предназначенный к завинчиванию или развинчиванию, должен находиться на уровне нижних и верхних челюстей. После этого приступают к выполнению следующих операций: подвод ключа к трубе, зажим нижними челюстями бурового замка, завинчивание или развинчивание бурового замка, совмещение трубозажимных устройств, освобождение нижних челюстей и отвод ключа от трубы.

Вращение трубозажимного устройства блока ключа – от пневмодвигателя через редуктор. Каретка свободно вращается в верхней части колонны, ее положение при работе фиксируется. Каретка с блоком ключа может перемещаться вдоль колонны по высоте. Нижней частью ключ жестко крепится к основанию буровой.

Дистанционное управление работой ключа обеспечивает пульт.

Ключ буровой автоматический стационарный АКБ-3М2.Э2 с двухскоростным электроприводом вращателя разработан на базе ключа АКБ-3М2. Область применения, диапазон свинчивания и развинчивания соединений буровых и обсадных труб в процессе спускоподъемных операций для обоих указанных ключей аналогичны.

Основными узлами ключа АКБ-3М.Э2 являются блок ключа, колонна с кареткой и пульт управления. Ключ снабжен также системой обогрева (в зимний период) пневматических устройств.

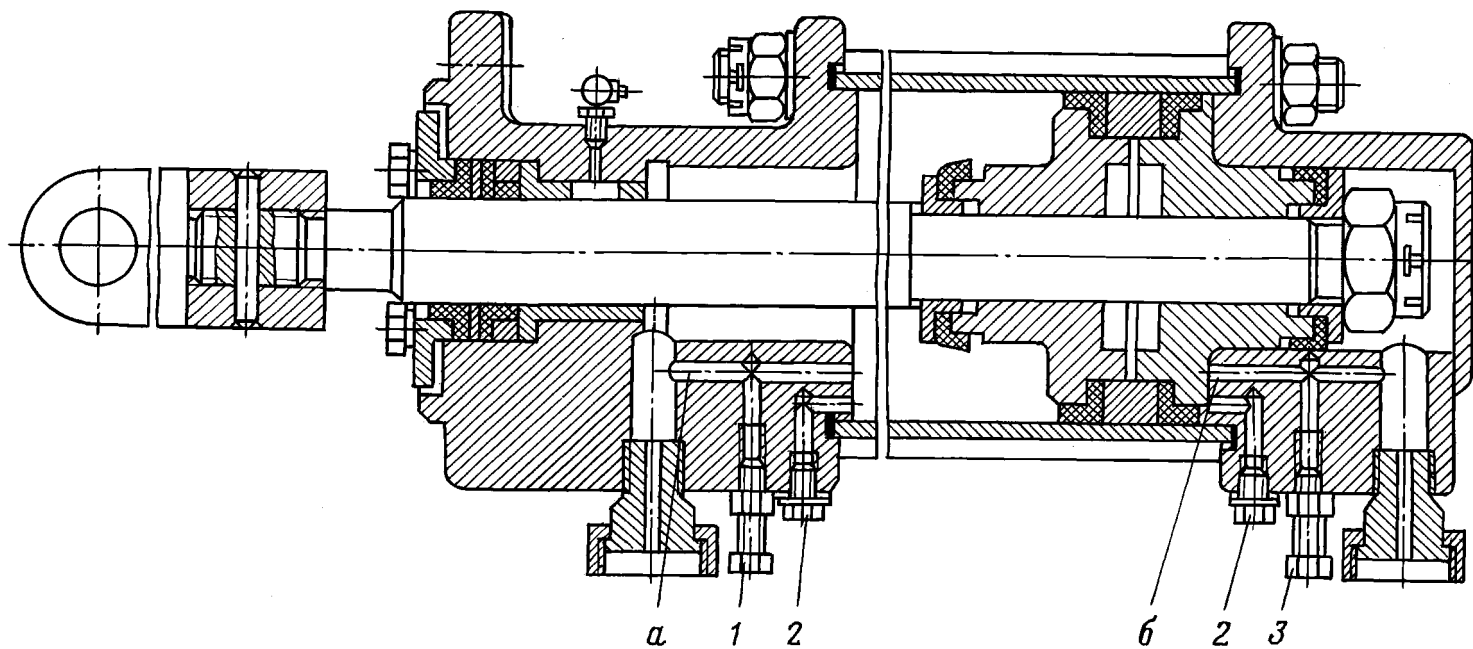


Рис. 24.9. Пневматический цилиндр двустороннего действия

Ключи буровые автоматические стационарные с гидроприводом КБГ и КБГ2 предназначены для механизации свинчивания-развинчивания бурильных, утяжеленных, обсадных, насосно-компрессорных труб и долот с контролем и автоматическим ограничением крутящего момента, а также для механизации наращивания бурильной колонны через дополнительный шурф разборки забойных двигателей на буровой. Их применяют на буровых установках со всеми типами встроенных в ротор клиновых захватов, в любых климатических условиях.

Буровой ключ КБГ2 состоит из механизма позиционирования, закрепленного на основании буровой, смонтированных на нем вращателя и стопорного ключа, а также пульта управления и силовой установки.

Вращатель – механизм, передающий крутящий момент на замок, выполняющий операции свинчивания-развинчивания. Защита резьбовых соединений от перегрузок обеспечена установкой датчика момента.

Стопорный ключ служит для удержания колонны от поворота, компенсации осевой нагрузки на резьбу от веса труб.

Вращатель со стопорным ключом могут плавно подниматься, опускаться и удерживаться на любом уровне механизма позиционирования, а также отводиться в сторону от центра скважины. Максимальный угол поворота ключа вокруг механизма позиционирования – 120°.

С пульта осуществляется дистанционное управление всеми механизмами ключа. Силовая установка компактно выполнена в виде отдельного блока.

Модульное исполнение трубозажимного устройства предусматривает возможность поставки ключа:

Таблица 24.5

**Техническая характеристика автоматических стационарных буровых ключей для бурения и ремонта нефтяных и газовых скважин**

| Показатель  | Тип бурового ключа      |                              |                                |                                |
|---|-------------------------|------------------------------|--------------------------------|--------------------------------|
|   | АКБ-3М2                 | АКБ-3М2.Э2                   | КБГ                            | КБГ-2                          |
| Условный диаметр захватываемый труб, мм:                              |                         |                              |                                |                                |
| насосно-компрессорных бурильных обсадных                              | –<br>108–216<br>114–194 | –                            | 89–299                         | 48–508                         |
| Максимальный крутящий момент, кН·м                                    | 30,0                    |                              | 65,0                           | 90,0                           |
| Частота вращения трубозажимного устройства, мин <sup>-1</sup>         | 0–105                   | 36–72                        | 0–80                           |                                |
| Приводная мощность, кВт   | 13,0                    |                              | 15,0                           |                                |
| Тип привода   | Пневматический          | Электрический                | Гидравлический                 | от электросети                 |
| Давление, МПа, не более:  |                         |                              |                                |                                |
| в гидросистеме  | –                       | –                            |                                | 32,0                           |
| в пневмосистеме   | 0,7–0,98                | 0,7–0,9                      | –                              |                                |
| Габаритные размеры, м: ключа (в сборке с механизмом позиционирования) | 1730×1013×2380          | 1730×1020×2700               | 1930×990×3475                  | 2065×1050×3300                 |
| пульта управления станции управления (силовой установки)              | 770×430×1320<br>–       | 790×430×1320<br>700×650×1600 | 570×690×1650<br>1550×1150×1250 | 570×690×1650<br>1670×1150×1300 |
| Масса ключа в собранном виде, кг                                      | 2700,0                  | 3300,0                       | 3700,0                         | 4100,0                         |
| Примечание. Изготовитель ключей указанных типов – АО «Ижнефтемаш».    |                         |                              |                                |                                |

в комплекте с двумя трубозахватами на диапазон диаметров 48–508 мм;

в комплекте с трубозахватом на диапазон диаметров 48–340 мм;

в комплекте с трубозахватом на диапазон диаметров 341–508 мм.

Технические данные буровых автоматических стационарных ключей приведены в табл. 24.5.

#### 24.4. ПНЕВМАТИЧЕСКИЙ КЛИНОВОЙ ЗАХВАТ

Пневматический клиновой захват предназначен для механизированного захвата и освобождения бурильных и обсадных труб при спускоподъемных операциях в процессе бурения нефтяных и газовых скважин.

Захват состоит из корпуса, в котором смонтированы два вкладыша с центратором; четырех клиньев в сборе с державками, установленными на верхних концах направляющих пневматического цилиндра для подъема и опускания клиньев с помощью рычага и крана управления направляющих планок, связанных между собой кольцом (рис. 24.10).

Управление – дистанционное с помощью педального крана, расположенного у поста бурильщика. Благодаря работе с захватом ускоряются спускоподъемные операции, механизмуется труд буровой бригады, обеспечивается безопасность работы.

По сравнению с элеватором пневматический клиновой захват значительно облегчает и ускоряет спускоподъемные операции, поэтому на практике преимущественно распространены роторы, оснащенные пневматическим клиновым захватом (ПКР).

Пневматический клиновой захват ПКР-560 (рис. 24.11) состоит из втулки 5, двух конических вкладышей 4, клиньев 2 с плашками 9. Втулки и вкладыши неподвижны относительно стола, а клинья с плашками могут перемещаться по наклонным пазам вкладышей. При перемещении вниз клинья скользят по наклонным пазам вкладышей и сближаются в радиальном

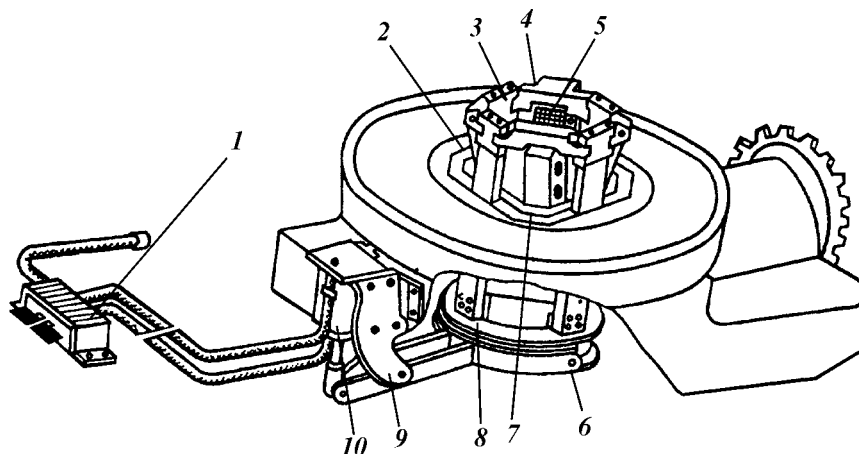


Рис. 24.10. Схема пневматического клинового захвата:  
1 – кран управления; 2 – корпус; 3 – планка; 4 – державка в сборе; 5 – клин; 6 – рычаг;  
7 – вкладыш; 8 – кольцо; 9 – кронштейн; 10 – цилиндр управления

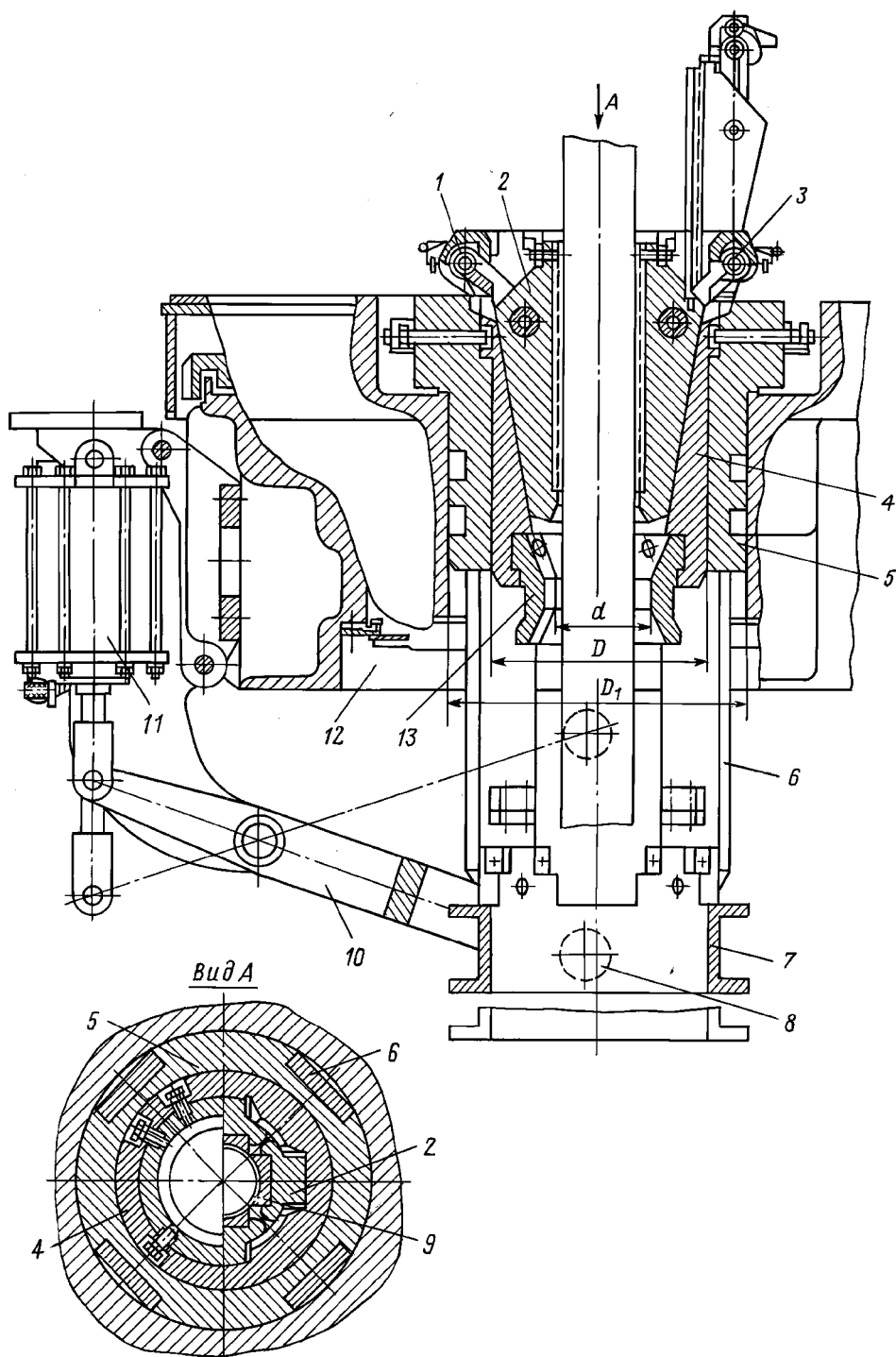


Рис. 24.11. Пневматический клиновой захват ПКР-560

направлении. Под действием радиального усилия, возникающего в клиньях от собственного веса колонны, плашки зажимают трубу и колонна удерживается в роторе. Для освобождения зажатой трубы клинья перемещаются вверх одновременно с колонной труб, поднимаемой крюком.

Привод клинового захвата осуществляется с помощью пневматического цилиндра 11, закрепленного на кронштейне станины 12 ротора. Шток пневматического цилиндра соединен с коротким плечом рычага 10. Длинное плечо рычага, конец которого имеет вилкообразную форму, надевается на ролики 8 кольцевой рамы 7, с которой соединяются стойки 6, перемещающиеся в вертикальных направляющих пазах втулки 5. Верхние концы стоек укреплены в траверсе 1, которая рычагами 3 соединяется с клиньями 2.

Под действием сжатого воздуха, подаваемого в поршневую полость пневмоцилиндра, шток поршня поворачивает рычаг 10 против часовой стрелки. При этом кольцевая рама 7 вместе со стойками 6, траверсой 4 и рычагами 3 перемещается вверх и поднимает клинья 2. Обратное перемещение клиньев осуществляется при подаче сжатого воздуха в штоковую полость пневмоцилиндра и повороте рычага 10 по часовой стрелке. Рычаги 3 обеспечивают перемещение клиньев в радиальном направлении при подъеме и опускании клиньев. Соотношение плеч рычага 10 выбирают в зависимости от хода поршня пневмоцилиндра и необходимой высоты подъема клиньев.

Вес бурильной колонны, удерживаемой клиновым захватом, ограничивается допустимым контактным давлением между плашками и телом трубы. Для снижения контактных давлений пользуются удлиненными клиньями и специальными плашками 13, обхватывающими трубу с минимальным зазором между их продольными торцами. В некоторых конструкциях вместо трех используют шесть клиньев, что способствует более равномерному распределению контактных давлений.

При недостаточной удерживающей способности клиновые захваты заменяют подкладным кольцом для установки элеватора или подкладными клиньями, удерживающими трубу за торец муфты. Для спуска обсадных труб, диаметр которых больше диаметра конусной втулки, используют подкладное кольцо, заменяющее клинья и конусную втулку.

Пневматический клиновой захват заблокирован с приводом ротора так, что при поднятом клиновом захвате исключается возможность вращения стола ротора. Во время бурения клинья с траверсой убираются и заменяются зажимом под ведущую трубу, а стойки с кольцевой рамой опускаются в крайнее нижнее положение. Управление пневматическим клиновым захватом осуществляется педальным краном, установленным у пульта бурильщика.

Техническая характеристика пневматических клиновых захватов типа ПКР приведена ниже:

| Тип захвата .....                             | ПКР-560 | ПКР-300 | ПКР-300М |
|---|---------|---------|----------|
| Диаметр, мм:                                  |         |         |          |
| стола ротора .....                            | 560     | 760     | 760      |
| отверстия внутренней неразъемной втулки ..... | 400     | 560     | 560      |
| пневматического цилиндра.....                 | 200     | 250     | 250      |
| Ход, мм:                                      |         |         |          |
| поршня пневмоцилиндра .....                   | 260     | 290     | 290      |
| клиньев .....                                 | 422     | 544     | 544      |
| Рабочее давление, МПа.....                    | 0,7–0,4 | 0,7–0,9 | 0,6–1,0  |
| Масса колонны, удерживаемой клиньями, т.....  | 320     | 320     | 320      |

|   |        |         |         |
|---|--------|---------|---------|
| Диаметр, удерживаемых труб, мм .....  | 73-168 | 114-140 | 114-299 |
| Масса (в т) подвешенной колонны, ограниченная допустимым контактным давлением между плашками и телом трубы толщиной 8 мм из сталей групп прочности: |        |         |         |
| Δ .....   | 90     | 90      | 90      |
| Е .....   | 125    | 130     | 130     |

Пневматический клиновой захват для обсадных труб ПКРО-560 (рис. 24.12) предназначен для механизированного захвата и совобождения обсадных труб при спускоподъемных операциях в процессе бурения нефтяных и газовых скважин на буровых установках с роторами Р-560 с проход-

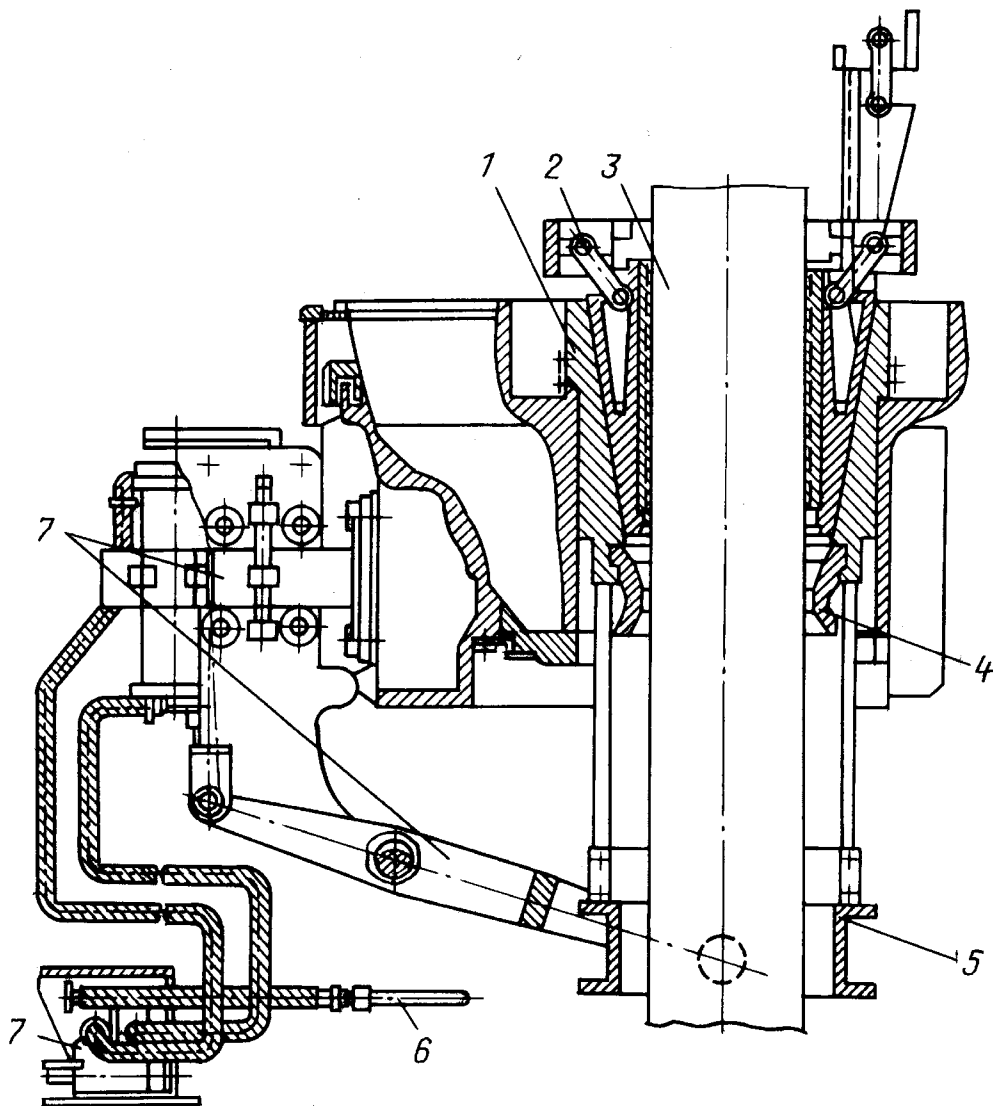


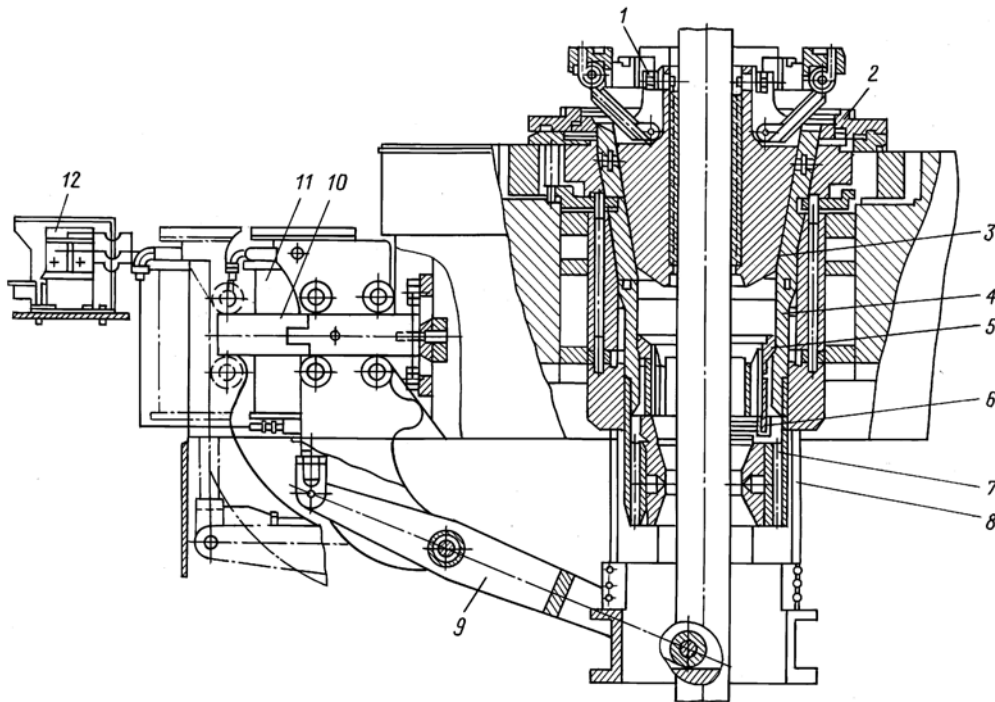
Рис. 24.12. Пневматический клиновой захват ПКРО-560М:  
1 — вкладыш; 2 — клинья с державками; 3 — обсадная труба; 4 — центратор; 5 — кольцо с планками; 6 — линия пневмосистемы буровой установки; 7 — приводная часть от клинового захвата

ным отверстием диаметром 560 мм. Пневматический клиновой захват ПКРО-560 самостоятельно не применяется, а устанавливается в ротор. Ниже приведена техническая характеристика клинового захвата ПКРО-560:

|   |  |
|---|--|
| Грузоподъемность, т:                          |  |
| номинальная .....                             | 200  |
| максимальная .....                            | 320  |
| Условный диаметр захватываемых труб, мм ..... | 194; 219; 245; 273;<br>299; 324  |
| Приводная часть .....                         | Рычаг, пневмоцилиндр<br>и кран управления (используются от клинового захвата для бурильных труб) |
| Габаритные размеры, мм .....                  | 700×700×1488   |
| Масса, кг:                                    |  |
| клинового захвата в сборе .....               | 892  |
| полного комплекта .....                       | 1785   |

Качество заготовок, используемых для изготовления деталей клиновых захватов, должно соответствовать: ГОСТ 8479-70 – на поковки из конструкционной углеродистой и легированной сталей; ГОСТ 977-75 – на отливки из конструкционной нелегированной стали; ГОСТ 1412-79 – на отливки из серого чугуна.

Допускается замена материалов, указанных в чертежах, материалами других, не более дефицитных марок, свойства которых не ухудшают ка-



**Рис. 24.13. Пневматические клиновые захваты ПРКБО-560 и ПКРБО-700:**  
1 – клинья; 2 – корпус; 3, 4 – разъемный и неразъемный вкладыши; 5 – шестерня; 6 – обтюратор; 7 – центратор; 8 – кольцо с планками; 9 – рычаг; 10 – подроторный кронштейн; 11 – цилиндр управления; 12 – кран управления

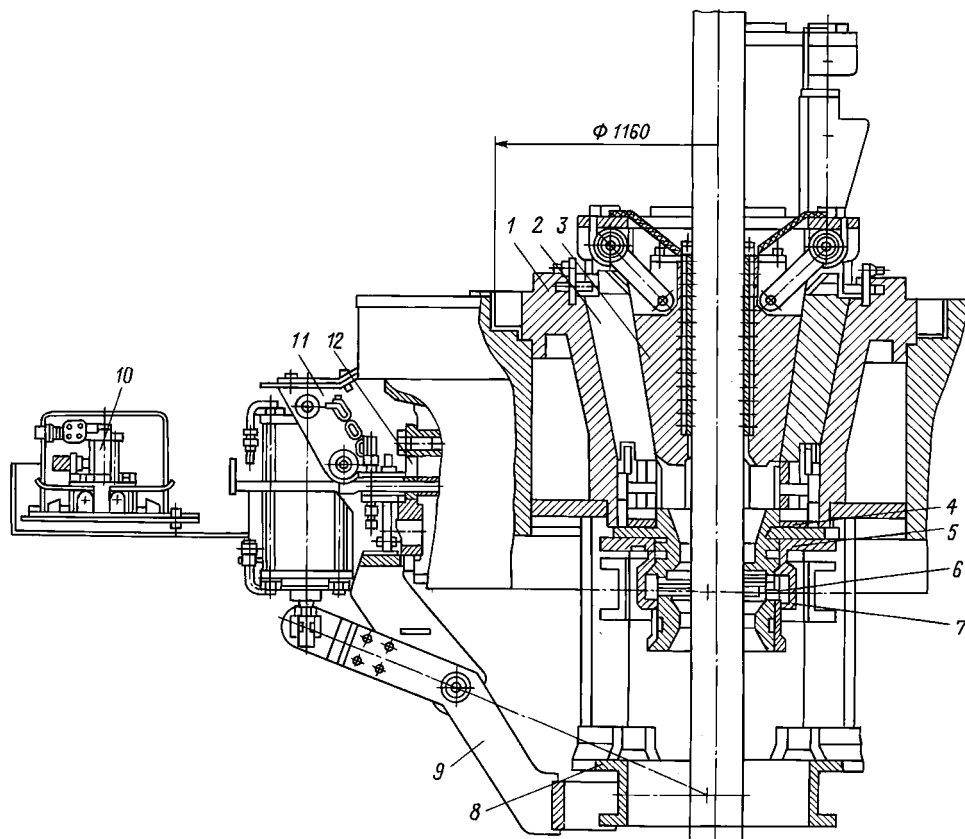


чества деталей и изделия в целом. Допуски на необработанные поверхности должны соответствовать: ГОСТ 2009–55 – для стальных отливок; ГОСТ 7505–74 – для горячих штампов; ГОСТ 7829–70 – для поковок.

Детали должны свариваться электродами по ГОСТ 9467–75, качество которых должно соответствовать ГОСТ 9466–75. Сварные швы должны очищаться от шлака, иметь равномерную чешуйчатую поверхность, быть плотными и хорошо проваренными, без незаплавленных кратеров, подрезов, трещин, свищей, пережогов, пористости, раковин, потеков и непроваров.

Дефектные места сварочного шва должны быть вырублены из основного металла и заварены вновь.

Пневматические клиновые захваты типа ПКРБО (рис. 24.13, 24.14) предназначены для механизированного, частично автоматизированного захвата в роторе насосно-компрессорных, бурильных, утяжеленных и обсадных труб, передачи вращения от ротора бурильной колонне через встроенный роликовый зажим, проведения работ без трудоемких операций по снятию и установке клиньев, вкладышей, зажимов ведущей трубы, смазы-



**Рис. 24.14. Пневматические клиновые захваты ПКРБО-950 и ПКРБО-1260:**

1 – корпус; 2, 4 – разъемный и неразъемный вкладыши; 3 – клинья; 5, 7 – верхний и нижний центраторы; 6 – обтюратор; 8 – кольцо с плашками; 9 – рычаг; 10 – кран управления; 11 – цилиндр управления; 12 – подроторный кронштейн

Техническая характеристика пневматических клиновых захватов

| Показатель   | Тип захвата   |               |                |                |
|--|---------------|---------------|----------------|----------------|
|  | ПКРБО-560     | ПКРБО-700     | ПКРБО-950      | ПКРБО-1260     |
| Допускаемая нагрузка (осевая), кН  | 3200          | 4000          | 6300           | 8000           |
| Условный диаметр захватываемых труб, мм  | 60–340        | 60–508        | 48–508         |                |
| Число размеров клиньев со сменными плашками  | 3             |               | 4              |                |
| Габаритные размеры, мм   | 1700×900×1650 | 1700×950×1650 | 1860×1160×1530 | 2300×1460×1530 |
| Масса с клиньями (для труб диаметром от минимального до максимального), кг                         | 3810          | 5600          | 6600           | 7100           |
| Примечание. Для указанных типов крутящий момент – 80 кН·м, давление в пневмосистеме – 0,7–0,9 МПа. |               |               |                |                |

ванию и очистке наружной поверхности труб на буровых установках 7-го класса для ПКРБО-560 и 8-го класса для ПКРБО-700, 9-го и 10-го классов для ПКРБО-950 и 11-го класса для ПКРБО-1260.

В табл. 24.6 дана техническая характеристика захватов этих типов.

Изготовитель пневматических клиновых захватов ПКР-560М, ПКРБО-560, ПКРБО-700, ПКРБО-950, ПКРБО-1260 – АО «Волгабурмаш».

## 24.5. ВСПОМОГАТЕЛЬНАЯ ЛЕБЕДКА

Вспомогательные буровые лебедки в комплекте оборудования начали применять в 1958 г. с буровыми установками Уралмаш 11-ДЭ. Они предназначены для подтаскивания грузов, а также для свинчивания и развинчивания бурильных и обсадных труб. Лебедка (рис. 24.15) состоит из сварной металлической рамы 2 с двумя вертикальными стойками 1, на которых смонтирован редуктор 10. В состав лебедки также входят электродвигатель 9, трансмиссионный вал, колоdkово-грузовой тормоз с электромагнитом 12, катушечный вал 11, направляющие ролики 5, закрепленные в специальном кронштейне, который образован из двух планок 3, изготовленных из уголкового железа. Благодаря этим роликам возможна работа канатов под необходимым углом. В полках планок 3 имеется ряд отверстий, в которые устанавливают ролики в зависимости от необходимого направления каната. Безопасная шпилевая катушка 4 посажена неподвижно на консольные концы катушечного вала и барабана 6. Барабан к валу подключается зубчатой муфтой 7 с помощью рукоятки 8.

В соответствии с кинематической схемой лебедки (рис. 24.16), движение на катушечный вал от электродвигателей 3 передается через понижительный редуктор 1, соединенный жесткой зубчатой муфтой 2 с трансмиссионным валом, и двухрядную цепную передачу с  $z = 21$  и  $z = 29$ . Электродвигатель 3 соединен с быстроходным валом редуктора посредством упругой втулочно-пальцевой муфты, выполненной вместе с муфтой предельного момента 4. При монтаже лебедку устанавливают на основания и

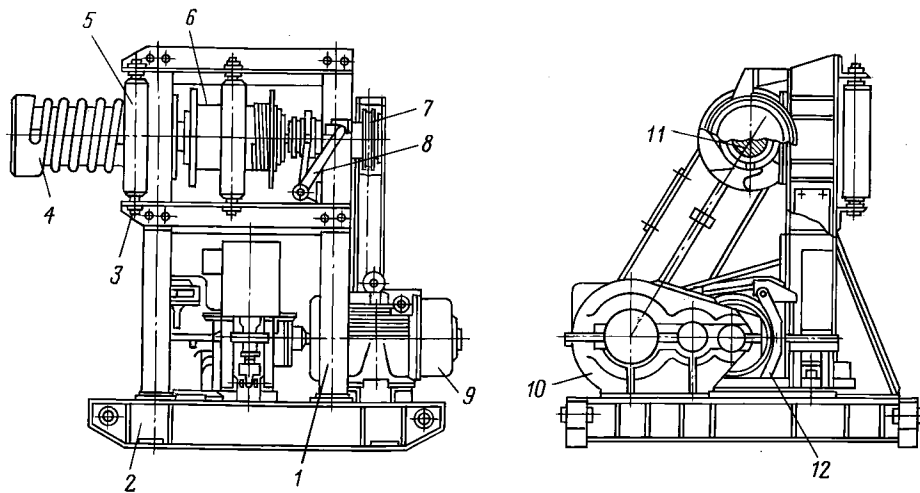


Рис. 24.15. Общий вид вспомогательной лебедки

закрепляют болтами. Лебедка также должна быть надежно зафиксирована от смещения в плоскости пола буровой, которое может возникнуть во время эксплуатации. Согласно инструкции необходимо регулярно смазывать редуктор, зубчатую муфту трансмиссионного вала, цепную передачу, все шариковые и роликовые подшипники, зубчатую муфту включения барабана, механизм включения муфты, шарниры рычажной системы колодочно-грузового тормоза.

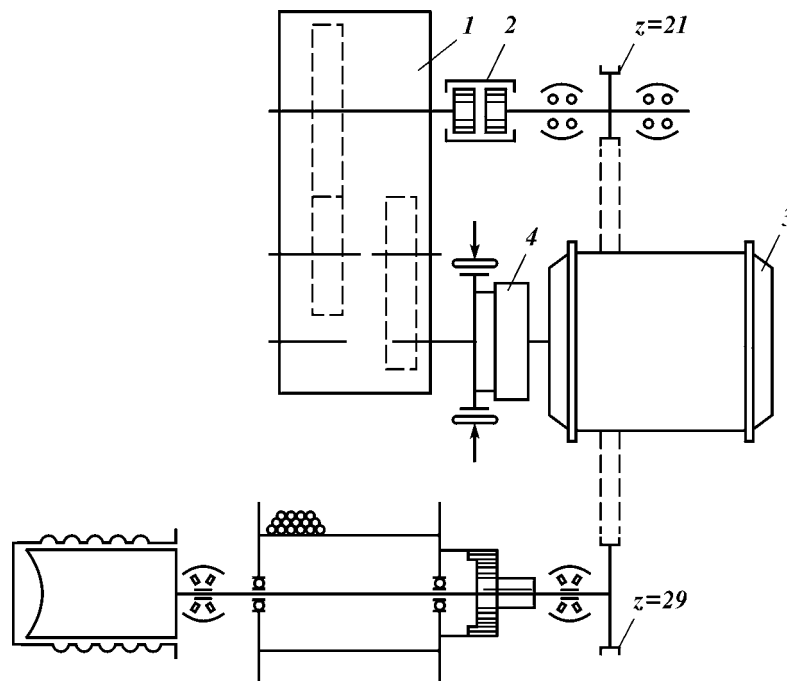


Рис. 24.16. Кинематическая схема лебедки

Морское бурение ведется почти в 70 странах и охватывает шельфы всех континентов. К 2000 г. открыто более 3000 морских нефтяных и газовых месторождений. В разработке находилось почти 2000 месторождений. Наиболее интенсивно развивалось бурения в Северном море. Ускоренными темпами развивается техника и технология глубоководного бурения и добычи нефти и газа. Имеются суда, с которых можно бурить скважины в водах глубиной до 2500 м.

Почти все морские месторождения, эксплуатируемые в настоящее время, разрабатываются со стационарных платформ. Рекордная глубина установки платформ – более 300 м. Известны проекты платформ на глубины более 500 м.

В 1970–1980 годах в Северном море установлены железобетонные платформы, удерживаемые на дне моря огромной собственной массой. Перспективными являются проекты и конструкции стационарных платформ упругого типа, платформ, закрепляемых оттяжками, и платформ с натяжными опорами.

Другая решаемая в настоящее время проблема – размещение устьевого оборудования непосредственно на дне моря. За последние 20 лет этот метод расположения оборудования устья скважин зарекомендовал себя положительно.

В последнее время возрос интерес к разработке месторождений в северных и арктических условиях шельфовых зон, которые слабо изучены, и требуются точные данные об окружающей среде. Самые большие проблемы в морских акваториях Северного Ледовитого океана связаны с ледовыми условиями и глубинами вод. Эти районы характеризуются многообразием условий работы, ледовой обстановкой, глубиной морских течений, рельефов местности и др. В будущем каждый район следует рассматривать отдельно, необходимо детально изучать условия месторождений в конкретном районе, для которого будут разрабатывать соответствующую технику и технологию их освоения.

### **25.1. ОСОБЕННОСТИ РАЗРАБОТКИ МОРСКИХ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ<sup>1</sup>**

Освоение морских нефтяных и газовых месторождений коренным образом отличается от разведки и разработки их на суше. Большая сложность и специфические особенности проведения этих работ в море обуславливаются окружающей средой, инженерно-геологическими изысканиями, высокой стоимостью и уникальностью технических средств, медико-биологическими проблемами, вызванными необходимостью производства работ под водой, технологией и организацией строительства и эксплуатации объектов в море, обслуживанием работ и т.п.

<sup>1</sup> Использованы труды С.Г. Скрышника.

Особенностью континентального шельфа нашей страны является то, что 75 % акваторий расположено в северных и арктических районах, которые продолжительное время покрыты льдами, а это создает дополнительные трудности для промышленного освоения. Окружающая среда характеризуется гидрометеорологическими факторами, определяющими условия проведения работ в море, возможность строительства и эксплуатации нефтепромысловых объектов и технических средств. Основные из этих факторов: температурные условия, ветер, волнения, течения, уровень воды, ледовый покров морей, химический состав воды и др. Учет этих факторов дает возможность оценить их влияние на экономические показатели поисково-разведочных работ и морской добычи нефти и газа. Строительство морских нефтепромысловых сооружений требует проведения инженерно-геологических изысканий морского дна. При проектировании фундаментов нефтепромысловых сооружений особое внимание уделяют полноте и качеству инженерно-геологических изысканий грунтов на месте и в лабораториях. Достоверность и полнота данных в значительной мере определяют безопасность эксплуатации сооружения и экономичность проекта.

Самые большие проблемы в морских акваториях Арктики связаны со льдами и глубинами моря. В зависимости от направления и силы ветра, глубины моря и морских течений, рельефа местности и свойств льда ледовая обстановка непрерывно изменяется и ее трудно прогнозировать.

С увеличением глубин моря резко возрастает стоимость разработки месторождений. На глубине 30 м стоимость разработки в 3 раза выше, чем на суше, на глубине 60 м – в 6 раз и на глубине 300 м – в 12 раз.

Проблемой пока являются прокладка и особенно обследование и ремонт подводных трубопроводов в межледовый период. Эксплуатация морских технических средств и в основном техники для подводных методов разработки требует обеспечения безопасного ведения подводно-технических работ при ремонте и осмотре подводной части плавучих средств и гидротехнических сооружений. Необходимо также решать задачи по медико-биологическому обеспечению жизнедеятельности человека, в том числе в экстремальных условиях.

Разведка и разработка морских нефтяных и газовых месторождений – сложные в техническом отношении операции, весьма дорогостоящие и связанные со значительным риском. Основные проблемы при освоении этих месторождений – проблемы техники и технологии производства этих работ.

## **25.2. ОСНОВНЫЕ ВИДЫ ТЕХНИЧЕСКИХ СРЕДСТВ ДЛЯ ОСВОЕНИЯ МОРСКИХ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ**

Комплекс технических средств для освоения нефтяных и газовых месторождений состоит из большого числа типов и видов уникальных и дорогостоящих гидротехнических сооружений геологоразведочного, бурового и нефтепромыслового оборудования, систем связи, навигации, охраны окружающей среды и другой техники. Этот комплекс включает:

технику, предназначенную для изучения условий окружающей среды в районе производства работ. Для этих целей существует ряд научно-иссле-

довательских служб, центров, организаций, занимающихся комплексным изучением окружающей среды, разработкой программ и методик и оснащенных техническими средствами, включающими научно-исследовательские гидрометеорологические станции, автоматические станции на свайных сооружениях, технику по изучению батиметрических условий, химического состава воды, волнения, течений и др.;

технические средства связи и навигации, состоящие из комплекса аппаратуры, позволяющей использовать через геостационарные спутники связи большое количество телефонных и телеграфных каналов связи с большой степенью надежности (99,9 %), широко применять спутниковые навигационные системы, работающие в автоматическом режиме и т.п.;

технические средства для производства геофизических работ, состоящие из геофизических судов, аппаратуры и оборудования для автоматической обработки информации, многоканальных цифровых сейсмических станций, обеспечивающих обработку данных на борту судна и подготовку материала для ввода данных в ЭВМ. Координаты производства работ определяют через спутники связи;

технические средства для глубокого разведочного бурения нефтяных и газовых скважин (СПБУ, ППБУ, БС), подводный устьевой комплекс;

технические средства для геолого-инженерных изысканий, включающие средства колонкового бурения, специальные суда детальных исследований с обработкой данных на ЭВМ;

технику эксплуатационного бурения и добычи нефти и газа, состоящую из морских стационарных платформ различных типов и конструкций, оборудования для добычи нефти и газа, технических средств для подводной добычи нефти и газа, системы управления и контроля, технических средств для освоения и добычи нефти и газа в северных и арктических акваториях;

технические средства для подготовки и транспортирование нефти и газа, включающие морские гидротехнические сооружения, береговые базы хранения нефти и газа, нефтегазопроводы, системы управления и контроля за транспортированием нефти и газа и пр.;

технические средства для строительных и монтажных работ на гидротехнических сооружениях, МСП различных типов и других строительных объектов, средства строительства трубопроводов (подводных и наземных), краново-монтажные суда, спускные и транспортные баржи, подъемно-монтажные средства береговых баз, сваебойное оборудование, трубоукладочные баржи и др.;

подводную и водолазную технику, состоящую из обитаемых (нормобарических и гипербарических) и необитаемых аппаратов (плавающих и донных) судов-носителей, систем жизнеобеспечения, снаряжения водолазов и акванавтов и т.п.

технические средства для обслуживания работ в море, состоящие из многоцелевых судов, буксиров, буксиров-раскладчиков, якорей, пожарных судов, оборудования береговых баз обслуживания, специальных судов, судов по ликвидации открытых фонтанов, пассажирских судов; вертолетов и другой техники;

технические средства по предотвращению загрязнения окружающей среды, в частности судов – сборщиков разлитой нефти, боновых заграждений химических реагентов по нейтрализации загрязняющих и токсичных продуктов и пр.

### **25.3. ПЛАВУЧИЕ БУРОВЫЕ СРЕДСТВА (ПБС)**

Бурение нефтяных и газовых скважин в условиях моря и континентального шельфа осуществляют при различных глубинах моря, состоянии грунта, волнении моря, ледовой обстановке и других факторах с буровых судов, барж, плавучих установок самоподъемного, полупогружного и погружного типов. Один из основных факторов выбора типа ПБС – глубина моря на месте бурения. Плавучие установки полупогружного типа применяют для геологоразведочных работ при глубинах моря до 300 м с якорной системой удержания над устьем бурящейся скважины и более 300 м с динамической системой стабилизации.

Буровые суда (БС) используют в основном для бурения поисковых и разведочных скважин в отдаленных районах при глубинах моря до 1500 м и более. Высокая скорость передвижения (до 25 км/ч) обеспечивает быстрое перебазирование с законченной скважины на новую точку, однако они ограничены в работе в случае волнения моря. Бурение скважин с плавучих установок полупогружного типа (ППБУ) осуществляют при значительно большем волнении моря, однако ППБУ имеют малую скорость передвижения с пробуренной скважины на новую точку.

Плавучие буровые средства классифицируют прежде всего по способу их установки над скважиной в процессе бурения, разделяя на два основных класса: опирающиеся при бурении на морское дно и находящееся при бурении в плавучем состоянии. К I классу относят плавучие БУ самоподъемного (СПБУ) и погружного (ПУ) типов, ко II классу – полупогружные буровые установки (ППБУ) и буровые суда (БС).

СПБУ имеют большие корпуса, значительный запас плавучести (экипированы всем оборудованием, инструментом, материалами). При буксировке опоры подняты, а на точке бурения опоры опускаются на дно и задавливаются в грунт; корпус поднимается по этим опорам на расчетную высоту над уровнем моря.

ПУ применяют на мелководье. При заполнении водой нижних корпусов либо стабилизирующих колонн они устанавливаются на морское дно.

ППБУ и БС в рабочем состоянии находятся на плаву и удерживаются якорными системами или системами динамической стабилизации.

### **25.4. САМОПОДЪЕМНЫЕ ПЛАВУЧИЕ БУРОВЫЕ УСТАНОВКИ (СПБУ)**

#### **НАЗНАЧЕНИЕ И ТИПЫ СПБУ**

Такие установки применяют главным образом в разведочном бурении в акваториях при глубинах моря 30–120 м. СПБУ состоят из плавучего понтона (это корпус установки) и трех и более выдвижных опорных колонн, размещающихся в углах корпуса при числе колонн 3–5 и длинных сторонах корпуса при шести и более опорах.

На корпусе СПБУ размещают технологическое, энергетическое и вспомогательное оборудование, технологические материалы, топливо, питьевую и техническую воду, инструмент, трубы, жилые и служебные помещения, склады, вертолетную площадку и т.д. При транспортировании

СПБУ перемещается с поднятыми и закрепленными опорами. На точке бурения колонны с помощью подъемных устройств опускают, и корпус с установленным оборудованием, материалами, инструментом поднимается по опорным колоннам на высоту, исключая удар волны о днище корпуса. Возвышение днища над уровнем спокойной воды регламентируется Правилами Регистра РФ. Его определяют с учетом астрономических и штормовых приливов не менее чем на клиренс (в м):

$$H = 0,6h_{50} + 1,5,$$

где  $h_{50}$  – экстремальная высота волны 50-летнего шторма для данного района моря, м.

СПБУ различают в зависимости от конструктивных особенностей: по конструкции опорных колонн и подъемных устройств. На выбор числа опорных колонн влияют: глубина моря, гидрометеорологические условия, способ задавливания опорных колонн в грунт и их извлечения из грунта, характер морского дна, общая масса поднимаемого корпуса, технологичность и трудоемкость изготовления и др.

На больших глубинах возрастают волновые нагрузки на колонны.

С целью обеспечить прочность на изгиб большой длины колонн требуется увеличение ее поперечного сечения, поэтому на глубинах более 60 м в установках применяют не более четырех опор со значительным преобладанием установок с тремя опорами; начиная с глубины 90 м используют установки только с тремя опорами.

На глубинах до 45 м применяют установки с цилиндрическими опорами (примерно 65–70 %) и в диапазоне глубин от 45 до 75 м – установки с цилиндрическими и ферменными опорами; на глубинах свыше 75 м используют установки только с ферменными опорами. Конструкции ферменных опор проектируют прямоугольной, квадратной и треугольной формы. Наиболее удачная конструкция – опора треугольного сечения, она вписывается в треугольную форму корпуса и имеет относительно меньшее число элементов, подверженных воздействию волн. Нижние концы опор заканчиваются башмаками или общей опорной плитой, связывающей опорные колонны между собой.

Имеются подъемные устройства, состоящие из пары ведущих колес, находящихся в зацеплении с двойной зубчатой рейкой. Число пар ведущих колес может быть от двух до шести и более в зависимости от грузоподъемности подъемной системы СПБУ. Отличительная особенность этих устройств – непрерывный подъем корпуса, при этом исключаются паузы в процессе подъема платформы СПБУ. Подъем и спуск опор могут осуществляться одновременно и раздельно. Привод зубчатой шестерни имеет надежный дисковый тормоз со встроенным редуктором и поворотным механизмом, обеспечивающим подъем и спуск платформы со скоростью 0,4–0,9 л м/мин. Имеются спускоподъемные устройства, позволяющие осуществлять спуск и подъем опор со скоростью 0,46–1,37 м/мин (СПБУ «Летурно»).

#### ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЕ ОБОРУДОВАНИЕ СПБУ

Опыт производства буровых работ в морских акваториях определил требования, предъявляемые к плавучим буровым установкам:

высокая производительность при строительстве скважины;



быстрое перемещение с оконченной бурением скважины на новую точку;

обеспечение ее мореходности при переходе на различные расстояния; обеспечение безопасности производства работ;

автономность, т.е. обеспечение достаточными запасами материалов для нормального бурения, а также продуктами, нормальными жилищными условиями обслуживающего персонала и др.

комплекс технологического оборудования включает:

буровое оборудование для бурения скважины;

оборудование по приготовлению, подаче, утяжелению регенерации и хранению бурового раствора, очистке раствора от выбуренной породы;

оборудование для приема и хранения порошкообразных материалов для приготовления бурового и цементного растворов;

оборудование для приготовления цементного раствора и нагнетания его в скважину при креплении скважины;

оборудование для производства электрометрических и каротажных работ в скважине;

подводное устьевое (противовыбросовое) оборудование;

оборудование для освоения скважины;

вспомогательное оборудование (грузоподъемные краны, тельферы, оборудование малой механизации и др.);

оборудование по предотвращению загрязнения моря;

системы управления и контроля технологического процесса строительства скважины.

В соответствии со степенью ответственности и опасности участки производства буровых работ классифицируют по зонам, составляющим в целом район буровой скважины: устье скважины, резервуары с буровым раствором, циркуляционная система буровых растворов, включая буровые насосы, вибросита, песко- и илоотделители, дегазаторы и другие механизмы.

В зависимости от класса и зоны предъявляют требования к размещению и исполнению того или иного механизма или типа оборудования. Ниже в качестве примера приведено описание размещения технологического оборудования на СПБУ «Бакы».

На подвышечном портале (рис. 25.1, а) установлены: буровая вышка (рис. 25.1, б) механизм крепления неподвижного конца талевого каната 1 вспомогательная лебедка 2, стойка для крепления машинных ключей 3, касеты для установки УБТ 4, подсвечник 5 для ручной расстановки свечей бурильной колонны, ограничитель подъема талевого блока 6, ротор 7, главный пульт бурильщика 8, электропривод буровой лебедки 9, воздухосборник 10, регулятор подачи долота 11, буровая лебедка ЛБУ-1700 12, ключ АКБ-3М2 13, пневмораскрепитель 14, кабина с КИП 15, магазин автоматической расстановки свечей 16, пульт управления СПО 17 и пульт управления вспомогательной лебедкой 18.

На буровой вышке (см. рис. 25.1, б) установлены: кронблок 1, балкон механизма переноса свечей 3, механик захвата и механизм подъема свечей, талевый блок, подвешенный на талевом канате 4, автоматический элеватор и вертлюг 5. При ручной расстановке свечей взамен талевого блока и автоматического элеватора применяют крюкоблок. Кроме этого, на вышке расположены монтажный блок, подвижный центратор 2, нижний блок, укрытие, подвески машинных ключей и др.

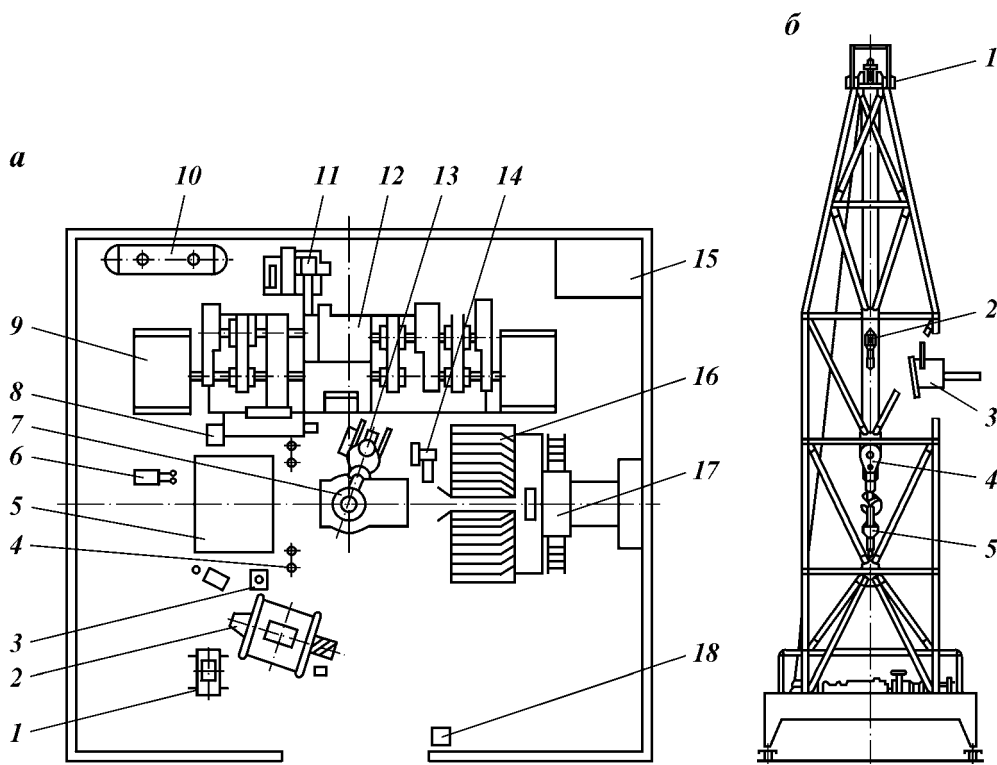


Рис. 25.1. Подвышечный портал на СПБУ «Бакы» (а) и буровая вышка (б)

На главной палубе (рис. 25.2) размещена циркуляционная система, включающая блок рабочих емкостей 1 общей вместимостью 120 м<sup>3</sup>. На блоках смонтированы: сдвоенное вибросито 6 для очистки бурового раствора производительностью 50–60 л/с, вакуумный дегазатор 7 для дегазации бурового раствора, пескоотделитель 2, шламовые насосы 3 для подачи воды или раствора в гидросмесители, механические 8 и гидравлические 4 перемешиватели. В зоне обслуживания крана, около вибросит, установлены специальные контейнеры для сброса шлама 5 выбуренной породы и отправки его на берег.

Под порталом на площадке установлены: противовыбросовое оборудование, включающее два плащечных превентора, универсальный превентор, гидроуправление превенторами и задвижками, манифольд; аварийный (ручной) привод закрытия и открытия плашек превенторов; трубопроводы гидравлического управления. Управление превенторами и задвижками манифольда осуществляется дистанционно с двух пультов: основного, размещенного вне буровой площадки, и вспомогательного, установленного у поста бурильщика. В трюмах размещены: в отсеке запасных емкостей запасные емкости бурового раствора, в насосном отделении – три буровых насоса У87-М2 с электроприводами, два шламовых насоса и насос 9МГР.

В помещении для хранения порошкообразных материалов установлено

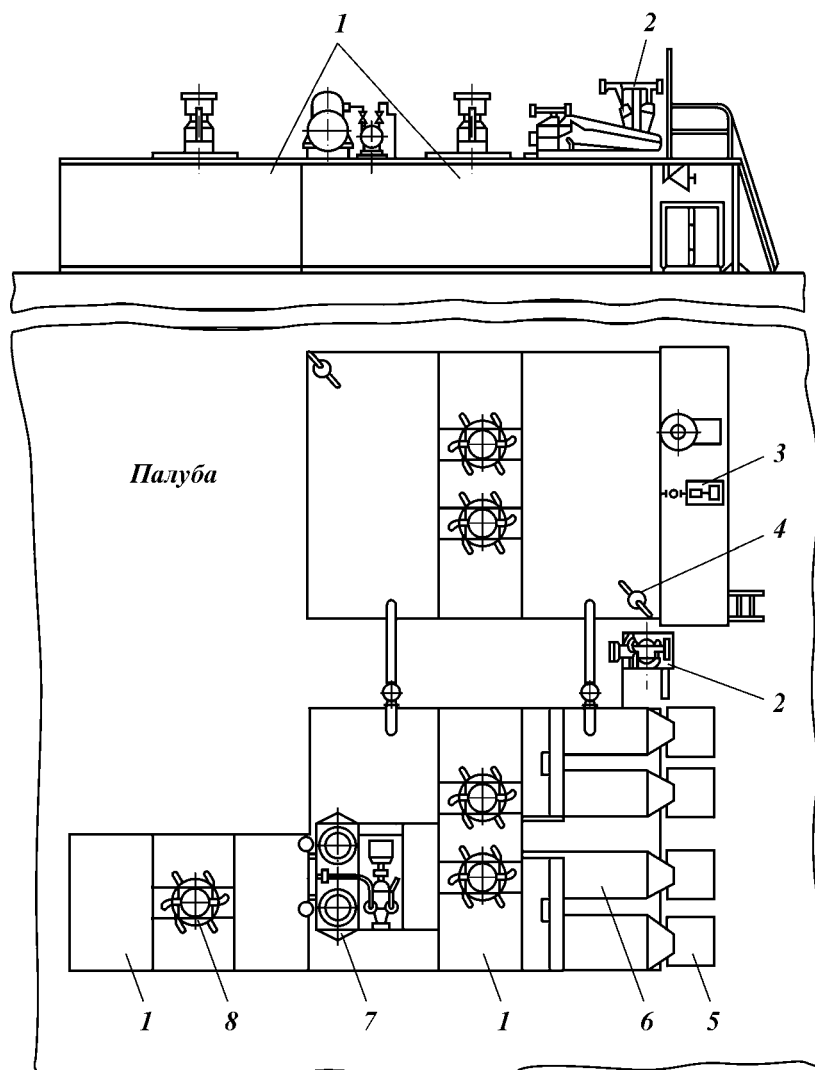
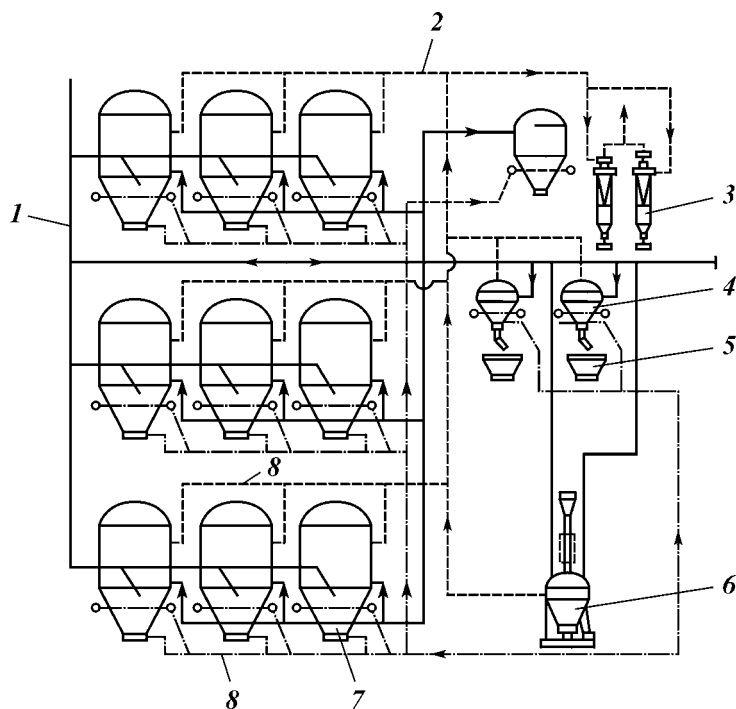


Рис. 25.2. Оборудование для приготовления и циркуляции бурового раствора

оборудование для хранения и транспортирования бентонита, барита и цемента (рис. 25.3), состоящее из бункеров для хранения 7, бункеров-весов 6, гидросмесителей 5, разгрузочного бункера 4, циклонов 3, трубопроводов сжатого воздуха 8 и трубопроводов вентиляции 2. Весь комплекс этого оборудования обвязан трубопроводами 1 с запорной арматурой в единую технологическую схему, обеспечивающую транспортирование сыпучих материалов для приготовления буровых и цементных растворов.

Порошкообразные материалы подают в бункеры с помощью сжатого воздуха. Бункеры снабжены резиновыми грибками для аэрации порошка, который поступает по трубопроводу в разгрузочный бункер, где воздух отделяется от порошка. Наиболее легкие частицы порошка вместе с воздухом поступают в циклоны, где воздух очищается от пыли и выпускается в атмо-

Рис. 25.3. Система приема, хранения и транспортирования порошкообразных материалов



сферу, а порошок, накопившийся в циклонах, периодически выгружается в мешок и подается на склад сыпучих материалов. Поступление и расход порошка контролируются с помощью бункеров-весов. Трубопроводная система пневмотранспорта выполнена так, что обеспечивает подачу сыпучих материалов из любого бункера к оборудованию по приготовлению буровых растворов, а также перемещение их между бункерами. Ниже дана краткая техническая характеристика этой системы:

|  |     |
|--|-----|
| Максимальная производительность системы, т/мин, при транспортировании: |     |
| барита .....   | 2   |
| бентонита .....  | 1   |
| цемента .....  | 3   |
| Избыточное давление воздуха, МПа .....                                 | 0,3 |
| Максимальный расход воздуха, м <sup>3</sup> /мин .....                 | 24  |
| Влажность порошкообразных материалов, %:                               |     |
| барита и цемента .....   | 3   |
| Максимальная .....   | 5-8 |

При приготовлении бурового раствора бентонит или барит подают из разгрузочного бункера в гидросмесители, и приготовленный в гидросмесителях раствор поступает в запасные или рабочие емкости.

В помещении установлено цементировочное оборудование, состоящее из насосных агрегатов, установки для приготовления раствора, манифольда пульта управления процессом цементирования скважины.

Цементировочное оборудование (рис. 25.4) размещено в трюме среднего понтона и состоит из: цементировочного агрегата 5 с насосом 11-Т, продавочного насоса 4, водоподающего блока 3, бункера хранения цемента 1, бункера разгрузки 15, шиберной заслонки 14, распределителя цемента 13, цементно-смесительной воронки 12, приемной емкости цементного раствора 11, мерной емкости для продавочного раствора 9, устройства устья

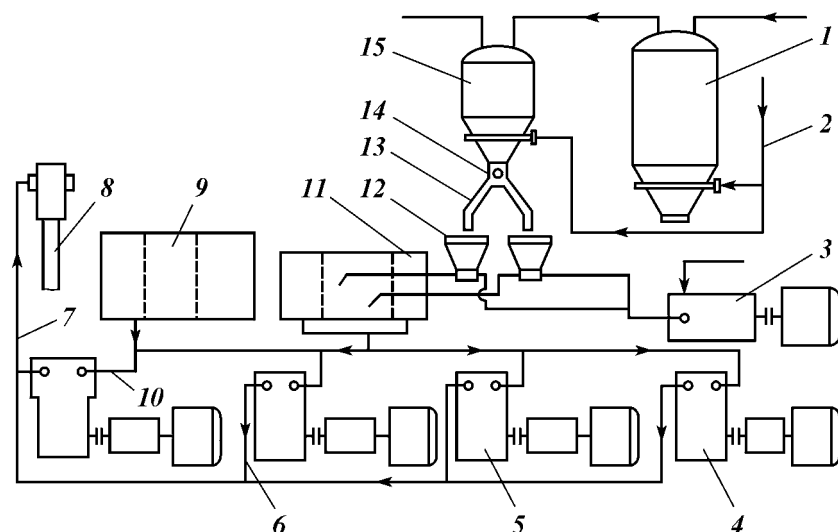


Рис. 25.4. Цементирующее оборудование СПБУ «Бакы»

скважины 8, воздухопровода 2, цементопровода 7, всасывающего 10 и нагнетательного 6 трубопровода.

Цементный раствор готовят на специальной установке, состоящей из двух цементомешалок, приемного бака, водоподающего блока и разгрузочного бункера.

#### ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЕ ОБОРУДОВАНИЕ СПБУ

Специфика производства буровых работ в морских акваториях обусловила применение автономных энергетических установок, состоящих из дизель-генераторов, объединенных в единую энергетическую систему и устанавливаемых обычно в трюме, в машинном помещении с возможно большим удалением от устья скважины.

Непосредственно около исполнительных агрегатов и механизмов, размещаемых на открытых площадках и в помещениях, устанавливают индивидуальные электроприводы. Питание энергией этих приводов осуществляется с помощью электромашинной передачи, которая в условиях морского бурения приобретает решающее значение.

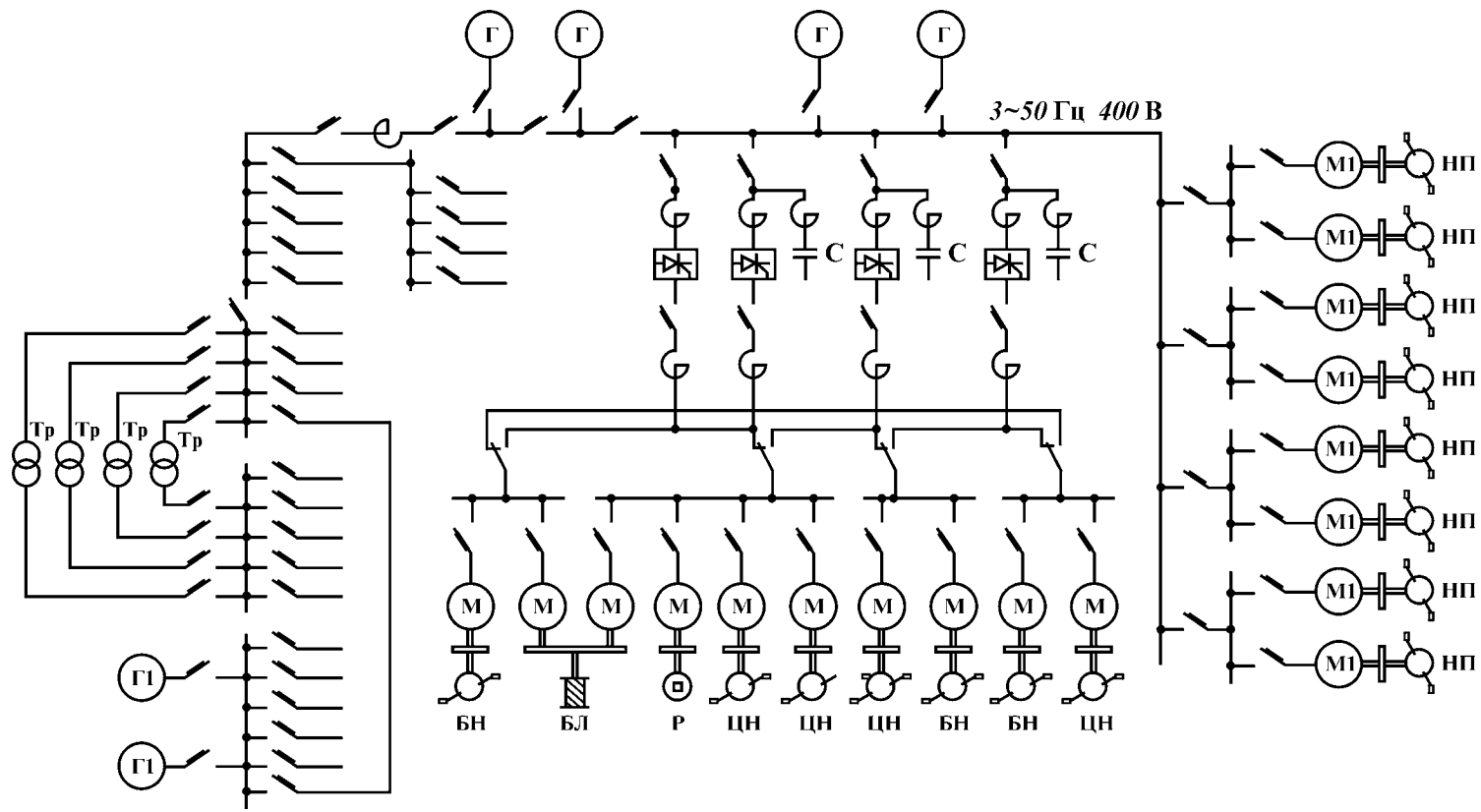
В последние годы преимущественное распространение получила система электропривода переменного-постоянного тока на базе силовых тиристорных преобразователей по схеме синхронный генератор – тиристорный преобразователь – электродвигатель постоянного тока.

Главный пост управления (ГПУ) СПБУ располагается вне машинных помещений на максимально возможном удалении от взрывоопасных пространств. Его оборудуют:

- органами управления главных механизмов и механизмами подъема и спуска корпуса СПБУ;

- приборами для контроля работы подъемных устройств;

- сигнализацией о готовности к работе подъемных устройств и системы дистанционного управления;



**Рис. 25.5. Упрощенная схема электроснабжения СПБУ «Баки»:**  
 Г – основные генераторы переменного тока (1250 кВ·А, 400 В); БЛ – буровая лебедка; БН – буровой насос; Г1 – вспомогательные генераторы переменного тока (200 кВ·А, 400 В); М – электродвигатель постоянного тока; М1 – электродвигатель переменного тока; НП – насос системы гидроподъема; Р – ротор; С – конденсаторная батарея; Тр – понижающий трансформатор 400/230 В; ЦН – цементировочный насос

приборами для контроля положения корпуса СПБУ;  
 устройствами для отключения любого из подъемных механизмов в случае его неисправности;

устройствами для включения аварийных стопорных устройств, разгружающих гидравлическую систему;

средствами связи и сигнализацией о неисправности в устройствах подъема и спуска корпуса СПБУ.

На рис. 25.5 приведена упрощенная схема электроснабжения на СПБУ «Бакы».

Приводная мощность буровых лебедок в зависимости от класса буровой установки колеблется в пределах 735–2200 кВт. Имеются случаи применения буровых лебедок приводной мощностью 3876 кВт (СПБУ «Диксилен-3-70») и насосной группы – 4853 кВт (СПБУ «Пенрод 61»).

Ниже в качестве примера приведены основное и вспомогательное оборудование энергетической установки СПБУ «Бакы» и их техническая характеристика:

| Оборудование .....                      | Основное   | Вспомогательное     |
|---|--|---------------------|
| <i>Дизель-генератор</i>                 |  |                     |
| Тип.....                                | ДГР 1000/750   | ДГР 150/750         |
| Число .....                             | 4  | 2                   |
| Мощность, кВт.....                      | 1000   | 150                 |
| Частота вращения, с <sup>-1</sup> ..... | –  | 750                 |
| <i>Дизель</i> .....                     | 6ЧН 30/38  | 6ЧН 18/22           |
| Мощность, кВт.....                      | 1103   | 225                 |
| <i>Генератор</i> .....                  | МСК  | 1250/750 ГСС 1148-м |
| Напряжение, В.....                      | –  | 40                  |
| Род тока.....                           | Трехфазный переменный  |                     |
| Коэффициент мощности .....              | 0,8  |                     |
| Частота тока, Гц.....                   | 50   |                     |
| <i>Трансформатор</i>                    |  |                     |
| Число .....                             | 5  |                     |
| Тип.....                                | ТСЗ-50/0,5   | ТСЗ-7,5/0,4         |
| Мощность, кВт.....                      | 50   | 7,5                 |
| Напряжение, В.....                      | 400  | 133                 |
| Выпрямительный агрегат.....             | ВАКС-4,5-30  |                     |
| Число тиристорных преобразователей..... | 4  |                     |
| Число котлов:                           |  |                     |
| вспомогательных.....                    | 1  |                     |
| утилизационных .....                    | 1  |                     |
| Системы:                                |  |                     |
| судового отопления.....                 | Паровая (в служебных помещениях)   |                     |
| общесудовой вентиляции.....             | Искусственная и естественная (в бытовых помещениях)  |                     |
| кондиционирования воздуха.....          | Круглогодичная, центральная, двухканальная с непосредственным испарением фреона (в жилых и служебных помещениях) |                     |
| борьбы с пожаром.....                   | Противопожарная защита по Правилам Регистра РФ; противопожарные средства   |                     |

#### ПЕРЕГОН И УСТАНОВКА СПБУ НА НОВУЮ ТОЧКУ

Перегон СПБУ на новую точку бурения – ответственная операция. Большинство СПБУ являются несамоходными, и для их буксировки применяют специальные буксирные суда. Различают два вида буксировки СПБУ: короткий перегон (переход) – буксировка с точки на точку в пределах разведываемой структуры и длительной перегон – буксировка СПБУ на дальние расстояния из одного разведочного района в другой, намечаемый к

разведке, или на базу профилактического ремонта и осмотра. Коротким обычно считают такой переход, для которого требуется время не более времени гарантированного прогноза погоды (продолжительность примерно до 12 ч). Перегон СПБУ более 12 ч осуществляют при благоприятном прогнозе погодных условий (ветер, волнение и пр.). Допустимые величины ветра и волнения определяются проектом СПБУ.

На СПБУ при движении действуют следующие внешние силы (сопротивления): буксировочное сопротивление, т.е. сопротивление находящейся в покое жидкости; сопротивление встречного ветра; сопротивление, вызванное взаимодействием волн с СПБУ. Буксировочное сопротивление составляет 80 % общего сопротивления воды, 20 % приходится на волновое сопротивление. Незначительную величину составляет сопротивление трения. Буксировочное сопротивление также зависит от скорости буксировки. Воздействие на конструкцию буксировочного и волнового сопротивления исследуют на моделях в специальных бассейнах, а сопротивление ветра – обдувкой моделей в аэродинамической трубе. Буксировочное сопротивление СПБУ вследствие малой обтекаемости ее корпуса и большой парусности велико. Опасны случаи, когда СПБУ идет против ветра, поэтому для буксировки применяют мощные буксирные суда.

Перед буксировкой подвижный портал и все грузы закрепляют; все палубные отверстия и отверстия, ведущие в подпалубные помещения, должны быть задраены. На СПБУ оставляют минимальный состав команды, который выполняет работы по буксировке и установке на точку СПБУ.

До начала буксировки разрабатывают проект перегона, в котором в зависимости от расстояния, района плавания, достоверности и долгосрочности метеопрогноза указывают скорость буксировки, число и мощность буксиров, схему их расположения и мероприятия по осуществлению безопасного перехода. Проводят расчеты на прочность и остойчивость установки в целях определения надежности буксировки. Особое внимание обращают на длину опорных ног. При необходимости, для снижения парусности, верхние секции ног снимают.

В соответствии с Правилами Регистра РФ разрывное усилие буксирного троса (в кН) определяют по формуле

$$F_{\text{раз}} = 0,716S_{\text{п}} v_6^2,$$

где  $S_{\text{п}}$  – площадь лобового сопротивления погруженной части СПБУ, м<sup>2</sup>;  $v_6$  – скорость буксировки, указанная в свидетельстве, узлы.

Длина буксирного троса для несамоходной СПБУ

$$l = 350 + 0,045N_c,$$

где  $N_c$  – характеристика для выбора якорного снабжения:

$$N_c = K_1 K_2 \Delta^{2/3} + K_3 A.$$

Здесь  $\Delta^{2/3}$  – объемное водоизмещение, принятое при осадке до центра знака грузовой марки, м<sup>3</sup>;  $A$  – суммарная площадь проекции конструкций, возвышающихся над ватерлинией, которая проходит через центр знака грузовой марки, на плоскость, нормальную к горизонтальной проекции якорной линии, м<sup>2</sup>;  $K_1$  – коэффициент, учитывающий форму корпуса  $K_1 = 1,5$  для ПБУ с понтоном прямоугольной формы,  $K_1 = 1,75$  для ПБУ с



понтонном катамаранного типа и других подобных типов);  $K_2$  – коэффициент, учитывающий волновое воздействие;  $K_3$  – коэффициент, учитывающий ветровые условия якорной стоянки, принимают в соответствии с Правилами Регистра РФ. Значение  $K_2$  и  $K_3$  приведены ниже:

| Коэффициент.....       | $K_2$ | $K_3$ |
|------------------------|-------|-------|
| ПБУ, работающие:       |       |       |
| в открытом море.....   | 1,2   | 2,1   |
| в закрытых морях ..... | 1,1   | 1,8   |

В мировой практике для транспортирования СПБУ применяют специальные транспортные суда. Например, СПБУ «Горилла 11» массой 18 тыс. т и с высотой опорных колонн 154 м транспортировали от Сингапура до Роттердама на судне «Майнти сервант 3» грузоподъемностью 25 тыс. т с размером палубы 180×140 м.

До установки СПБУ на точке бурения проводят инженерные изыскания грунта морского дна. Порядок и объем инженерных изысканий определяют в соответствии с программами изыскательских организаций, они регламентируются действующими инструкциями, методиками и другой нормативно-технической документацией проектных организаций и органов надзора. Устанавливают глубины воды, течения, лунные и штормовые приливы, величины 10–50- и 100-летних штормовых волн в данном месте установки. Одновременно определяют глубины воды с помощью батиметрической съемки мелкой координатной сетки на площади 1 км<sup>2</sup> с центром в точке установки СПБУ. Промерные линии располагают на расстоянии не более 100 м друг от друга.

Керн отбирают на глубинах, превышающих глубину предполагаемого проникновения опор в грунт, а мелководную сейсмическую съемку проводят на 50 % глубже предполагаемого заглубления опор.

До подхода СПБУ к точке установки подготавливают якоря, якорные цепи и рейдовые бочки. Крановое судно с подготовленными комплектами подходит к месту, обозначенному буями, после чего якоря устанавливают так, чтобы СПБУ расположилась в определенном направлении по отношению к преобладающему в данном районе направлению ветра. Во избежание сноса вертолета на препятствия (при вертолетном обслуживании) диаметральной плоскости СПБУ устанавливают под углом 45° к преобладающему направлению ветра.

После установки рейдовых бочек СПБУ подводят на возможно близкое к ним расстояние и удерживают двумя буксирами. Затем разматывают с лебедок СПБУ с помощью вспомогательного судна швартовые тросы и закрепляют их на рейдовых бочках. После этого буксирным судном, соединенным с носовой частью СПБУ, дают натяжение тросам и наматывают на лебедки СПБУ швартовые тросы, фиксируя СПБУ в заданном месте. Затем приступают к спуску опорных колонн. Чтобы сократить время при подходе СПБУ к месту установки, опорные колонны предварительно опускают на глубину, исключая касание колонн о морское дно при волнении. Во время спуска опорных колонн при достижении морского дна и вдавливания их в грунт осадка СПБУ начинает уменьшаться в результате действия веса СПБУ на опорные колонны. При этом крен платформы, возникающий вследствие неровностей и прочности грунта морского дна, допускается не более 1–1,5°. При заглублении опорных колонн в грунт и нахождения СПБУ в воде на колонны передается горизонтальная нагрузка от волн, действующих на корпус.

Корпус установки поднимают одновременно всеми подъемниками, устраняя при этом возникающие крен или дифферент. При подъеме корпуса задавливание колонн в грунт ведут в несколько этапов. Первый этап начинается, когда давление в цилиндрах достигнет 25 % давления, соответствующего номинальной нагрузке на колонну  $g_{вн}$ . Затем два диагонально расположенных подъемника колонн останавливают, а двумя подъемниками корпуса поднимают корпус до тех пор, пока давление в остановленных подъемниках не упадет до нуля, а в работающих поднимется до 45 % от  $g_{вн}$ . После этого аналогично задавливают вторую пару опор. Давление в опорных колоннах выравнивают, и подъем корпуса продолжают до тех пор, пока давление в рабочих полостях гидроцилиндров не достигнет 40 % от  $g_{вн}$ . После этого проводят повторное задавливание колонн, пока в гидроцилиндрах задавливаемых колонн давление не достигнет 75 % от  $g_{вн}$ . Затем давление опять выравнивают, и подъем корпуса продолжают. Следующее задавливание осуществляют при достижении давления 70 % от  $g_{вн}$  и т.д.

Подъем проводят до тех пор, пока корпус не выйдет из воды и не прекратятся удары волн о днище корпуса. После достижения максимального давления в цилиндрах подъемники останавливают и выдерживают 20–30 мин. Если же при этом давление в подъемниках не изменится, то задавливание опор считают законченным. Затем выравнивают давление в цилиндрах подъемников, поднимают корпус на заданную высоту над уровнем моря, окончательно выравнивают его и закрепляют стопорящими устройствами, разгружая этим гидросистему подъема. Подъем закончен, и СПБУ установлена в рабочее положение.

Перед снятием СПБУ со скважины ее готовят к перегону на новую точку бурения. Снимают лишние грузы, а оставшиеся закрепляют, передвигают портал и закрепляют. Затем с помощью гидроподъемников поднимают корпус и снимают механические стопоры колонн, после чего начинают спускать корпус. При спуске следят за креном и дифферентом корпуса и при их наличии проводят выравнивание, а также следят за распределением нагрузки от корпуса между колоннами.

Увеличение давления в нижней, неработающей, полости свидетельствует о снижении нагрузки на колонну.

После опускания и вхождения корпуса в воду приступают к выдергиванию опор из грунта. При выдергивании опоры могут легко выходить из грунта или вследствие присоса прочно держаться в грунте, корпус СПБУ в этом случае «затягивается» в воду. При этом может быть большой крен (или дифферент). В этом случае колонны выдергиваются попарно по диагонали корпуса, сначала по одной, потом по другой. После выдергивания колонн СПБУ поднимают в транспортное положение и закрепляют механическими стопорами.

#### ЭКСПЛУАТАЦИЯ СПБУ

В течение всего срока эксплуатации СПБУ должна обеспечивать безопасность производства работ при строительстве нефтяных и газовых скважин, что определяется живучестью установки, т.е. ее способностью противостоять аварийным повреждениям, возникновению и распространению пожаров, взрывов, сохраняя при этом в достаточной мере мореходные качества установки на плаву и ее эксплуатационные качества в

рабочем положении при строительстве скважин. Живучесть СПБУ в положении на плаву обеспечивается выполнением «Наставления по борьбе за живучесть судов морского флота РФ», а в рабочем положении – по судовой части – выполнением Правил Регистра РФ, соответствующих инструкций и нормативно-технических документов.

При бурении могут быть опасны образования грифона вблизи работы СПБУ, нефтегазопроявления из бурящейся скважины, просадка опорных колонн в грунт, ледоход.

При появлении грифона за ним организуют круглосуточное наблюдение. В случае его продвижения к опорным колоннам работу на СПБУ прекращают, вызывают спасательные суда и подготавливают установку к снятию с точки бурения. Корпус приспускают и оставляют над водой на высоте 0,5–2 м (в зависимости от погодных условий). При необходимости корпус переводят в положение «на плаву». Колонны поднимают, и установка дрейфует до подхода судов. Решение о снятии СПБУ принимает начальник установки. При угрожающем положении начальник принимает решение о срочной эвакуации людей с установки спасательными судами или вертолетами. При неуправляемом нефтегазопроявлении, если все принятые меры не дали положительных результатов, начальник принимает решение об эвакуации людей с СПБУ.

При появлении крена или дифферента СПБУ бурение прекращают и подъемниками проводят выравнивание корпуса с последующим задавливанием колонн в грунт. Весьма опасен момент, когда при просадке одной из опорных колонн СПБУ продолжает стоять на трех колоннах. В этом случае при шторме вся нагрузка воспринимается тремя колоннами, что может привести к аварии, поэтому надо систематически контролировать положение СПБУ (не реже одного раза в неделю), а после шторма – несущую способность грунта под колоннами. Для этого корпус СПБУ приподнимают на 10–20 мм так, чтобы нагрузка передавалась на цилиндры гидроподъемника, а не через разгрузочные стопорные винты. При равномерной нагрузке давление во всех четырех рабочих полостях цилиндров одинаковое. Если это условие не соблюдается, то колонны задавливают повторно.

При наличии льда нагрузки на СПБУ от его воздействия устраняют систематическим обкалыванием льда ледоколами вокруг СПБУ. Опасно также обледенение опорных колонн вследствие резкого возрастания на них волновых нагрузок.

Для эвакуации людей на СПБУ составляют расписание тревог, устанавливают порядок оповещения по системе авральной сигнализации и радиотрансляции, назначают ответственных лиц по проведению каждой операции по эвакуации. Как указывалось ранее, весьма опасными операциями являются снятие СПБУ с оконченной бурением скважины, перегон и монтаж на новую точку установки. По статическим данным, значительная часть аварий происходит именно в этих случаях.

В остальном технология и техника строительства морских скважин и скважин на суше существенно не различаются.

## 25.5. ПОЛУПОГРУЖНЫЕ ПЛАВУЧИЕ БУРОВЫЕ УСТАНОВКИ (ППБУ)

### НАЗНАЧЕНИЕ И ТИПЫ ППБУ

ППБУ применяют в разведочном бурении на морских нефтяных и газовых структурах и месторождениях в акваториях с глубин 90–100 м, когда использование СПБУ становится экономически неоправданным, до глубин 200 м и более.

ППБУ состоят из верхнего корпуса, стабилизирующих колонн и нижних понтонов. Колонны в верхней части присоединены к корпусу, а в нижней – к понтонам. Понтоны и корпус соединены между собой и с колоннами прочными трубчатыми связями.

Особенность конструкции установки при ее погружении в воду – резкое сокращение площади действия ватерлинии, что приводит к уменьшению волновых нагрузок на установку. В соответствии с Правилами Регистра РФ, ППБУ должна иметь клиренс не менее  $H_1$ , м:

в состоянии штормового отстоя

$$H_1 = 0,6h_{50} + 0,5,$$

в рабочем состоянии

$$H_1 = 0,5h_{50} + 0,5.$$

Рабочая (верхняя) палуба обычно представляет собой конструкцию трех-, четырех- и более), на которой расположены двух- и трехъярусные водонепроницаемые надстройки для размещения экипажа, а также энергетические и технологические блоки, складские помещения и другое оборудование.

Стабилизирующие колонны ППБУ разделены на водонепроницаемые отсеки, в которых находятся склады материалов, насосные отделения, цепные ящики и другое оборудование. Отсеки стабилизирующих колонн размещают на уровне ватерлинии, иногда их заполняют полиуретановой пеной или пенопластом. В нижних понтонах и стабилизирующих колоннах размещают цистерны с балластной и технической водой, топливом, маслом и др.

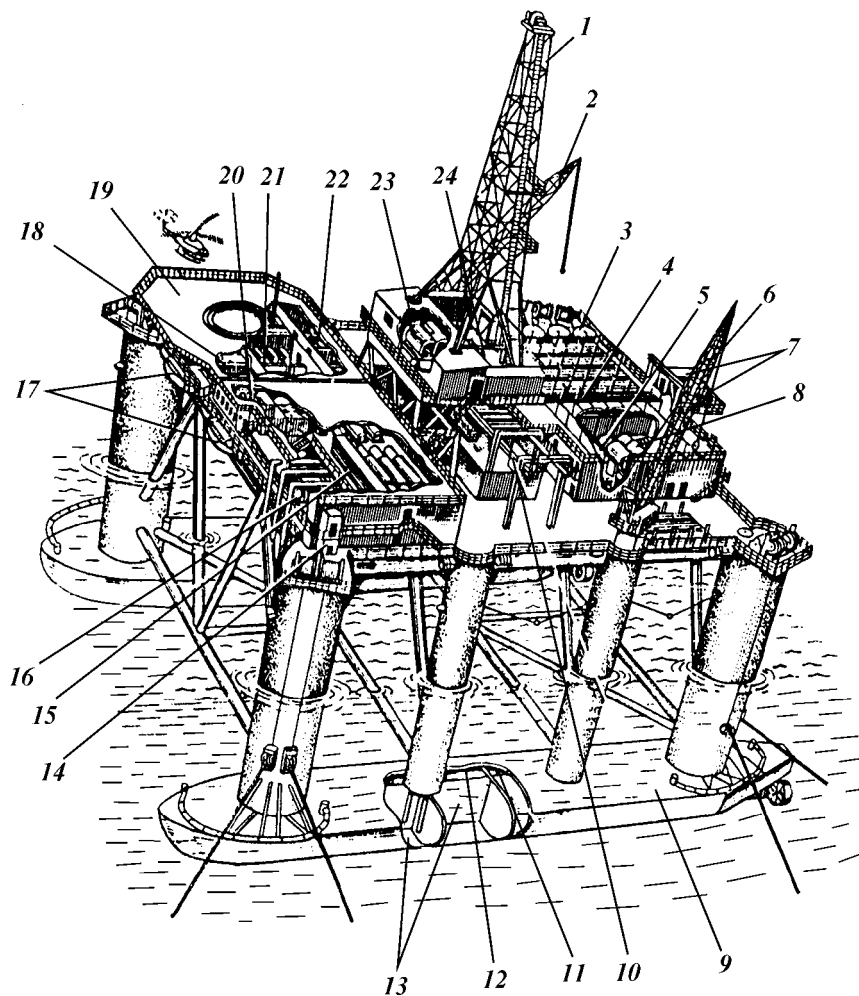
В последние годы на основании накопленного опыта конструирования и проектирования, а также эксплуатации ППБУ определилось направление в их создании, характеризующееся разработкой и изготовлением ППБУ двухпонтонной конструкции преимущественно с шестью-восемью стабилизирующими колоннами и прямоугольным корпусом.

Существуют три способа транспортирования ППБУ: с помощью буксиров, самоходный, комбинированный (буксировка в сочетании с самоходным). По способу фиксации ППБУ над устьем бурящейся скважины различают установки с якорным креплением при глубинах вод до 300 м и установки с динамическим позиционированием – при более глубоких водах.

При разработке конструкции ППБУ должны быть выполнены следующие основные требования:

- обеспечение наибольшей безопасности и остойчивости ППБУ;
- минимальное перемещение ППБУ при бурении;

обеспечение мобильности и маневренности при передвижении;  
 быстрая установка на точку бурения;  
 достаточное количество технологических и других запасов;  
 удобное расположение оборудования, наличие достаточного числа помещений для хранения указанных запасов и механизация погрузочно-разгрузочных работ;  
 простота и технологичность при строительстве и удобство при эксплуатации;



**Рис. 25.6. Схема расположения оборудования на ППБУ «Садко-730»:**

1 — вышка; 2, 6 — поворотные краны; 3 — бункеры для цемента, барита и бентонита; 4 — стеллажи для труб; 5 — склад бурильного инструмента; 7 — установка каротажа; 8 — буровые насосы; 9 — нижний корпус установки; 10 — крановый путь для подъемного крана противовыбросового оборудования; 11, 12, 13 — емкости для технической воды, топлива и балластной воды; 14 — лифт; 15 — распределительное устройство, приборы управления и защиты; 16 — генераторы; 17 — спасательные шлюпки; 18 — кабина капитана; 19 — вертолетная площадка; 20 — помещение управления; 21 — столовая; 22 — служебные помещения (офисы); 23 — буровая лебедка; 24 — ротор

минимальный расход материалов и снижение трудоемкости; учет конкретных районов применения ППБУ.

Естественно, в перечисленных требованиях есть противоречивость, и осуществить их в одной конструкции невозможно, поэтому при проектировании учитывают конкретные условия предполагаемого района применения ППБУ (глубину бурения, глубину воды, волнение моря, скорость ветра, ледовую обстановку и др.). На рис. 25.6 показана схема расположения технологического и общесудового оборудования на ППБУ «Садко-730». Ниже приведены некоторые технические данные этой установки (наиболее легкой из всего ряда «Садко»):

|                                 |           |
|---------------------------------|-----------|
| Тип буровой лебедки.....        | E 3000    |
| Число буровых насосов .....     | 2         |
| Число кранов грузоподъемностью: |           |
| 50 т.....                       | 2         |
| 72 т.....                       | 1         |
| <i>Якорная система</i>          |           |
| Число якорей.....               | 8         |
| Масса якоря, т.....             | 13,6      |
| Калибр цепи, мм.....            | 76        |
| Длина цепи, м.....              | 1000–1220 |

Мощность подруливающих устройств системы динамической стабилизации 4706–18 382 кВт; допускаемая высота волны в рабочем положении 12,2–27,5 м, на стоянке 30,5 м; глубина воды 244 м.

#### ПЛАВУЧАЯ ПОЛУПОГРУЖНАЯ БУРОВАЯ УСТАНОВКА ТИПА «ШЕЛЬФ»

ППБУ 6500/200 типа «Шельф» предназначена для бурения разведочных нефтяных и газовых скважин глубиной до 6000 м при глубине моря до 200 м, а в Балтийском море — от 90 до 200 м. Конструкция установки включает шесть цилиндрических стабилизирующих колонн, два понтона прямоугольной формы и верхний корпус. Понтоны увязаны горизонтальными раскосами диаметром 2,35 м и наклонными подкосами диаметром 1,55 м. По наружному контуру под продольными и поперечными переборками установлены опорные балки прямоугольного сечения 1,8×1,2 м, которые опираются на стабилизирующие колонны и раскосы.

Водонепроницаемость понтонов, стабилизирующих колонн, верхнего корпуса и рубок обеспечивается в соответствии с требованиями норм «Суда металлические морские. Методы и нормы испытания корпусов на непроницаемость».

Основные размеры установки и ее составных частей (в м) приведены ниже:

|   |           |
|---|-----------|
| Установка:  |           |
| длина (с вертолетной площадкой).....                  | ~98       |
| ширина без кронштейнов для якорей/с кронштейнами..... | 64,2/71,6 |
| высота с буровой вышкой (от основной плоскости).....  | ~94       |
| Верхний корпус:                                       |           |
| длина.....  | 62,4      |
| ширина.....   | 49,2      |
| высота.....   | 6,0       |
| Нижние понтоны:                                       |           |
| длина (наибольшая).....                               | 91,96     |
| ширина.....   | 15,0      |
| высота.....   | 6,0       |

Данные о водоизмещении и осадке ППБУ указаны в табл. 25.1.

Таблица 25.1

**Водоизмещение и осадка ППБУ в зависимости от ее состояния**

| Состояние ППБУ   | Водоизмещение, т | Осадка, м                    |
|--|------------------|------------------------------|
| Порожнее   | 11 600           | $d_{cp} = 4,75; d_n = 4,36;$ |
| Порожнее (с жидким балластом)  | 1800             | $d_k = 5,13^*$               |
| Эксплуатационное   | 19 770           | 4,83                         |
| Отстой при «жестком» шторме  | 18 610           | 14,3                         |
|  |                  | 12,0                         |
| * $d_{cp}, d_n, d_k$ – осадка судна средняя, нормальная и при качке. |                  |                              |

ППБУ в рабочем состоянии (при строительстве скважины) обеспечивает работу при волнении до 6 баллов и скорости ветра до 17 м/с. Якорная система обеспечивает перемещение:

в режиме эксплуатации не более 4 % глубины моря (в Балтийском море начиная с 90 м и в Баренцевом – от 120 до 200 м);

в режиме шторма (ежегодного) – не более 8 % глубины моря;

в режиме штормового отстоя (выживания) – не более 15 % глубины моря.

Эксплуатация ППБУ в Баренцевом и Балтийском морях на глубине 60–90 м обеспечивается:

в режиме бурения – при волнении моря не более 5 баллов и скорости ветра не более 12 м/с;

в режиме штормового отстоя – при волнении моря не более 10 баллов и скорости ветра не более 25 м/с.

Морские переходы ППБУ осуществляются при волнении не более 6 баллов. В табл. 25.2 указаны судовые и технологические запасы, обеспечивающие автономность эксплуатации установки в течение 30 сут.

Таблица 25.2

**Судовые и технологические запасы ППБУ**

| Запасы                      | Количество запасов, т |                |                      |
|-----------------------------|-----------------------|----------------|----------------------|
|                             | при переходе          | в эксплуатации | при штормовом отстое |
| Судовые:                    |                       |                |                      |
| топливо                     | 400                   | 800            | 800                  |
| масло                       | 54                    | 54             | 54                   |
| питьевая вода               | 35                    | 70             | 70                   |
| техническая вода            | 70                    | 140            | 140                  |
| пресная вода                | 126                   | 239            | 239                  |
| Технологические:            |                       |                |                      |
| бурильный инструмент        | 50                    | 50             | 50                   |
| бурильные и обсадные трубы  | 300                   | 480            | 480                  |
| порошкообразные материалы   | 200                   | 600            | 600                  |
| углекислотный реагент (УЩР) | 50                    | 50             | 50                   |
| буровой раствор в цистернах | 60                    | 550            | 550                  |
| <b>ИТОГО</b>                | <b>1345</b>           | <b>3033</b>    | <b>3033</b>          |

Для сбора отходов бурения на ППБУ установлены шесть контейнеров вместимостью 3,625 м<sup>3</sup> каждый.

Требуемая осадка ППБУ при переходе и в эксплуатации обеспечивается заполнением или осушением цистерн жидкого балласта в понтонах.

Общая численность обслуживающего персонала составляет 73 чел. Персонал размещается в одно- и двухместных каютах.

#### ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЕ И ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЕ ОБОРУДОВАНИЕ ППБУ

Комплекс технологического оборудования предназначен для обеспечения всего цикла строительства скважины. Он включает:

комплексную буровую установку в блочном исполнении Уралмаш 6000/200 ППЭМ;

компенсатор вертикальных перемещений буровой колонны на талевом блоке;

комплект цементировочного оборудования, состоящий из цементировочной насосной станции и системы приготовления тампонажных растворов;

установку для транспортирования и хранения порошкообразных материалов;

компрессорные станции высокого и низкого давлений;

лабораторию буровых растворов и грунтов, фотолабораторию;

помещение для хранения источников нейтронов;

кладовую ЗИП технологического комплекса;

комплекс подводного устьевого оборудования;

комплекс палубного технологического оборудования «Поиск» КПТО-1600-ОМ1;

комплекс каротажного оборудования;

глубоководный водолазный комплекс.

Ниже приведена техническая характеристика буровой установки Уралмаш 6000/200 ППЭМ:

|  |   |
|--|---|
| Средства механизации.....                                | КМСП-6500*, пневмоклинья, буровой ключ АКБ-3М2-300, пневмораскре- |
| Допускаемая нагрузка на крюке, кН.....                   | 3200  |
| Максимальный вес буровой колонны, кН.....                | 2000  |
| Мощность, кВт:   |   |
| привода спускоподъемного механизма.....                  | 1420  |
| привода буровых насосов.....                             | 2400  |
| ротора при напряжении 440 В.....                         | 400   |
| Скорость подъема крюка, м/с:                             |   |
| минимальная.....   | 0,2   |
| максимальная.....  | 1,7   |
| Частота вращения ротора, с <sup>-1</sup> :               |   |
| минимальная.....   | 0,17 – 0,33   |
| максимальная.....  | 3,33 – 200  |
| Номинальная длина свечи, м.....                          | 24 – 29   |
| Тип буровой лебедки.....                                 | ЛБУ-2000П   |
| Номинальная мощность двигателя, кВт.....                 | 2710  |
| <i>Ротор</i>   |   |
| Тип.....   | Р-1260  |
| Диаметр проходного отверстия в столе, мм.....            | 4000  |
| Допускаемая статическая нагрузка на стол ротора, кН..... | 5000  |
| <i>Буровой насос</i>                                     |   |
| Тип.....   | УНБТ-950  |
| Число.....   | 3   |
| Максимальная подача, л/с.....                            | 46  |
| Максимально развиваемое давление, МПа.....               | 32  |



Подача инструмента на забой.....

питель, вспомогательная  
лебедка (5 т)  
Регулятор подачи долота  
РПД-111

\*Комплекс механизмов с дистанционным управлением подъема, переноса и установки свечей.

Комплект цементировочного оборудования, состоящий из трех насосных агрегатов 11-Т и одного агрегата 4Р-700, обеспечивает наибольшее давление 70 МПа при подаче 5,82 л/с и 40 МПа при подаче 35,5 л/с. Оборудование расположено в помещении цементировочных насосов. Циркуляционная система состоит из пяти резервуаров для бурового раствора вместимостью 360 м<sup>3</sup>. Производительность системы по грубой очистке — 76 л/с, по тонкой очистке — 0,09 м<sup>3</sup>/с (по песку) и 0,045 м<sup>3</sup>/с (по илу). Имеется пять резервуаров вместимостью 36 м<sup>3</sup> для жидких химических реагентов. Рабочие резервуары для бурового раствора снабжены 11-ю механическими перемешивателями.

Оборудование для очистки и приготовления бурового раствора расположено на верхней палубе на платформе по правому борту. Емкости для бурового раствора установлены на главной палубе по правому борту.

Оборудование для транспортирования и хранения порошкообразных материалов состоит из девяти бункеров хранения, двух разгрузочных (для барита и бентонита), двух циклонов СК-ЦН, системы трубопроводов, запорных и соединительных элементов. Общая полезная вместимость всех бункеров хранения 328,5 м<sup>3</sup>. Производительность пневмотранспорта при транспортировании: барита — 33,2, бентонита — 33,3, цемента — 50 кг/с.

Компрессорная станция состоит из установки низкого давления, обеспечивающей сжатым воздухом пневмотранспорт, управление буровым комплексом и систему управления подводным устьевым оборудованием; установки высокого давления для обеспечения сжатым воздухом буровой установки, систем натяжения направляющих канатов, морского стояка, систем водолазного комплекса и процесса опробования скважин. В комплект входят три компрессора ВШВ-2,3/230, два блока осушки. Максимальное давление воздуха в системе — 23 МПа, подача одного компрессора — 0,038 м<sup>3</sup>/с (2,3 м<sup>3</sup>/мин). Станция размещена на главной палубе по правому борту.

Подводное устьевое оборудование (ПУО) состоит из одного комплекта противовыбросового оборудования 540×210, одного комплекта противовыбросового оборудования 350×700, морских стояков СМ 610 и СМ 406, системы натяжения направляющих канатов, системы управления подводным противовыбросовым оборудованием, дивертором, устьевыми соединениями аварийной акустической системы манифольда и системы управления ПУО.

Стационарно устанавливаемое оборудование размещают на спайдерной и верхней палубах, а также подвышечном портале, нестационарно устанавливаемое — на спайдерной и верхней палубах (секции морского стояка, блоки превенторов, телескопической компенсатор, приспособления и инструмент).

Комплекс палубного технологического оборудования «Поиск» состоит из блока устьевого нагревателя, блока сепарации и измерения, мерной емкости, насосного блока, блока приема продукции, блока сжигания, установки утилизации пластовых вод, комплекта трубопроводной обвязки и системы контроля и управления.

Для обслуживания технологического оборудования на ППБУ установлены мостовые электрические краны, подвесные ручные краны и тали.

Комплекс энергетического оборудования ППБУ включает:

автономные энергетические установки, состоящие из дизель-генераторов, объединенных в единую энергетическую систему, в которую входят основные дизель-генераторы переменного тока, тиристорные преобразователи и электропривод постоянного тока, тиристорные преобразователи и электропривод постоянного тока, соединенные по схеме синхронный генератор — тиристорный преобразователь — электродвигатель постоянного тока (аналогично системе, примененной на СПБУ);

вспомогательные дизель-генераторы переменного тока, питающие энергией электроприводы вспомогательных механизмов;

котельную установку, состоящую из двух котлоагрегатов КАВ 2,5/7 производительностью по 0,694 кг/с (2500 кг/ч), трех утилизационных котлов производительностью по 0,111–0,14 кг/с (400–500 кг/ч);

две опреснительные установки Д4У производительностью 0,16–0,135 кг/с (10–12,5 т/сут) каждая.

На ППБУ имеется 15 щелочных аккумуляторных батарей, объединенных в три параллельно соединенные группы напряжением 27,6 В для питания сигнальных огней «Не могу управлять», автоматики дизель-генераторов, прибора автоматической коммутации проблесковым огнем, предупредительного проблескового огня, пожарной системы жидкостного (химического) тушения и авральной сигнализации при выходе из строя основного питания или его отключении. ППБУ также снабжена пятью щелочными аккумуляторными батареями типа 5НК-125-Т, объединенными в пять параллельно соединенных групп с использованием в каждой группе в одной из батарей трех аккумуляторов напряжением 27,6 В для питания светильников малого аварийного освещения при выходе из строя основного питания или его отключении.

Для питания потребителей, имеющих напряжение, отличное от напряжения судовой сети, на ППБУ установлены соответствующие трансформаторы и преобразователи.

#### **УПРАВЛЕНИЕ И КОНТРОЛЬ РАБОТЫ ППБУ**

Управление и контроль работ ППБУ, уровень и объем средств автоматизации должны обеспечивать высокие технико-экономические показатели, удобство эксплуатации и соответствовать требованиям, предъявляемым к судам со знаком автоматизации А2 Правил Регистра РФ. Управление всем комплексом ППБУ осуществляют с главного поста управления (ГПУ), центрального поста управления (ЦПУ), центрального пожарного поста (ЦПП), постов управления буровым и технологическим комплексами и местных постов управления.

ГПУ размещают на палубе рубки 1-го яруса. В помещении ГПУ расположены пост управления положением ППБУ, в том числе погружением и всплытием, и судовой вертолетный командный пункт (СВКП). Пост управления положением ППБУ включает: пульт информационно-измерительной и управляющей системы стабилизации положения ППБУ системы «Якорь», средства внутрисудовой связи, пульт управления погружением и всплытием ППБУ с органами дистанционного управления балластными насосами,

арматурой и приборами контроля параметров балластной системы, а также щитом сигнализации системы газоанализа.

СВКП предназначен для управления средствами обеспечения полетов вертолетов и оборудован выносным постом связи с вертолетом, приборами коммутации огней вертолетной площадки и средствами внутрисудовой связи.

ЦПУ расположен в выгородке машинного отделения, имеющего шумопоглощающую изоляцию и систему кондиционирования воздуха. За механизмами машинного отделения оператор наблюдает через иллюминаторы. Из ЦПУ осуществляют контроль и управление электроэнергетической установкой, вспомогательными механизмами, общесудовыми системами и тиристорными преобразователями с периодическим обслуживанием механизмов с местных постов. На пульте ЦПУ в приборных щитах установлены органы управления и приборы контроля.

В помещении ЦПУ расположены: центральный пожарный пост, органы управления пожарными и охлаждающими насосами, приборы контроля параметров пожарной системы, сигнализация о предельно допустимых концентрациях (ПДК) сероводорода, взрывоопасных концентрациях паров нефти и нефтяных газов, о падении давления продува электрооборудования и уменьшении перепада давления между технологическими помещениями. ЦПУ — основное место несения вахты машинной команды, оборудованное средствами внутрисудовой связи.

Пост управления буровыми и технологическими комплексами состоит из постов: бурильщика, бурового мастера, управления буровыми насосами, управления цементировочной системой, управления компрессорной станцией низкого давления.

С поста бурильщика управляют главными электроприводами, компенсатором вертикальных перемещений, ключом АКБ и вспомогательной лебедкой. Пост оборудован органами управления перечисленными механизмами, приборами, средствами внутрисудовой связи, пультом телевизионного контроля подводного устьевого оборудования. С поста бурового мастера осуществляют контроль работы бурового и технологического оборудования, газовый контроль воздушной среды в помещениях и пространствах технологического комплекса и контроль давления продува электрооборудования. Пост снабжен пультом показывающих приборов бурового мастера, приборами системы газового контроля, регистраторами, панелью технологической сигнализации, щитом автоматики газоанализа и продува электрооборудования технологического комплекса, средствами внутрисудовой связи, видеоконтрольным устройством ТВ ПУО, пультом аварийного закрытия превенторов, аппаратурой гидроакустического срабатывания типа «Охта».

Пост управления буровыми насосами установлен в помещении буровых насосов. Он включает пульты управления буровыми насосами и насосом глиноприготовления, пульт показывающих приборов циркуляционной системы и средства внутрисудовой связи. С поста управляют буровыми насосами и насосами глиноприготовления при бурении скважины.

Пульт управления цементировочной системой состоит из поста управления цементировочными насосами, пульта показывающих приборов цементирования, средств внутрисудовой связи. С поста осуществляют кон-

контроль и управление цементировочной системой при цементировании скважин. Пост установлен в помещении цементировочных насосов.

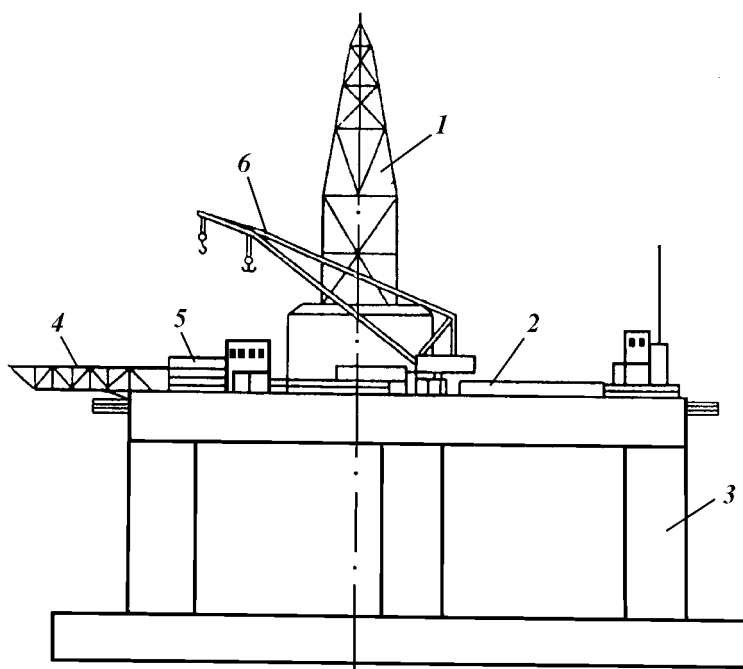
Пост управления компрессорной станцией находится в помещении компрессорной станции и состоит из щита управления компрессорами воздуха низкого давления и средств внутрисудовой связи. С поста осуществляют контроль и управление компрессорами воздуха низкого давления для технических нужд.

Местные посты управления расположены непосредственно у механизмов и предназначены для управления ими.

ППБУ также снабжена системами контроля и управления, включая дистанционное автоматическое управление работой основных и вспомогательных механизмов, основных и вспомогательных технологических и общесудовых установок и устройств.

ППБУ располагает:

- системой контроля и управления механической установкой;
- системой контроля и управления вспомогательными механизмами и системами;
- системой контроля и управления судовыми системами;
- системой контроля и управления судовой электростанцией;
- системой контроля и управления охлаждением тиристорных преобразователей;
- системой контроля и управления положением ППБУ;
- системой контроля крена, дифферента и осадки;



**Рис. 25.7. Схема расположения оборудования на ППБУ типа «Шельф»:**

1 — вышка; 2 — трубы; 3 — ППБУ; 4 — вертолетная площадка; 5 — жилые и культурно-бытовые помещения; 6 — поворотный кран грузоподъемностью 63 т

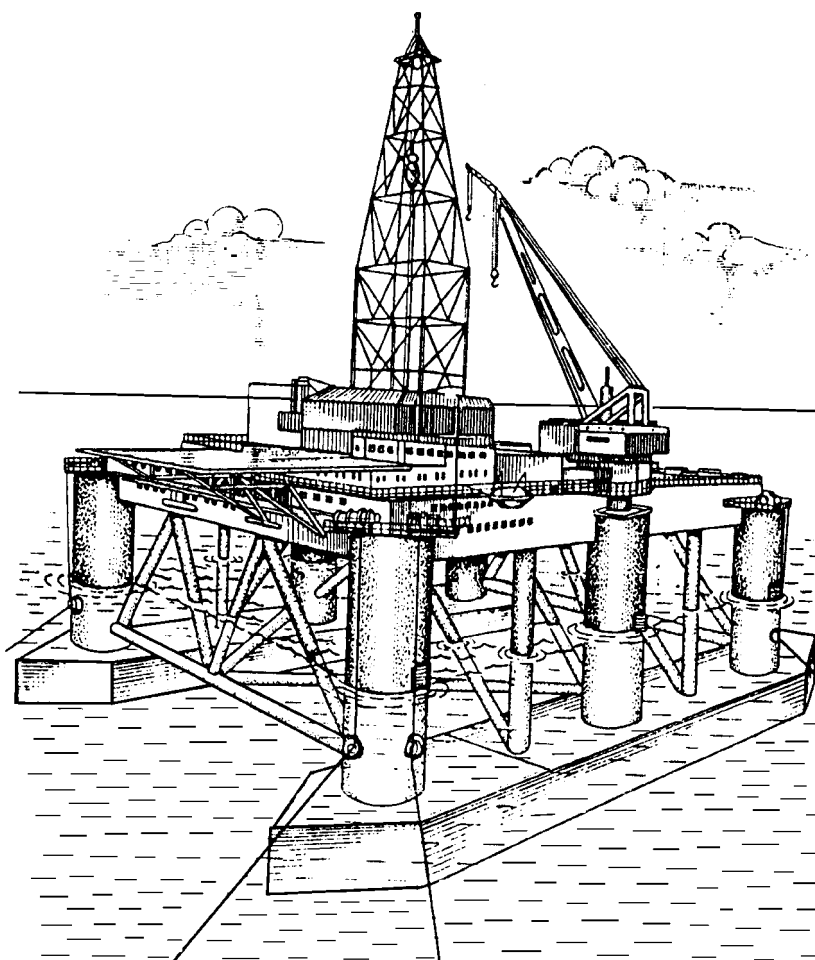


Рис. 25.8. Общий вид ППБУ типа «Шельф»

системой централизованного контроля;  
системой контроля технологических процессов строительства скважин;  
системой газового контроля технологических помещений;  
системой контроля давления продува электрооборудования и перепада давления в технологических помещениях;  
системой контроля и управления комплексом оборудования опробования и освоения скважин «Поиск».

На рис. 25.7 показана схема расположения мест установки оборудования на ППБУ типа «Шельф», а на рис. 25.8 — общий вид этой ППБУ.

#### ПЕРЕГОН ППБУ НА НОВУЮ ТОЧКУ

Перед транспортированием проводят подготовку установки, заключающуюся в проверке оставшихся технологических и судовых запасов,

которые можно оставить на установке, исходя из обеспечения требуемой осадки и остойчивости при перегоне, убирают якорные цепи в цепные ящики, а якоря укладывают на специальные кронштейны.

Если буксировку проводят в пределах площади бурения и при благоприятной погоде, то переход допускается осуществлять при осадке, т.е. без всплытия установки.

Остойчивость ППБУ проверяют по формуле

$$K = M_c/M_v \geq 1,3,$$

где  $M_c$  — опрокидывающий момент;  $M_v$  — кренящий момент.

До начала транспортирования разрабатывают проект перегона, в котором в зависимости от района плавания, расстояния, достоверности и долгосрочности метеопрогноза указывают скорость буксировки, мощность и схему расположения буксиров и другие мероприятия, обеспечивающие безопасное транспортирование.

Буксировку ППБУ осуществляют с ограничением по погодным условиям. Обычно волнение ограничивается 5–6 баллами и ветер — 7–8 баллами. В практике расчеты прочности узлов и системы буксировки выполняют в соответствии с требованиями контролирующих органов и с учетом накопленного опыта. Основа определения расчетных нагрузок — скорость буксировки и нагрузки в наихудшем их сочетании. Если имеются две точки крепления буксиров, то буксировочные узлы рассчитывают каждый в отдельности на прочность, исходя из приложения к каждому полной буксировочной нагрузки на ППБУ.

Буксирное оборудование обычно включает в себя лебедку, буксирный трос, амортизационные узлы, устройства и снаряжения.

Лебедка должна быть надежно закреплена и иметь достаточное тяговое усилие для выбирания троса на барабан лебедки. Буксир должен иметь резервный буксирный трос на своем барабане для быстрой замены случайно разорвавшегося троса. Кроме статического тягового усилия, трос должен выдерживать и динамические нагрузки, вызываемые движением буксира и буксируемой установки. Коэффициент запаса буксируемого троса рекомендуется равным 2,5. Так как около 30 % повреждений троса происходит на кормовой палубе, то рекомендуется подготовить палубу в местах трения троса, обеспечивая его защиту различными защитными средствами.

По окончании транспортирования ППБУ наводят на точку бурения, по имеющейся схеме развозят якоря и якорные цепи. При наводке установку располагают таким образом, чтобы направление максимальной удерживающей силы системы удержания совпадало с направлением максимальных внешних воздействий окружающей среды. После раскладки всех якорей подтягивают якорные цепи, предварительно создавая их натяжение.

Натяжение определяется условием, при котором смещение ППБУ от начального положения при действии максимальных внешних сил было в допустимых пределах. Эти пределы для различных районов разные. По окончании раскладки якорей ППБУ переводят в рабочее положение путем заполнения балластом нижних понтонов до расчетного значения осадки для рабочего положения ППБУ.

## ЭКСПЛУАТАЦИЯ ППБУ

При определении типа ППБУ для конкретного района работ изучают окружающую среду и, располагая достоверными данными о скорости ветра, высоте волн, скорости течения, ледовой обстановке и другими сведениями, приступают к рассмотрению характеристики ППБУ, ее возможности по обеспечению безопасности ведения буровых работ в этом районе с наибольшей экономической отдачей.

Особенностью эксплуатации ППБУ при бурении скважин является то, что такая установка, в отличие от СПБУ, находится на плаву и жестко не связана с морским дном. Связь ППБУ с морским дном осуществляется через водоотделяющую колонну (морской стояк). Ее верхний подвижный конец присоединен к ППБУ, а нижний с помощью телескопического соединения — к верхнему концу нижней секции, нижний конец которой шарнирно прикреплен к подводному устьевому оборудованию (ПУО), установленному на морском дне.

Морской стояк обеспечивает замкнутую циркуляцию бурового раствора и изоляцию ствола бурящейся скважины от морской воды. Находящаяся в морском стояке бурильная колонна подвешена через компенсатор вертикального перемещения на талевом блоке. Телескопическое соединение морского стояка и наличие компенсатора вертикального перемещения обеспечивают ограниченное перемещение ППБУ по вертикали по отношению к ПУО, жестко закрепленному на морском дне. Горизонтальное перемещение ППБУ по отношению к устью скважины ограничивается допустимой гибкостью бурильной и обсадной колонн и конструкции шарнира морского стояка. Обычно горизонтальное перемещение составляет 3–5 % глубины моря. Вертикальное перемещение ограничивается длиной хода компенсатора.

На рис. 25.9 показана схема сил, действующих на ППБУ. Эти силы подразделяют на три группы. К первой группе относят  $F_1, F_2, F_3$  — силы внешних воздействий (ветра, волн, течений); ко второй —  $P_2$  — постоянные силы тяжести ППБУ;  $Q_1, Q_2$  — силы поддержания ППБУ;  $P_3$  — силы тяжести технологических и судовых запасов, относящихся к медленно изменяющимся нагрузкам; к ним относятся также силы тяжести  $P_4, P_5$  балласта в нижних понтонах. И, наконец, в третью группу входят  $P_1$  — допускаемая максимальная нагрузка на кронблок буровой вышки, создаваемая бурильной или обсадной колонной;  $T_1, T_2$  — функциональные нагрузки от натяжения якорных цепей;  $T_3, T_4$  — функциональные нагрузки от сил натяжения морского стояка.

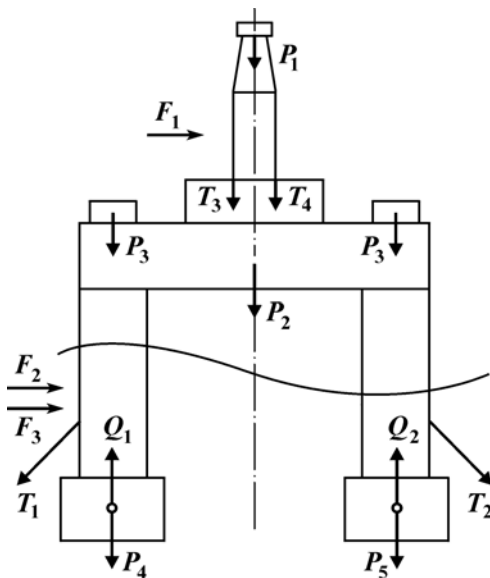


Рис. 25.9. Схема сил, действующих на ППБУ

В процессе спускоподъемных операций нагрузка на кронблок изменяется в широких пределах — от нуля до максимального значения. Изменяются также нагрузки от натяжения морского стояка, якорных цепей, технологических и судовых запасов, сил тяжести балласта. Воздействие нагрузок от этих сил вызывает вертикальные и горизонтальные перемещения ППБУ. Эти перемещения ограничиваются конструкцией узлов и материала бурильной и обсадной колонн, а также конструкцией узлов морского стояка.

Современные ППБУ в режиме бурения могут выдерживать воздействие волн высотой 10–12 м, скорости ветра 18–24 м/с, скорость течения 1,5 м/с и более. Например, ППБУ нового поколения «Зейн барнес», рассчитанная на работу в водах до 1520 м, может бурить при ветре 38 м/с и высоте волн 20 м.

С увеличением скорости ветра и высоты волн выше допускаемых для данного типа установки бурение прекращают и ППБУ переводят в другой эксплуатационный режим — штормовой отстой. Для этого бурильную колонну поднимают из скважины, ослабляют натяжение якорных цепей, тросов, морского стояка в целях уменьшения действия на них усилий от ветра и волн. При этом горизонтальные перемещения допускаются, равные 7–10 % глубины моря. Подход судов и посадка вертолета запрещаются.

В случае жесткого шторма бурильные свечи убирают и укладывают их в горизонтальное положение на палубные стеллажи. Морской стояк разбирают и секции укладывают на палубу. Якорные цепи ослабляют больше, чем в первом случае. Во избежание ударов волн в конструкцию верхнего корпуса ППБУ увеличивают клиренс установки путем откачки балласта из нижних понтонов и уменьшения осадки. Указанные операции проводят в соответствии с требованиями нормативных документов, правил, предписаний и т.п.

Расположение подводного устьевого комплекса на морском дне внесло специфику не только в технологию бурения, но и в технологию крепления скважин. В частности, спуск, цементирование и герметизация обсадных колонн с плавсредств требуют определения допустимой скорости спуска обсадной колонны с учетом вертикального перемещения ППБУ для предотвращения гидравлического разрыва пласта; надежности ее подвески с помощью специальных подводных колонных устройств, заменяющих традиционную колонную головку, применяемую на суше.

## **25.6. БУРОВЫЕ СУДА (БС)**

### **НАЗНАЧЕНИЕ И ОСОБЕННОСТИ КОНСТРУКЦИИ**

Удаление районов буровых работ от береговых баз, сложность и малая скорость буксировки, а также небольшая автономность снижают эффективность использования полупогружных буровых установок, поэтому для поискового и разведочного бурения в отдаленных районах применяют буровые суда.

Конструктивная особенность бурового судна — расположение на палубе оснащенной буровой вышки с подвыщечным основанием, а внутри судна и на палубе — комплекса бурового и другого технологического обо-



рудования и систем, обеспечивающих бурение нефтяных и газовых скважин в морских экваториях.

Обычно буровую вышку устанавливают в центральной части судна и скважину бурят через шахту, встроенную в судне. На некоторых судах после окончания бурения скважины буровые вышки опускают с помощью специальных устройств и укладывают в горизонтальном положении.

Основным режимом эксплуатации буровых судов является бурение скважины (85–90 % всего времени эксплуатации судна). В связи с этим форма корпуса и соотношение главных размеров определяются требованиями устойчивости и обеспечения стоянки с возможно малыми перемещениями. Вместе с тем форма корпуса должна соответствовать скорости передвижения судна не менее 10 узлов. Характерная особенность для буровых судов – малое отношение ширины к осадке, равное 3–4. Причем наблюдается тенденция уменьшения этого отношения, что можно объяснить расширением районов работы и требованиями повышения мореходности. Выбор главных характеристик судна зависит от требуемой грузоподъемности, которая определяется расчетной глубиной бурения скважин и автономностью судна.

Дедвейт современных буровых судов достигает до 5000–7000 т. Он включает жидкое топливо, жидкий буровой раствор, порошкообразные материалы, химические реагенты для приготовления бурового раствора, цемент, питьевую, техническую и пресную воду, обсадные и бурильные трубы, другие материалы и оборудование. Например, дедвейт бурового судна «Валентин Шашин» составляет 6990 т.

Дизель-электрическое буровое судно «Валентин Шашин» предназначено для бурения поисковых и разведочных нефтяных и газовых скважин глубиной до 6500 м на глубинах акваторий морей и шельфа до 300 м.

Корпус судна, оборудование, трубопроводы, кабели, расположенные на верхней палубе судна, изготовлены из материалов, обеспечивающих устойчивость к длительному воздействию низких температур (до  $-40\text{ }^{\circ}\text{C}$ ). Запасы расходных материалов, продовольствия, пресной воды и другие должны обеспечивать работу судна в течение 100 сут.

Производство буровых работ обеспечивается судном при перемещениях судна и метеорологических условиях, указанных в табл. 25.3.

Максимально допустимое отклонение судна от центра скважины при бурении скважины 0–5 % глубины воды, а при находящейся в скважине бурильной колонне (без ведения бурения) – 5–16 % глубины воды. Минимальная температура воздуха, при которой судно можно эксплуатировать для ограниченного района эксплуатации, составляет  $-25\text{ }^{\circ}\text{C}$ . Максимальная температура воды  $+32\text{ }^{\circ}\text{C}$ , минимальная  $-3\text{ }^{\circ}\text{C}$ .

Безопасность судна обеспечена благодаря двойным бортам средней части корпуса. Спасательные средства рассчитаны на 100 чел. Фекально-сточные воды обрабатывают в двух установках биологической очистки. Твердые осадки обработки складируют в контейнерах и периодически удаляют на берег. Нефть, извлеченная из бурового раствора, сжигают в специальной форсунке на факеле. Буровое судно состоит из трех отделений (рис. 25.10).

1. **Носовое отделение** разделено тремя твиндеками. В твиндеке № 3 (4100 мм от килевой линии) имеется помещение подруливающих устройств и вспомогательных двигателей. В твиндеке № 2 (7155 мм над килевой линией) 28 размещены: рефрижераторные помещения для сухой провизии, ус-

Сочетание нагрузок при производстве буровых работ

| № п/п | Фактор<br>(метеорологический параметр)        | Максимальные условия бурения                           | Предельные случаи сочетания |       | Предельные условия плавания (выживания)    |
|-------|---|--|-----------------------------|-------|--|
|       |   |  | I                           | II    |  |
|       |   | Совместная нагрузка от факторов 1–6 и рабочих нагрузок |                             |       | Совместная нагрузка от факторов 1, 3, 4, 6 |
| 1     | Скорость ветра, м/с                           | 51,8   | 34                          | 51,8  | 51,8                                       |
| 2     | Постоянный крен, градус                       | 3  | 2                           | 3     | –  |
| 3     | Бортовая качка (полуамплитуда), градус        | 10/10  | 5/10                        | 10/10 | 30/10                                      |
| 4     | Килевая качка (полуамплитуда), градус         | 4/10   | 2/12                        | 14/10 | 3/10                                       |
| 5     | Вертикальная качка, м                         | 3,6/8  | 3,6/8                       | 6,6/8 | –  |
| 6     | Нагрузка (груз) на крюке, кН                  | 33,8   | 22,5                        | Нет   | –  |
| 7     | Нагрузка от собственного веса подсвечника, кН | –  | 18                          | 18    | 9  |

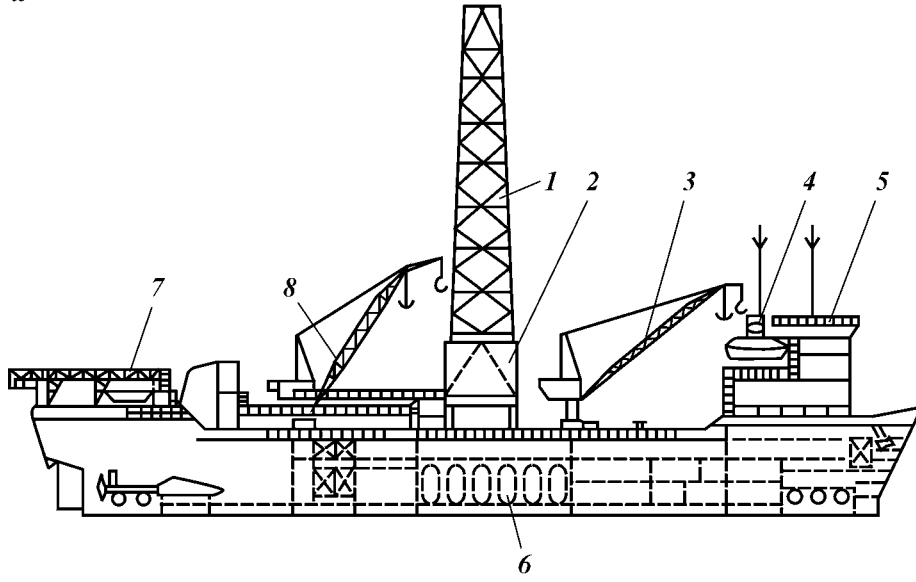
Примечания: 1. Для всех видов качки в знаменателе указаны периоды в секундах.  
2. Центр бортовой качки (ниже основания буровой вышки) равен 13,2 м.

тановка для очистки сточных вод, две емкости для питьевой и две для бытовой воды. В твиндеке № 1 (10055 мм над килевой линией) 23 размещены кладовые для сухой провизии, вещевые кладовые, туалеты, баня, каюты для экипажа. В носовом отделении под главной палубой расположен форпик с цепными ящиками. В носовой части, в районе главной палубы 18, расположены: камбуз, прачечная, туалеты, помещения для хранения белья, столовые, каюты, палуба полубака 13 с якорной лебедкой и люком над помещением подруливающих устройств. В палубной надстройке размещены: служебные помещения, лазарет, каюты и туалеты, шлюпочная палуба 11 с двумя спасательными шлюпками 4, каютами с туалетами. В носовом отделении имеются также палуба ходового мостика 14 с рулевой и штурманской рубкой 5, радиорубкой, помещением для системы автоматического позиционирования и помещением для кондиционирования воздуха, верхняя палуба 12 с мачтой. Под твиндеком № 2 (6000 мм над килевой линией) 27 размещен трюм для хранения бурильных труб и установлены восемь емкостей для топлива, два креновых и два дифференциальных танка и один балластный.

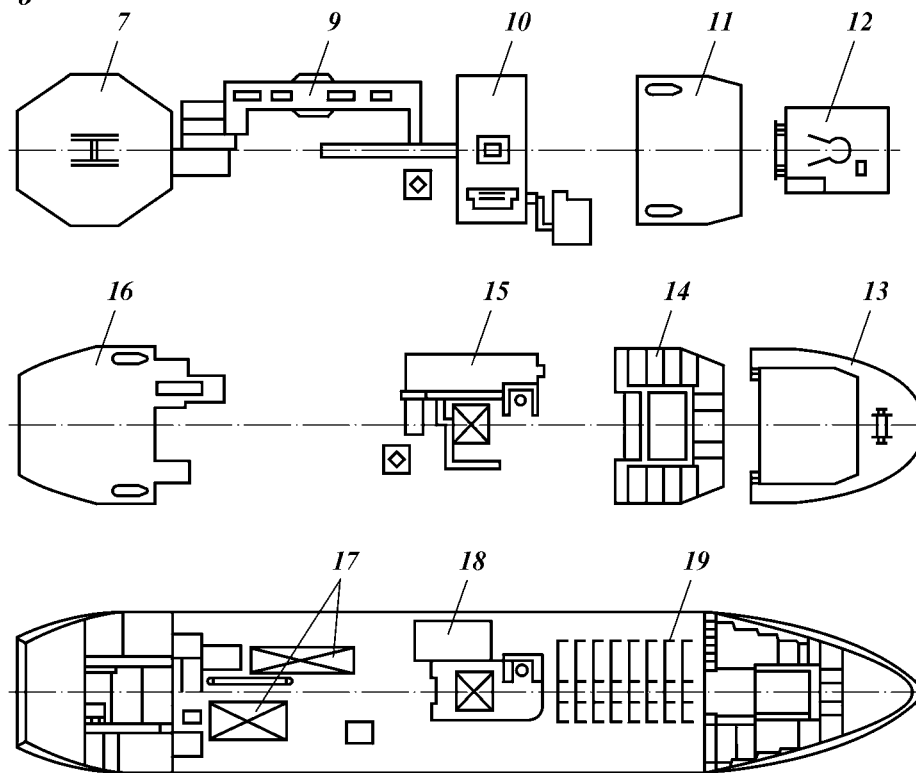
На высоте 3600 мм над килевой линией расположены кладовая с люком в твиндеке. У правого и левого бортов имеются цистерны для хранения сточных вод по 20 м<sup>3</sup> каждая. На твиндеке размещены два трюма для складирования обсадных труб. Погрузочно-разгрузочные операции с трубами осуществляют краном через длинные люки на главной палубе. На этой же палубе установлены стеллажи для обсадных труб и секций водоотделяющей колонны. У правого борта находится кран 3 грузоподъемностью 40 т для погрузочно-разгрузочных операций.

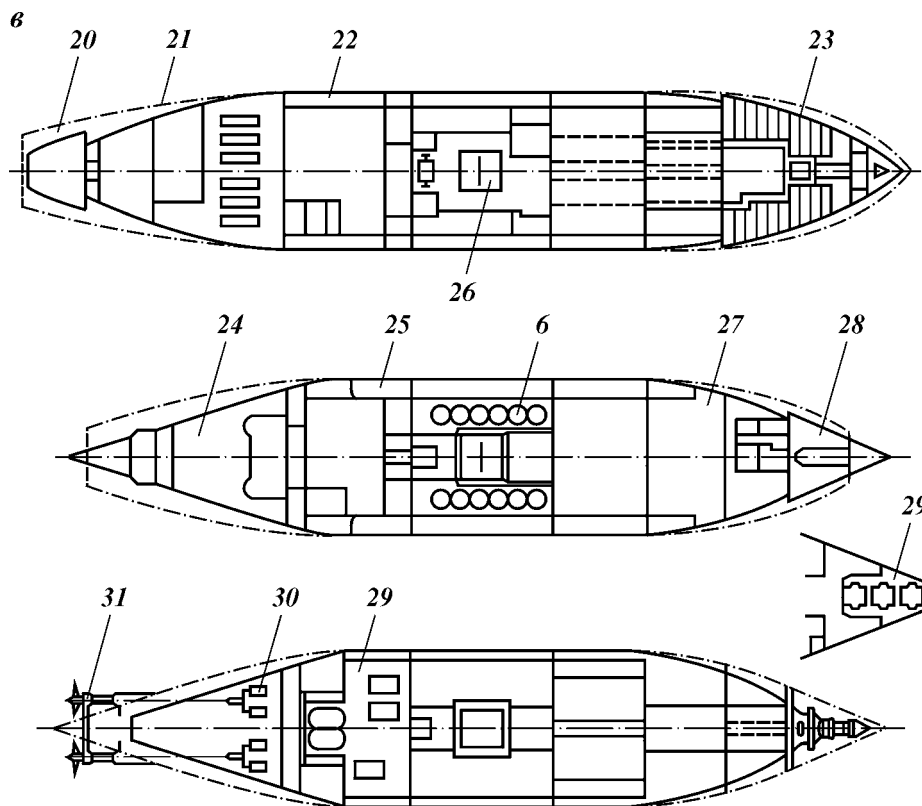
2. В **средней части** судна расположены палуба обработки бурового раствора 15, буровая шахта 26 для пропуска бурового инструмента, подводного противовыбросового оборудования и других механизмов для производства буровых работ, а также колодец для водолазного колокола. Слева и справа от буровой шахты на палубе танков установлены бункеры 6 для цемента барита и бентонита.

*a*



*b*





**Рис. 25.10. Буровое судно «Валентин Шашин»:**  
*a* – вид сбоку; *б* – планы главной палубы, буровой площадки, палубы бурового раствора, верхней палубы, палубы шлюпок, вертолетной площадки, полюта, капитанского мостика, палубы обработки бурового раствора, палубы мостика, палубы полубака и др., *в* – планы ахтерника, палубы бортовых цистерн, твиндеков и пр.

Перед буровой шахтой, со стороны носовой части, смонтированы узлы гидравлической системы натяжного устройства. В этой части имеется также танк для пресной буровой балластной воды. На твиндеке № 2 (6800 мм над килевой линией) 25 за водолазным колодцем расположены лаборатория бурового раствора, кладовые для рекуператоров и компрессорная.

Твиндек № 1 (9300 мм над килевой линией) служит для хранения превенторного оборудования с поворотными платформами под буровой шахтой. По левому и правому бортам находятся мастерская превенторного оборудования, склады, компрессорное отделение, склад баллонов сжатого воздуха, декомпрессорные камеры, лаборатория и аппаратная подводного телевидения.

По левому борту размещены три цистерны циркуляционной системы бурового раствора, на которых установлены вибросита, дегазаторы, пескоотделители и другое оборудование для приготовления бурового раствора и его очистки.

На верхней палубе расположены вентиляторы и кабина бурового мастера. На буровой площадке 10 размещена оснащенная буровая вышка 1, портал 2, ротор, лебедка и другое оборудование. На палубе бортовых цис-

терн 22 установлены цистерны для бурового раствора, одна цистерна для химикатов, насосы для бурового раствора, цемента и т.д. (9300 мм над килевой линией).

Склад для мешков сыпучих материалов размещен на твиндеке № 2 (6800 мм над килевой линией) 24.

На главной палубе 18 установлены стеллажи для хранения труб 19, секции водоотделяющей колонны 17 и платформа с тележкой для подачи этих секций к центру скважины. У левого борта размещена платформа с оборудованием для опробования скважины и кран 8.

3. В **кормовой части** судна расположены полуют 16, отделение двигателей 31 с приводами 30 и помещение буровых и вспомогательных насосов 29. Под твиндеком № 3 (4100 мм над килевой линией) 24 находится помещение для распределительных щитов, трансформаторов и др. Главное машинное отделение, пост управления, отделение вспомогательных механизмов и емкости для жидкого топлива и масла размещены на твиндеке № 2 (7600 мм над килевой линией) 21. На верхней палубе (9300 мм выше килевой линии) в ахтерпике 20 размещены рулевая машина и кладовая. В этой части также расположены: на главной палубе — вентиляционное отделение, мастерские, помещение аварийного генератора, котельное отделение, установка для сжигания отходов, одна рабочая шлюпка и кладовые, палуба юта со швартовым оборудованием и двумя спасательными шлюпками; в надстройке — вентиляционная, помещение для ацетилена, углекислоты, кислорода, фонарная кладовая. Над надстройкой с удлиненной платформой расположены каротажная установка, вертолетная площадка 7 с предохранительной сеткой, две стрелы для сжигания продуктов опробования скважины и площадки 9.

Взлетно-посадочная площадка (ВПП) 7 для взлета и посадки вертолетов ограждена брусом (комингсом). На ВПП предусмотрены устройства для швартовки и закрепления вертолета.

Технология бурения морских нефтяных и газовых скважин в основном не отличается от технологии бурения скважин на суше. Однако бурение скважин с буровых установок, находящихся на плаву (БС, ППБУ) во время проводки скважин, имеет некоторые особенности.

Буровое судно во время бурения перемещается относительно подводного противовыбросового устьевого оборудования, размещенного над устьем бурящейся скважины и закрепленного на морском дне. Для компенсации вертикальных перемещений бурильной колонны между талевым блоком и крюком монтируют специальное устройство — компенсатор вертикальных перемещений. Горизонтальные перемещения судна компенсируются специальным устройством — водоотделяющей колонной (стояком), устанавливаемым между подводным противовыбросовым оборудованием и палубой установки.

Буровая вышка испытывает дополнительные динамические нагрузки, возникающие во время качки, как при бурении, так и при переходе с оконченной бурением скважины на новую точку.

Циркуляционную систему промывки скважины, очистки и приготовления бурового раствора выполняют закрытой и замкнутой, так как применение открытой желобной системы вследствие качки судна затруднено.

Монтажная схема размещения технологического оборудования также отличается от схем на суше. Технологическое оборудование расположено на буровом судне с таким расчетом, чтобы при обеспечении технологиче-

ских требований проводки скважины не нарушить общесудовых требований к проектированию буровых судов (мореходные качества, прочность, безопасность плавания и работы в открытых морских акваториях, а также другие требования соответствующих компетентных органов надзора за производством работ в морях). Остальные узлы бурового оборудования аналогичны узлам, применяемым на суше.

Рассмотрим технологическое оборудование, используемое на судне «Валентин Шашин».

Буровая вышка башенного типа, в соответствии с принятой в мировой практике методикой расчетов, рассчитана на четыре случая сочетания нагрузок, приведенных в табл. 25.3. Вышка оснащена механизмами спуско-подъемных операций типа «V» фирмы «Байрон Джексон», компенсатором для компенсации вертикальных колебаний «NI Шаффер XS», талевым блоком, крюком, вертлюгом с допускаемыми нагрузками до 4900 кН, гибкими буровыми шлангами на рабочее давление 34,0 МПа.

Сварная конструкция подвышечного основания служит рабочей площадкой и базой для установки буровой вышки, шести натяжных устройств водоотделяющей колонны и направляющих шкивов натяжных устройств. В центральной части пола основания имеется проем размером 4100×4100 мм для пропуска блока ПУО. Двери в носовой части приводятся в движение пневмодвигателями мощностью 3,3 кВт. В кормовой части размещена площадка с тележкой для затаскивания секций водоотделяющей колонны в буровую. Под полом основания расположены три рабочие откидные площадки. В центре пола основания установлен ротор с проходным отверстием стола 1257 мм.

Кабина бурового мастера включает:

пульт управления буровой лебедкой;

пульт управления устройством натяжения водоотделяющей колонны;

пульт управления подводными превенторами;

дисплей автоматической системы удержания судна в заданной точке;

мнемосхему управления потоком бурового раствора и др.;

переговорное устройство и другое оборудование (указатели нагрузки на крюке, частоты вращения и вращающего момента ротора, расхода бурового раствора на входе и выходе из скважины, давления бурового раствора, содержания газа в буровом растворе, объема раствора в рабочих емкостях, плотности и температуры бурового раствора на входе и выходе из скважины, числа ходов бурового насоса, разности расхода бурового раствора на выходе и входе).

На полу буровой размещены две пневматические лебедки с допускаемыми нагрузками соответственно 18 и 32 кН.

Система натяжения стояка состоит из трех пар натяжных устройств. С ее помощью регулируют натяжение каждого поддерживающего каната, прикрепленного к верхней части водоотделяющей колонны. Канат проходит через два двойных шкива на каждом конце натяжной системы и прикреплен к фиксатору на натяжном устройстве. Два натяжных устройства соединены со стальными тросами по противоположным сторонам стояка и, работая в паре, обеспечивают одинаковое натяжение каждой линии:

|  |       |
|--|-------|
| Максимальное натяжение каната, кН.....   | 360   |
| Максимальный ход, м:                     |       |
| каната.....                              | 15,25 |
| поршня.....                              | 3,81  |
| Минимальная рабочая температура, °С..... | 25    |

Натяжное устройство поддерживает требуемое натяжение канатов путем подтягивания или разматывания каната в зависимости от перемещения судна, вызванного волнением. Натяжной канат пропущен через шкивы подвижного и неподвижного концов натяжного устройства и представляет собой полиспаственную систему.

Рядом с натяжным устройством установлены гидравлические сосуды высокого давления, которые соединены с цилиндром, заполненным маслом для создания буферного эффекта. Объем аккумулятора давления определяет изменение натяжения в зависимости от движения плунжера. Натяжение в канате обеспечивается за счет постоянства давления воздуха в аккумуляторе, которое поддерживается компрессорной установкой. Для аварийного случая имеются три воздушных баллона вместимостью 1700 л с давлением 21 МПа, с помощью которых обеспечивается быстрая подача воздуха в натяжное устройство.

Каждое из шести натяжных устройств состоит из цилиндра, поршня диаметром 400 мм, с ходом 3810 мм; двух воздушных масляных аккумуляторов вместимостью 125,4 л; двух блоков верхних и нижних шкивов; двух или трех направляющих шкивов (под полом вышки) и двух для каждой пары воздушных сосудов вместимостью 1500 л. Максимальное рабочее давление в системе 12,5 МПа.

Для питания сжатым воздухом имеются две компрессорные установки с подачей 0,00833 м<sup>3</sup>/с и давлением нагнетания 30 МПа. Производительность воздухоочистителя 0,01 м<sup>3</sup>/с. Система обвязки этих компрессоров соединена с системой обвязки компрессорных установок компенсатора вертикальных перемещений, что обеспечивает в случае необходимости использование компрессорных установок, исходя из конкретной обстановки.

Число натяжных устройств, устанавливаемых на буровом судне или ППБУ, определяется в зависимости от глубины моря. Например, при глубине моря до 914 м рекомендуется применять восемь натяжных устройств, для глубин моря 914–1829 м – от 12 до 14.

Современная технология бурения скважин предъявляет особые требования к приготовлению буровых растворов и их качеству:

оборудование по очистке должно обеспечивать качественную очистку раствора от твердой фазы, смешивать и охлаждать его, а также обеспечивать удаление газа из раствора;

оборудование по приготовлению, порошкообразные материалы, химические реагенты должны обеспечивать качество буровых растворов, механизацию их приготовления, а также систематический контроль параметров раствора.

Комплект оборудования по очистке бурового раствора включает: два вибрационных сита, три рабочие цистерны вместимостью 62,62 и 66 м<sup>3</sup> для бурового раствора. На второй и третьей цистернах установлены по два перемешивателя, дегазатор производительностью 63 л/с, пескоотделители из шести циклонов, илоотделитель из 16 циклонов со сменными полиуретановыми вставками.

В отделении, где установлены буровые насосы, размещены две цистерны для хранения бурового раствора вместимостью по 82 м<sup>3</sup>, две цистерны вместимостью по 55 м<sup>3</sup>, две емкости вместимостью по 20 м<sup>3</sup> для приготовления бурового раствора и химических реагентов. На четырех емкостях для хранения бурового раствора установлены восемь перемешивателей,

еще два перемешивателя — на емкости для приготовления бурового раствора и два — на емкости приготовления химических реагентов. На складе, где хранятся мешки с сыпучими материалами, находятся два смесительных бункера для барита и бентонита. Два смесительных бункера с химическими реагентами размещены в складе мешков над емкостью для приготовления химических реагентов. Один бункер с баритом, один бункер с химическими реагентами и два бункера с бентонитовым порошком установлены на цистернах.

Все электрооборудование, смонтированное в установке, выполнено во взрывобезопасном исполнении.

Порошкообразные материалы (глинопорошок, цемент и химические реагенты) хранятся в 12 бункерах объемом примерно по 45–46 м<sup>3</sup>, расположенных по правому и левому борту на складах для хранения сыпучих материалов. В системе предусмотрены также два двухкубовых уравнильных бака для бентонита и цемента в контейнерном отделении, один бак для барита — на рабочей цистерне с буровым раствором и один бак в отделении буровых насосов. Все четыре бака снабжены измерителями массы.

#### **КОМПЕНСАТОР ВЕРТИКАЛЬНЫХ ПЕРЕМЕЩЕНИЙ**

Компенсатор предназначен для устранения влияния вертикальных перемещений судна на бурильную колонну и другие устройства, подвешенные на талевом блоке. Кроме этого, он поддерживает постоянную нагрузку на долото и обеспечивает постоянное положение бурильной колонны относительно забоя скважины. Компенсатор также способствует повышению надежности операций по защите от выбросов, так как при закрытии плашек превентора бурильная колонна неподвижна, благодаря чему не происходит повреждения резиновых уплотнений плашек.

Существуют различные конструкции компенсаторов с расположением их на кронблоке или между талевым блоком и крюком. К преимуществам компенсаторов, размещенных на кронблоке, можно отнести отсутствие гибких шлангов высокого давления и возможность использования стандартных вышек. Однако их существенные недостатки — увеличение массы и повышение центра тяжести буровой вышки, увеличение износа канатов, наличие рычажного механизма, большая масса подвижных частей, трудность обслуживания узлов. По этим причинам компенсаторы с верхним расположением менее распространены. Компенсаторы, подвешенные на талевом блоке, широко применяют из-за их меньшей массы, возможности быстрой установки на стандартном талевом блоке. Во избежание увеличения высоты вышки компенсаторы выполняют с двумя силовыми цилиндрами, размещенными по боковым сторонам талевого блока.

Большинство применяемых компенсаторов — пассивного типа, что обусловлено простотой их эксплуатации. В этих конструкциях используются естественные процессы расширения и сжатия газа в баллонах аккумулятора, и изменение параметров газа происходит от воздействия нагрузки на крюке, без внесения другой дополнительной энергии.

В активных системах компенсации на параметры газа или жидкости воздействуют дополнительно, например с помощью принудительного перемещения поршня аккумулятора от гидравлической следящей системы. Такая система применена в компенсаторах, установленных на научно-



исследовательском судне «Гломар Челенджер». Использование активных систем компенсации увеличивает точность поддержания нагрузки на долото в пределах  $\pm 7$  кН, что является важным в научно-исследовательских работах (при отборе керна и т.п.).

На судне «Валентин Шашин» установлен компенсатор вертикальных перемещений фирмы «NL Ракер Шаффер» (рис. 25.11).

Компенсатор состоит из верхней траверсы 19, шарнирно соединенной с талевым блоком 11, и нижней траверсы 16, на которой подвешен крюк. К траверсе 19 присоединены два гидропневматических цилиндра 14 и концы шести цепей 13. Цепи перекинуты через звездочки 9, закрепленные на концах штоков 10 гидропневматических цилиндров 14. Нижние концы цепей 17 соединены с нижней траверсой 16. Такая конструкция компенсатора обеспечивает увеличение хода компенсатора в 2 раза, определяемого расстоянием между траверсами 19 и 16, по сравнению с ходом поршней в гидропневматических цилиндрах.

Штоковая полость 15 цилиндров 14 заполнена рабочей жидкостью, а в полостях 12 находится сжатый воздух, который поступает от компрессора 2 или баллонов 1 и 4 включением с пульта 3.

На траверсе 19 установлены также два (по одному для каждого из цилиндров 14) масловоздушных резервуара 7 с разделительными поршнями. Пространства с жидкостью этих резервуаров через клапаны 8 сообщены со штоковыми полостями цилиндров 14.

С пульта управления контролируются давление сжатого воздуха, нагрузки на рабочие цилиндры, давление в резервуарах рабочей жидкости. Рукава высокого давления 6 на обоих концах имеют автоматический отсечной клапан 5, который срабатывает при обрыве рукавов. Регистрирующая и показывающая аппаратура дает сведения о расстоянии между траверсами, давлении воздуха и компенсируемой нагрузке.

Компенсатор имеет фиксатор 18, с помощью которого траверсы 19 и 16 могут быть соединены, и талевая система может работать, как в обычных буровых установках на суше.

На рис. 25.12 приведена схема пневматической системы компенсатора. Питание сжатым воздухом осуществляется от двух компрессоров 1 через дистанционно управляемый регулятор давления 6. При избыточном давлении компрессоры отключаются автоматическим регулятором давления 8. Далее воздух поступает через главный отсечной клапан 11 с ручным управлением и через зарядный клапан 16 с ручным управлением, клапаны 4 и линию управления 15 в баллон 3. Резервная линия 7 служит для подачи воздуха через клапан 9 с ручным управлением, клапан 10, линии 14 и 5 в баллон 2 для аварийных нужд. Из этого баллона воздух подается в систему с помощью клапана 12 и дистанционно управляемого клапана 13. Во время работы компенсатора воздух перемещается через клапан 19. Рядом подключены автоматические редукционные клапаны 20 и 21 с ручным управлением.

По трубопроводу 22 через клапаны 27 и 28, гибкие рукава 24 и автоматические отсечные клапаны 31, трубопроводы 36 и 40 воздух поступает в цилиндры 39 компенсатора.

Трубопроводы 36 и 40 соединены с продувочным клапаном 30. Для обеспечения синхронизации движения поршней цилиндров 39 ввиду упругости воздуха система снабжена аккумуляторами низкого давления 35. Масло из штоковых полостей цилиндров по линиям 37 через дроссели 38

Рис. 25.11. Компенсатор вертикальных перемещений

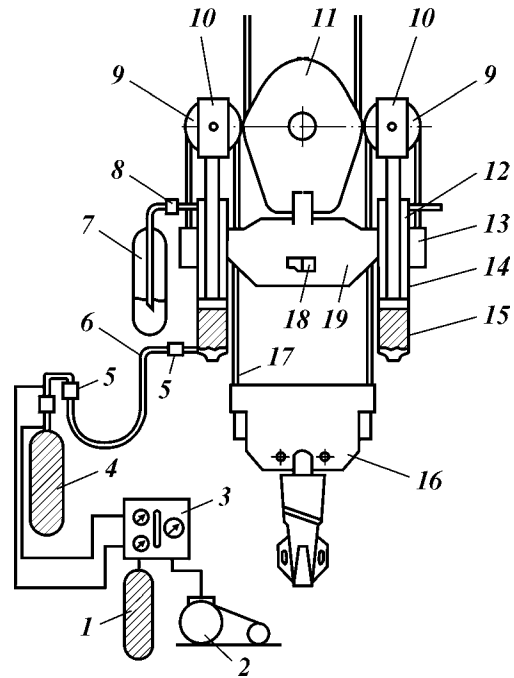
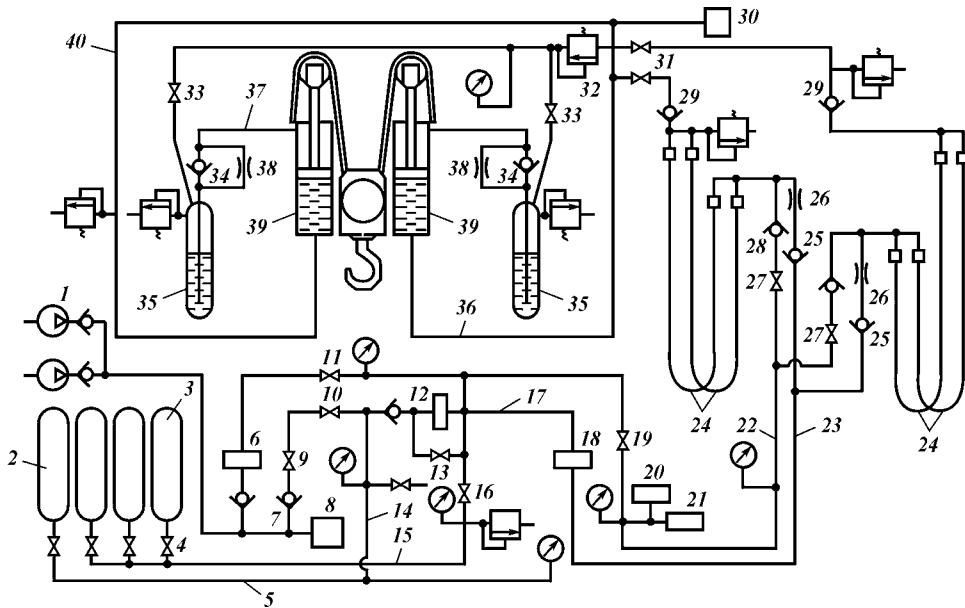


Рис. 25.12. Схема пневматической системы компенсатора



перемещается в масляную полость аккумуляторов 35. Обратное перемещение масла из аккумуляторов при ходе поршней вниз происходит через обратные клапаны 34.

Постоянное давление воздуха в аккумуляторах 35 поддерживается с помощью регулятора давления 32. Воздух подается через клапаны 33 с ручным управлением.

Для зарядки системы воздух подается через клапан 16, трубопровод 17, клапан 18, клапан 25, соединенные трубопроводом 23. Дроссели 26 обеспечивают медленную зарядку. При достижении требуемого рабочего давления обратные клапаны 28 и 29 устанавливаются в открытое положение, и система готова к работе.

## 25.7. БУРОВЫЕ ВЫШКИ ДЛЯ ПБС

Буровые вышки морских плавсредств (СПБУ, ППБУ, БС) и стационарных буровых платформ являются подъемным сооружением и предназначены для подвешивания талевого системы, колонны бурильного инструмента или обсадной колонны и труб при спуске их в скважину и подъеме из нее, поддержания на весу бурильного инструмента при бурении скважины, размещения кронблока, системы механизмов автоматизации и механизации спускоподъемных операций типа АСП и узлов соответствующего оснащения фонаря вышки.

На вышках морских буровых плавсредств, кроме отмеченных механизмов и узлов, устанавливают механизмы, компенсирующие колебания бурильного инструмента и водоотделяющей колонны при качке плавсредства во время производства спускоподъемных операций (СПО) и бурения.

Основные параметры, характеризующие вышку, включают общую грузоподъемность вышки, нагрузку на крюке, размеры верхнего и нижнего оснований, вместимость магазинов, расстояния от пола до балкона верхнего рабочего, массу конструкции и др. Ниже приведены основные технические данные буровых вышек:

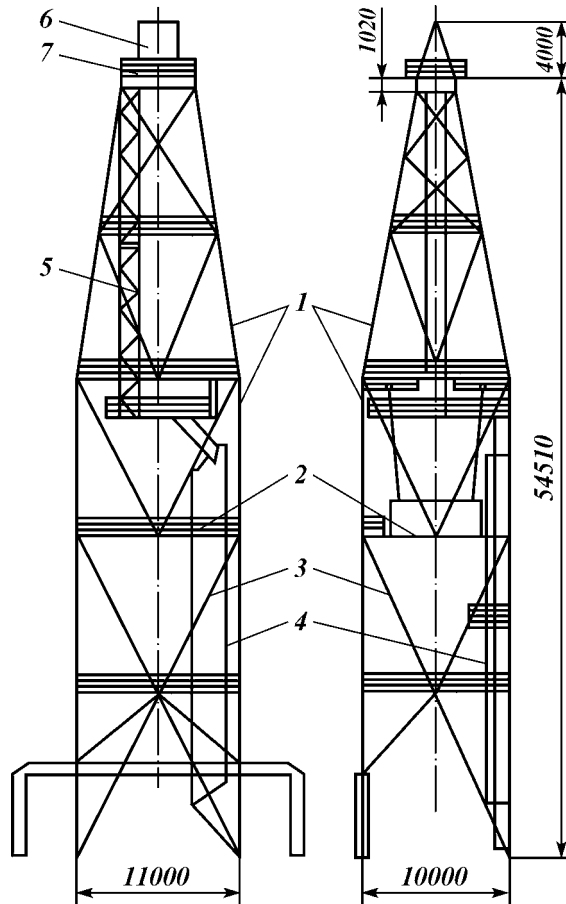
|  |           |           |
|--|-----------|-----------|
| Тип вышки.....   | ВВП54-320 | ВВП53-320 |
| Максимальная нагрузка на крюке при оснастке 6×7, кН.....     |           | 3200      |
| Высота, м:   |           |           |
| полезная (от пола буровой до низа подкронблочной балки)..... | 54        | 53        |
| общая.....   | 58,5      | 57,2      |
| Расстояние между колоннами в плане, м:                       |           |           |
| вдоль оси плавсредства.....                                  | 10        | 13        |
| поперек оси плавсредства.....                                | 11        | 12,5      |
| Масса, т.....  | 134,1     | 180,5     |
| Место установки.....   | СПБУ      | ППБУ и БС |

### БУРОВАЯ ВЫШКА ВВП54-320

Вышка (рис. 25.13) представляет собой решетчатую конструкцию башенного типа. Три нижние секции башни имеют форму параллелепипеда, а две верхние — форму усеченной пирамиды. Грани вышки выполнены в виде полураскосной решетки. Секции колонн 1 вышки изготовлены из труб диаметром 530×8 мм и скреплены между собой фланцевыми соединениями. Колонны передней грани вышки опираются на портал буровой платформы и крепятся к нему болтами. Колонны задней грани вышки также опираются на портал и присоединяются к нему.

Вертикальное положение вышки (центрирование) обеспечивается установкой прокладок: в передней грани между колоннами вышки и порта-

Рис. 25.13. Буровая вышка ВБП54-320



лом и в задней грани — между колоннами вышки и ригелем рамы над буровой лебедкой.

Пояса 2 вышки коробчатого сечения присоединены к колоннам с помощью болтовых соединений. Каждый пояс огорожен двусторонними перилами. Раскосы 3 изготовлены из горячекатаных стальных труб и присоединены к косынкам поясов и колонн пальцевыми соединениями. В плоскости второго снизу пояса вышки размещена платформа верхового рабочего с магазином для ручной расстановки свечей, а также нижние (вспомогательные) гребенки магазина свечей комплекса механизмов АСП. В плоскости третьего снизу пояса вышки установлены балки, служащие опорами кронштейнов направляющих канатов центратора, верхних магазинов свечей и площадок для обслуживания механизмов. На внутренней стороне передней грани вышки к первому и второму поясам прикреплены шахта с маршевыми лестницами 4 и площадкой для обслуживания стояка манифольда. От третьего пояса до подкранблочной площадки установлена шахта с вертикальными лестницами 5.

На верхних концах колонн вышки закреплена подкранблочная площадка 6 с козлами 7.

#### БУРОВАЯ ВЫШКА ВБП53-320

Вышка башенная ВБП53-320 (рис. 25.14) предназначена для работы в технологическом комплексе буровой установки, установленном на ППБУ типа «Шельф» и ВС.

Грани вышки представляют собой полураскосные решетки. Нижние грани башни от пола до верхнего магазина — вертикальные, а верхние — наклонные. Колонны, изготовленные из труб, соединяются между собой фланцевыми соединениями. Пояса представляют собой сварные элементы двутаврового сечения. Внутри вышки по высоте расположены два магазина для установки пакета свечей. Угол наклона свечей равен  $3^{\circ}30'$ . На под-

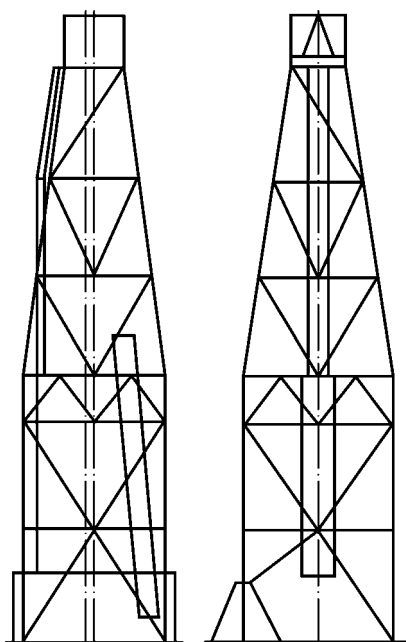


Рис. 25.14. Буровая вышка ВВП53-320

кронблочной раме установлены кронблок, направляющие талевого блока, компенсатор и другие узлы.

В основном конструкция вышки аналогична конструкции вышки ВВП54-320.

#### НАГРУЗКИ НА ВЫШКУ

Морские буровые вышки работают при различных режимах эксплуатации: бурении, производстве спускоподъемных операций, спуске обсадной колонны, перегоне, переходе, штормовом отстое. Во всех перечисленных режимах на вышку действуют определенные нагрузки и их сочетания.

Для всех указанных режимов характерно совместное действие нагрузок, возникающих при качке плавсредства, и ветровых нагрузок. Исходными данными при

расчетах служат параметры качки (период, амплитуда, высота волны, радиус волны), а также ветровые и технологические нагрузки, нагрузки от узлов и элементов вышки. Для каждого режима эксплуатации вышки необходимо определить расположение буровой колонны и установить, какие элементы подлежат расчету. В табл. 25.4 в качестве примера приведены исходные данные для расчета буровой вышки типа ВВП53-320 (элементы расчета — колонны и решетки).

#### Определение нагрузок, вызванных качкой бурового плавсредства.

При качке плавсредства на буровую вышку действуют следующие силы.

1. Инерционные нагрузки, возникающие при гармонических колебаниях плавсредства (рис. 25.15). Их определяют по следующим формулам:

Таблица 25.4

#### Исходные данные для расчета буровой вышки

| Условия эксплуатации буровой установки  | Параметры качки      |                    |                 |                    |   | Ветровая нагрузка (скоростной напор), МПа | Нагрузка на крюке, кН | Расположение буровой колонны |
|---|----------------------|--------------------|-----------------|--------------------|---|---|-----------------------|------------------------------|
|   | Период колебания, с* | Амплитуда градуса* | Высота волны, м | Радиус волны, г, м | Расстояние от платформы буровой до центра качки $z_1$ , м |   |                       |                              |
| Спускоподъемные операции<br>Спуск обсадной колонны<br>Перегон<br>Штормовой отстой | 10                   | ±5                 | 6               | 3                  | 23–25   | 4,3                                       | 3200                  | В скважине<br>За пальцем     |
|   | 12                   | ±6,5               | 11<br>12        | 5,5<br>6           | 30–32<br>25–27  | 7,0                                       | —<br>2000             | На стеллажах<br>В скважине   |

\*Для бортовой и килевой качки.

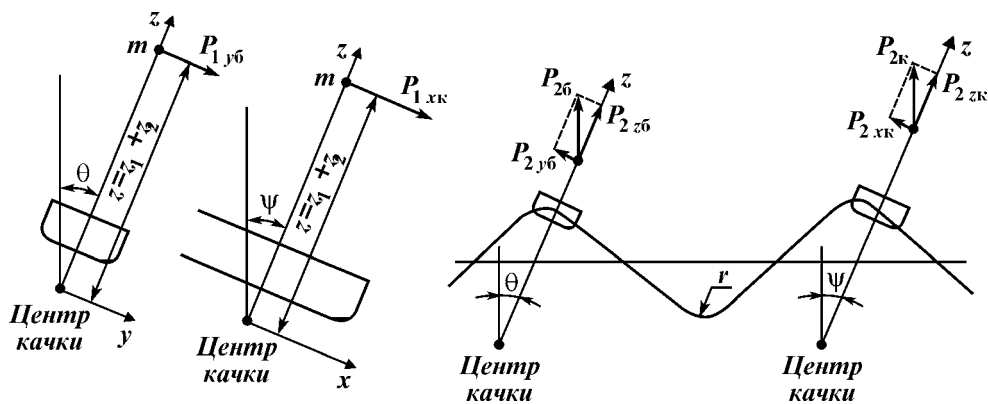


Рис. 25.15. Схема сил, действующих на вышку

при бортовой качке

$$P_{1yb} = m \frac{4\pi^2}{\tau_1^2} \theta z;$$

при килевой качке

$$P_{1xk} = m \frac{4\pi^2}{\tau_2^2} \psi z;$$

где  $m$  — масса участков вышки и оборудования, кг;  $\tau_1, \tau_2$  — периоды соответственно бортовой и килевой качки, с;  $\theta$  — амплитуда бортовой качки, градус;  $\psi$  — амплитуда килевой качки, градус;  $z$  — расстояние от центра тяжести участка вышки до центра качки, м.

2. Нагрузки, определяемые орбитальным движением судна на волне, вычисляются по следующим формулам:

при бортовой качке

$$P_{2yb} = m \frac{4\pi^2}{\tau_1^2} r \sin \theta;$$

при килевой качке

$$P_{2xk} = m \frac{4\pi^2}{\tau_2^2} r \sin \psi;$$

где  $r$  — радиус волны, м.

Нагрузки от вертикальной качки плавсредства учитываются путем введения коэффициента перегрузки  $\eta$ , увеличивающего расчетные нагрузки на участках вышки и оборудования. Нагрузки от участка (зоны), нормальные к оси вышки, определяют по формулам:

при бортовой качке

$$P_{iy} = \eta P_i \sin \theta;$$

при килевой качке

$$P_{ix} = \eta P_i \sin \psi.$$

Нагрузки, действующие по оси вышки, находят по формулам:  
при бортовой качке

$$P_{iz} = \eta P_i \cos \theta;$$

при килевой качке

$$P_{iz} = \eta P_i \cos \psi.$$

Коэффициент перегрузки

$$\eta = 1 + \frac{r}{g} \frac{4\pi^2}{\tau}.$$

Эти коэффициенты рассчитывают для случаев перегона, СПО и штормового отстоя.

Нагрузки от элементов вышки и узлов оборудования, вычисленные в пределах данного участка (зоны), представляют в виде сосредоточенных сил. Силы инерции при вращательных перемещениях плавсредства около поперечной и продольной осей суммируют с силами инерции при орбитальном движении плавсредства. Эти суммарные силы определяют по формулам:

при бортовой качке

$$P_y = m \frac{4\pi^2}{\tau_1^2} (\theta z + r \sin \theta);$$

при килевой качке

$$P_x = m \frac{4\pi^2}{\tau_2^2} (\psi z + r \sin \psi).$$

Для удобства расчетов вычисленные нагрузки, действующие на вышку при разных режимах эксплуатации и видах качки, сводят в таблицу.

**Определение ветровых нагрузок на вышку.** Согласно СНиП, ветровые нагрузки на сооружения вычисляют как сумму статических и динамических составляющих.

Статическую составляющую которая соответствует установившемуся скоростному напору, учитывают во всех случаях. Нормативное значение статической составляющей

$$q_{н.с} = q_0 k c,$$

где  $q_0$  — скоростной напор;  $k$  — коэффициент, учитывающий изменение скоростного напора по высоте (определяют в соответствии с требованиями СНиП);  $c$  — аэродинамический коэффициент.

Динамическую составляющую, вызываемую пульсацией скоростного напора, учитывают при расчете сооружений с периодом собственных колебаний более 0,25 с (мачты, башни и т.п.). Нормативное значение динамической составляющей ветровой нагрузки для сооружений с равномерно распределенной массой и постоянной по высоте жесткостью при учете только первой формы собственных колебаний допускается определять по формуле

$$q_{н.д} = q_{н.с} \times \xi v m,$$

где  $q_{н.с}$  — нормативное значение статистической составляющей ветровой нагрузки на уровне верха сооружения;  $\kappa$  — коэффициент перегрузки (принимают по СНиП);  $\xi$  — коэффициент динамичности;  $\nu$  — коэффициент, учитывающий пространственную корреляцию пульсации скорости ветра по высоте.

Помимо нагрузок на вышку также определяют ветровые нагрузки на узлы АСП, пакет свечей за пальцем, кронблок, талевый блок с компенсатором, балкон механизма расстановки свечей, направляющие талевого блока. Ветровые нагрузки рассчитывают для двух направлений: вдоль мостков и поперек них (килевое и бортовое направления). При определении давления ветра на узлы оборудования коэффициент динамичности не учитывают. Для удобства расчета вычисленные значения ветровых нагрузок для каждой зоны, действующих на все грани и на всех режимах эксплуатации, сводят в таблицу.

#### КОМПЛЕКС МЕХАНИЗМОВ КМСП-6500

Комплекс механизмов КМСП-6500 предназначен для механизации и частичной автоматизации СПО при бурении нефтяных и газовых скважин глубиной до 6500 м с плавучих полупогружных платформ.

При выполнении СПО комплекс обеспечивает:

совмещение во времени спуска и подъема колонны бурильных труб или незагруженного элеватора с операциями установки свечи на подсвечник, переноса ее с подсвечника к центру скважины и развинчивания или свинчивания свечей;

механизацию установки свечей на подсвечник и выноса с подсвечника к центру скважины;

автоматизированный захват и освобождение колонны бурильных труб;

механизацию наращивания бурильной колонны;

механизацию установки утяжеленных бурильных труб в специальные кассеты и обратно;

механизацию смазывания резьб замковых соединений бурильных труб, свечей.

Конструкция механизмов и узлов комплекса позволяет проводить СПО при скоростном напоре ветра не более 4,3 МПа, периоде бортовой и килевой качки 10 с, угле наклона в одну сторону не более 3°.

#### МЕХАНИЗМЫ И УЗЛЫ, РАБОТАЮЩИЕ В КОМПЛЕКСЕ С МЕХАНИЗМАМИ АСП

**Компенсатор вертикальных перемещений** бурильной колонны предназначен для устранения влияния вертикальных перемещений полупогружной буровой платформы на бурильную колонну и другие устройства, подвешенные на талевом блоке. Он также поддерживает постоянную нагрузку на долото и обеспечивает постоянное положение бурильной колонны относительно забоя скважины. Механизм также способствует повышению надежности операций по защите от выбросов, так как при закрытии плашек превентора бурильная колонна неподвижна, что исключает повреждение резиновых уплотнений плашек.

Компенсатор (рис. 25.16) состоит из рамы 1, на которой симметрично



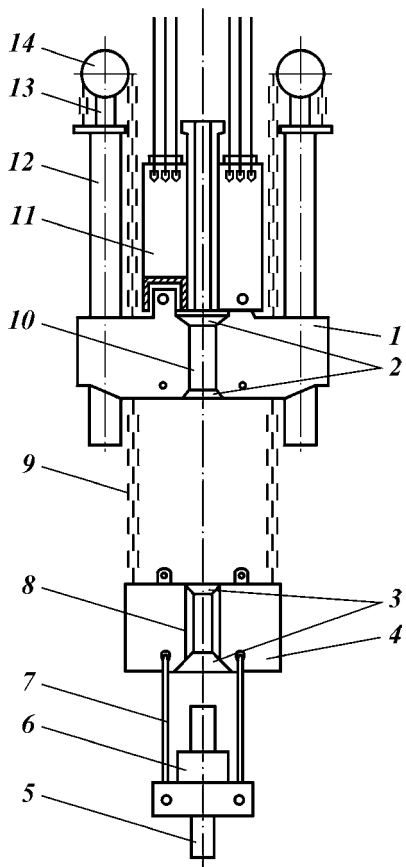


Рис. 25.16. Компенсатор вертикальных перемещений, работающий в комплексе с КМСП-6500

смонтированы два пневмоцилиндра 12. Траверса 4 подвешена на пластинчатых цепях 9, верхние концы которых, пройдя через ролики 14 штоков 13, соединяются с пневмоцилиндрами 12. На штропах 7 к траверсе 4 подвешен автоматический элеватор 6. Особенностью конструкции компенсатора, в отличие от компенсаторов, не применяемых в комплексе механизмов АСП, является то, что рама 1 и траверса 4 имеют V-образные выемки 8, 10 со скосами 2, 3. Наличие выемок обеспечивает производство СПО механизмами АСП, выполняющими совмещение СПО с операциями свинчивания и развинчивания в условиях качки ППБУ, в сочетании с компенсатором вертикальных перемещений буровой колонны в такой последовательности.

По окончании отработки долота на забое перед подъемом бурового инструмента траверсу жестко соединяют с рамой 1 компенсатора и фиксируют ее в раме. Буровая колонна 5 поднимается на длину свечи и садится на клинья ротора типа ПКР. После этого талевый блок с подвижным компенсатором перемещаются вниз

по буровой свече с С-образными выемками в раме 1 и траверсе 4. При этом верхний конец буровой колонны 5 входит в подвижный центратор 11. Одновременно при перемещении талевого блока и компенсатора вниз буровым ключом буровую свечу отвинчивают от колонны 5. Затем механизмом подъема и расстановки свечей осуществляют приподъем буровой свечи из муфты замка буровой колонны. Свеча механизмом захвата захватывается, вынимается через V-образные выемки, а затем механизмом расстановки свечей переносится и устанавливается на подсвечник и в магазины. Затем поднимают колонну на длину свечи, и операции повторяют. Буровую колонну спускают в обратном порядке.

## 25.8. ПОДВОДНОЕ УСТЬЕВОЕ ОБОРУДОВАНИЕ

### НАЗНАЧЕНИЕ И ТИПЫ ПОДВОДНОГО УСТЬЕВОГО ОБОРУДОВАНИЯ

В практике бурения скважин с плавучих буровых средств (БС, ППБУ) широко применяют комплексы подводного устьевого оборудования (ПУО), устанавливаемые на морском дне. Такое расположение позволяет

наибольшие смещения плавсредства от центра скважины, при этом установленное на морском дне оборудование меньше подвержено механическим повреждениям.

Комплекс ПУО предназначен:

для обеспечения при бурении скважины гибкой замкнутой технологической связи между перемещающимся от воздействия волн и течений БС или ППБУ и неподвижным подводным устьем, установленным на морском дне;

для направления в скважину бурильного инструмента, обеспечения замкнутой циркуляции бурового раствора, управления скважиной при бурении и др.;

для надежного закрытия бурящейся скважины в целях предупреждения возможного выброса из скважины при аварийных ситуациях или при отсоединении буровой установки в случае больших волнений моря.

Существует несколько конструкций ПУО, обеспечивающих бурение скважин на разных глубинах моря — от 50 до 1800 м и более.

Большая глубина установки ПУО предъявляет высокие требования к его свойствам: оборудование должно быть прочным, вибростойким, способным выдерживать большие внешние давления, быть герметичным и надежно управляемым на расстоянии. Конструкция узлов комплекса должна обеспечивать точность стыковки узлов при монтаже и расстыковки при демонтаже. Качество стыковки должно быть высоким, обеспечивающим нормальную работу и управление ПУО.

Особое внимание уделяют расположению механизмов связи — тяжёлым устройствам, установленным на БС или ППБУ, которые подвергаются действию волн, течения и ветра.

Недостатки размещения ПУО на дне моря — сложность управления, эксплуатации и ремонта.

Многолетний опыт бурения с плавучих буровых средств определил в основном две типовые конструкции скважин с подводным устьем. В первой конструкции (для глубин скважин примерно 5000–6500 м) применяют фундаментную колонну (направление) диаметром 762 мм, кондуктор — 508 мм, первую промежуточную колонну — 340 мм, вторую промежуточную колонну — 178 мм. Диаметр эксплуатационной колонны обеспечивает спуск и установку двухколонных НКТ для одновременно-раздельной эксплуатации пластов. Благодаря такому сочетанию диаметров с большими зазорами между колоннами обеспечивается надежное крепление скважин.

Вторую конструкцию преимущественно применяют в условиях бурения на меньшие глубины при более простой конструкции скважин. В этой конструкции используют фундаментную колонну диаметром 762 мм, кондуктор — 406 мм, промежуточную колонну — 273 мм, эксплуатационную колонну — 178 мм.

В практике буровых работ на море с БС и ППБУ применяют одно- или двухблочную конструкцию ПУО. Некоторые одноблочные конструкции преимущественно используют на больших глубинах вод, в несложных двух- и трехколонных конструкциях скважин и на небольших глубинах бурения. Двухблочные конструкции применяют преимущественно на небольших глубинах вод, в сложных четырех- и пятиколонных конструкциях скважин и на больших глубинах бурения.

Преимущества одноблочной конструкции ПУО — сокращение времени на установку и монтаж комплекса, так как установленный одно-

блочный комплекс ПУО используется в течение всего времени бурения скважины. К недостаткам одноблочного ПУО следует отнести его большую массу (до 200 т) по сравнению с двухблочным, масса которого примерно 80 т.

Преимущества двухблочной конструкции — возможность ее применения при бурении глубоких скважин сложной конструкции, относительно малая масса каждого блока противовыбросового оборудования и возможность производства ремонта свободного блока. К недостаткам следует отнести затрату времени на демонтаж первого и установку и монтаж второго блока в процессе бурения скважины, а также потребность дополнительного места для хранения неработающего блока. В настоящее время за рубежом используют одноблочные конструкции ПУО с проходным отверстием диаметром 476,24 мм, которые практически обеспечивают бурение глубоких скважин сложной конструкции.

Американский нефтяной институт (API), обобщив многолетний опыт работы буровых компаний, разработал практические рекомендации по применению противовыбросового оборудования API RP-53, для наземного и морского бурения с подводным расположением устья скважин.

Для обозначения узлов стволовой части принят специальный код: А — универсальный превентор; G — вращающийся превентор; R, R<sub>d</sub>, R<sub>l</sub> — соответственно одно-, двух- и трехкорпусной плашечный превентор; X — универсальный плашечный превентор; S — крестовина; C<sub>H</sub> — муфта высокого давления для соединения блока превенторов с колонной головкой или отдельных узлов в общей сборке стволовой части ПУО; C<sub>L</sub> — муфта низкого давления для соединения морского стояка с блоком превенторов.

В зависимости от рабочего давления ПУО подразделяют на две группы: на рабочее давление 14 и 21 МПа и рабочее давление 35,70 и 105 МПа.

Пример схемы сборки противовыбросового оборудования при подводном расположении ПУО приведен ниже:

|                             |   |   |
|-----------------------------|---|---|
| Рабочее давление, МПа ..... | 14; 21  | 35,70; 105  |
| Схема сборки .....          | C <sub>H</sub> SAC <sub>L</sub> ; C <sub>H</sub> RAC <sub>H</sub> ;<br>C <sub>H</sub> RRAC <sub>H</sub> | C <sub>H</sub> R <sub>d</sub> RAC <sub>L</sub> ; C <sub>H</sub> R <sub>d</sub> RAC <sub>H</sub> A;<br>C <sub>H</sub> R <sub>d</sub> R <sub>d</sub> AC <sub>L</sub> ; C <sub>H</sub> R <sub>d</sub> R <sub>d</sub> AAAC <sub>L</sub> |

**Двухблочный комплекс ПУО** применяют в основном на ППБУ. Он включает:

блок плашечных одинарных (однокорпусных) превенторов с проходным отверстием 540 мм, универсальный сферический или другой конструкции превентор с проходным отверстием 540 мм на давление 21 МПа, соединительные муфты, опорно-направляющие рамы и другие узлы;

второй блок двух сдвоенных плашечных превенторов с проходным отверстием диаметром 350 мм на давление 70 МПа, универсальный превентор с проходным отверстием 350 мм на давление 35 МПа, опорную направляющую раму, соединительные муфты и др.;

два водоотделяющих стояка диаметром 610 и 406 мм;

дистанционную систему управления блоками превенторов;

временную опорную базу;

отклонитель потока с системой управления (дивертор);

систему натяжения водоотделяющих стояков;

систему натяжения направляющих тросов;

манифолды противовыбросового оборудования (регулирования и глушения);

компенсаторы бурильной колонны;

компенсаторы аварийных подвесных и устьевых головок со спусковым и испытательным инструментом и защитными втулками;  
телевизионную камеру;

Другое скважинное и палубное оборудование, входящее в комплект ПУО.

Весь комплекс подразделяется на палубный и подводный.

1. Палубный комплекс ПУО. На палубе 8 ППБУ (рис. 25.17) постоянно смонтированы:

натяжные устройства 1 с направляющими роликами 2, поддерживающие водоотделяющий стояк в постоянно натянутом состоянии и компенси-

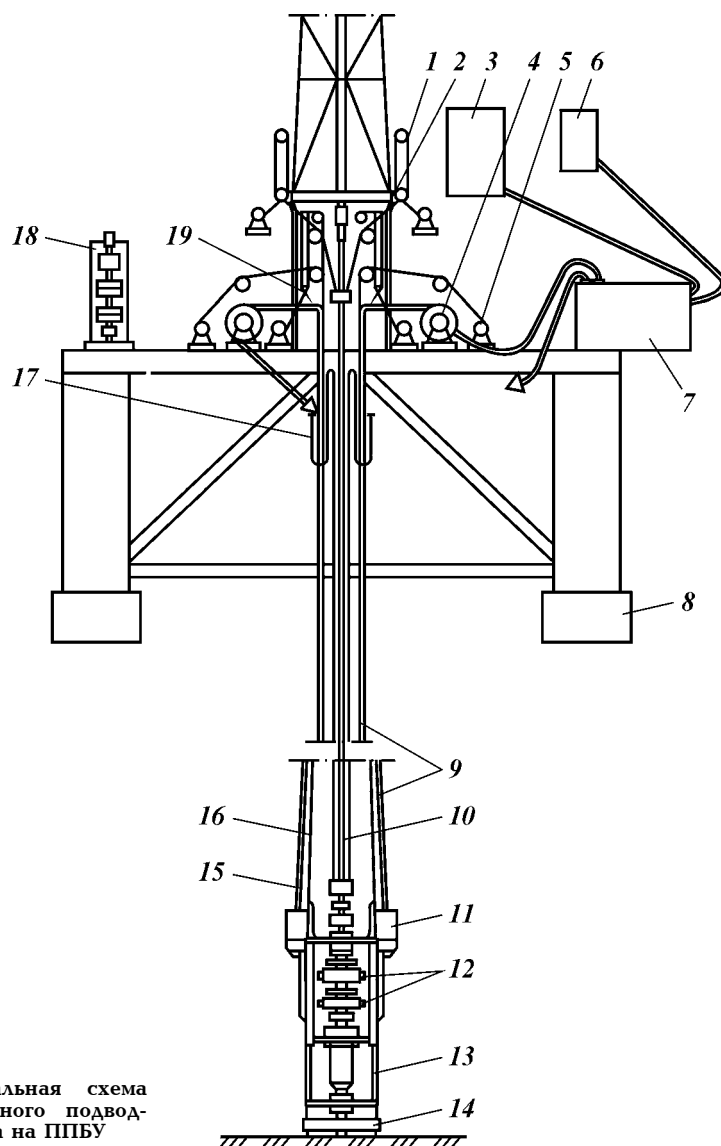


Рис. 25.17. Принципиальная схема расположения двухблочного подводного устьевого комплекса на ППБУ

рующие перемещения ППБУ относительно стояка, соединенного нижним концом с противовыбросовым оборудованием ОП;

лебедки 4 с приводом для намотки и хранения многоканальных шлангов дистанционного управления ОП;

лебедки 5 для подъема и спуска многоканальных шлангов 9 и коллекторов 11 дистанционного гидравлического управления;

главная электрическая панель бурильщика 3 для управления ПУО и мини-панель 6, гидравлическая силовая установка 7 с гидронасосами и пневмогидравлическими аккумуляторами;

манифольд регулирования дросселирования и глушения скважины 17;

блок противовыбросового оборудования 18;

компенсатор вертикальных перемещений бурильной колонны, подвешенный на вышке;

натяжные устройства 19, поддерживающие направляющие канаты постоянно натянутыми и компенсирующие перемещение платформы относительно ПУО.

На платформе также размещены компрессорная установка высокого давления с блоком осушки воздуха, насосная установка для нагнетания рабочей жидкости в пневмогидроаккумуляторы, лебедки для намотки и хранения направляющих канатов, лебедка и барабаны для спуска телевизионной камеры, предназначенной для осмотра ОП, приемная телевизионная установка для приема и передачи от подводной телевизионной камеры, колонная головка с комплектом подвесных и устьевых устройств обвязки обсадных колонн, стенд для испытания блоков превенторов перед спуском на морское дно.

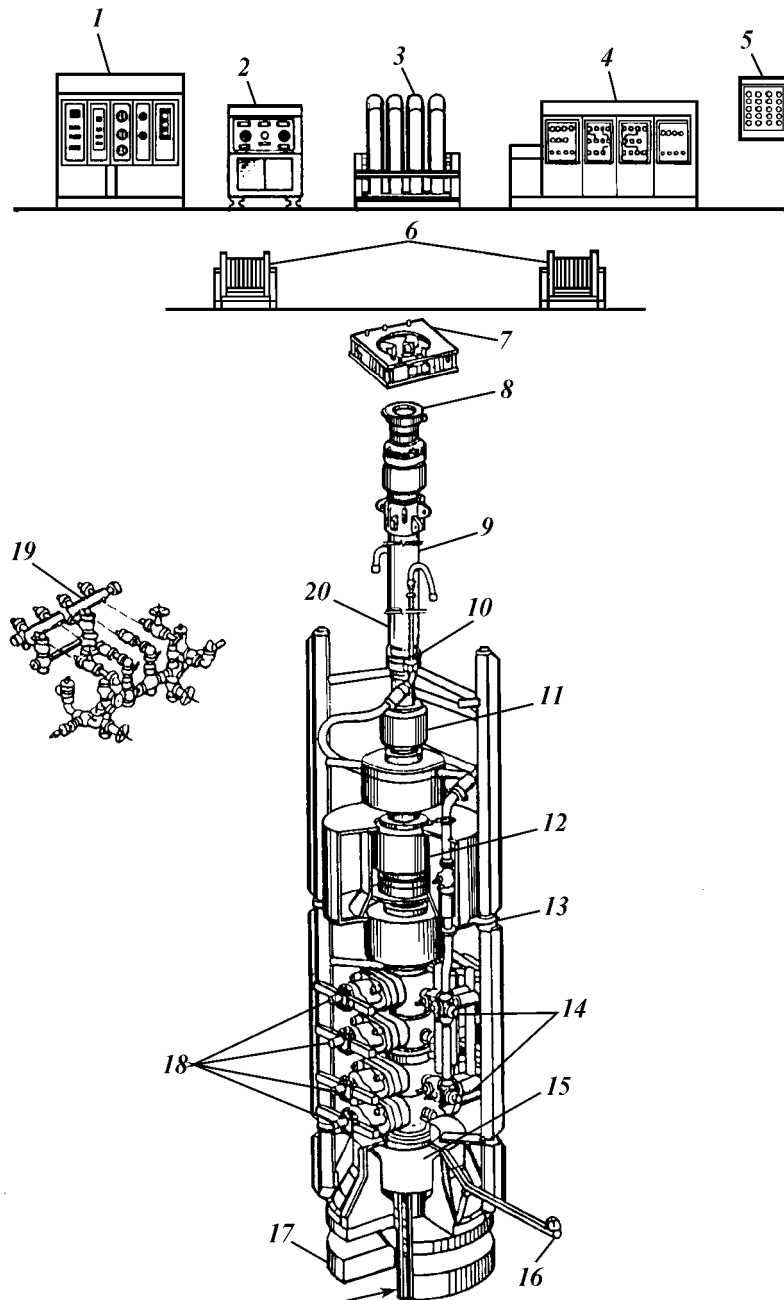
На палубе ППБУ, в безопасной зоне на большом расстоянии от рабочей площадки, установлена панель для управления ПУО в случае выброса, когда подход к главной панели невозможен.

Кроме того, на палубе размещены секции морских стояков диаметром 610 мм с телескопическим узлом для соединения с превенторным блоком и платформой. К 406-мм внутренней трубе телескопического узла в верхней части присоединено отклоняющее устройство (дивертор) для закрытия затрубного пространства между бурильной колонной и корпусом устройства, предотвращающее выход газа в рабочую зону в случае проявления газа, который отводится по трубопроводу в сепаратор газа на сжигание. На палубе также расположены панель управления общими натяжными устройствами; каптажное устройство для закрытия скважины до установки эксплуатационного оборудования; водолазное оборудование; комплект монтажных, спусковых, технологических инструментов и приспособлений грузоподъемных кранов и другое оборудование, необходимое для эксплуатации и ремонта ПУО.

2. Подводный комплекс ПУО (см. рис. 25.17). Он состоит из водоотделяющей колонны (морского стояка) 10, многоканальных шлангов 9 и 15, коллекторов 11, плашечных превенторов 12, опорно-направляющего основания 13, опорной плиты 14, направляющих канатов 16, верхней и нижней гидравлических муфт, шарового соединения (углового компенсатора), телевизионной камеры, телескопического компенсатора и других узлов.

**Одноблочный комплекс ПУО.** На рис. 25.18 приведена одноблочная конструкция ПУО, обеспечивающая бурение многоколонных глубоких скважин (фирма «Камерон», США).

Превенторы с проходным отверстием диаметром 476,24 мм на рабочее



**Рис. 25.18. Одноблочный подводный устьевый комплекс:**

1 — пульт бурильщика; 2 — пульт управления штуцерным манифольдом; 3 — аккумуляторная установка; 4 — гидравлическая силовая установка; 5 — дистанционный пульт управления; 6 — шланговые барабаны; 7 — гидравлический спайдер; 8 — верхнее соединение морского стояка; 9 — телескопический компенсатор; 10 — соединение; 11 — угловой компенсатор; 12 — нижний узел морского стояка; 13 — направляющие; 14 — подводные задвижки; 15 — цанговая муфта; 16 — опорная плита (фундаментная); 17 — акустический датчик; 18 — плащечные пре-ренторы; 19 — штуцерный манифольд; 20 — морской стояк

давление 70 МПа позволяют бурить скважины с высокими пластовыми давлениями без замены блока превенторов. особенностью основных узлов блока превенторов является применение:

а) плашечного превентора типа V-П, конструкция которого отличается от конструкции превенторов типа V тем, что он имеет более короткий ход крышки. В конструкцию введены гидрозатяжные болты крышек. Применено уплотнение крышек новой конструкции. В превенторе используются универсальные плашки, исключая использование в блоке превенторов дополнительного превентора, так как конструкция плашек обеспечивает перекрытие труб колонны от 60,3 до 193,7 мм. В конструкцию включены суперрежущие плашки для резки УБТ диаметром до 177,8 мм, замков бурильных труб и обсадных труб диаметром до 339,7 мм;

б) универсального превентора типа D18 3/4-10000 с проходным отверстием диаметром 476,24 мм, выдерживающего рабочее давление 70 МПа. Уплотнитель превентора. по данным фирмы, обеспечивает 365 закрываний на трубе диаметром 127 мм при давлении 70 МПа;

в) цангового соединителя типа НС с диаметром проходного отверстия 476,24 мм на давление 105 МПа. Соединитель, по данным фирмы, при давлении 105 МПа выдерживает изгибающую нагрузку 4147,6 кН·м;

г) универсального углового компенсатора, обеспечивающего работу подводного комплекса на глубине до 3050 м и выдерживающего нагрузку до 9070 кН. Особенность конструкции – наличие эластомерного элемента, состоящего из сферических стальных пластин и эластической набивки. Элемент может выдерживать большие сжимающие нагрузки и срезающие усилия. Компенсатор может отклоняться в любом направлении вокруг центра вращения при изгибе морского стояка;

д) соединителя морского стояка с проходным отверстием 473 мм, выдерживающим нагрузку 9070 кН. Соединитель может работать на глубине моря до 3000 м. По данным фирмы, он выдержал испытания на изгибающую циклическую нагрузку, равную нагрузке предела выносливости материала (1 млн циклов). При глубоководном бурении морской стояк может произвольно отсоединиться от подводного блока превенторов в результате непредвиденных обстоятельств (прекращение подачи циркулирующей жидкости, потери циркуляции или случайного отсоединения линии). Во избежание смятия морского стояка в этой ситуации в подводном комплексе предусмотрена клапанная катушка для заполнения морского стояка водой. Датчик катушки приводится в действие, если давление внутри стояка понизится на 1,4 МПа по сравнению с давлением столба морской воды. При падении давления в морском стояке давление морской воды поднимет закрывающую втулку, и морская вода поступит в морской стояк, стабилизируя давление и предотвращая его смятие.

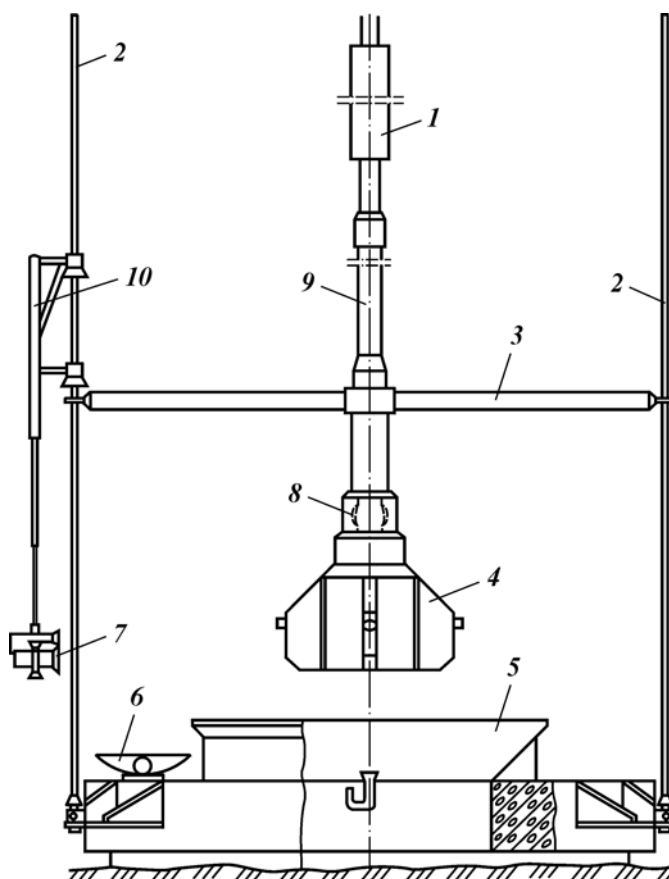
#### **МОНТАЖ КОМПЛЕКСА ПОДВОДНОГО УСТЬЕВОГО ОБОРУДОВАНИЯ**

После заякоривания ППБУ на точке бурения водолазы обследуют морское дно. По результатам обследования, после установления фактического расположения платформы по отношению к месту, определенному проектом, и при соответствии данных по прочности грунта, полученных ранее при инженерных изысканиях, приступают к спуску ПУО и бурению скважины.

Строительство скважины и монтаж-демонтаж ПУО выполняют в такой последовательности.

Краном устанавливают фундаментальную плиту 5 (рис. 25.19) на откидные створки шахты. К плите с помощью срезных пальцев присоединяют направляющие канаты 2, закрепляют на плите уровень 6 определения наклона плиты. Подвешивают на элеваторе спусковой инструмент 4, снимают вкладыши ротора и, пропуская инструмент через проходное отверстие ротора, сажают его с элеватором на ротор. Затем к спусковому инструменту присоединяют телескопический компенсатор 1, наращивают бурильные трубы и, опуская бурильную колонну 9 до монтажной площадки, присоединяют ее к опорной плите. Выше спускового инструмента устанавливают направляющую штангу 3, втулки которой связывают с направляющими канатами, расположенными по диагонали. После этого опорную плиту приподнимают, открывают створки шахты, пропускают и сажают ее, спуская на морское дно. При спуске телекамеры 7 определяют угол наклона плиты, установленной на морском дне. Затем поднимают спусковой инструмент, разбирают его и на утяжеленных бурильных трубах спускают долото для бурения скважины диаметром 914 мм под фундаментную колонну диаметром 762 мм.

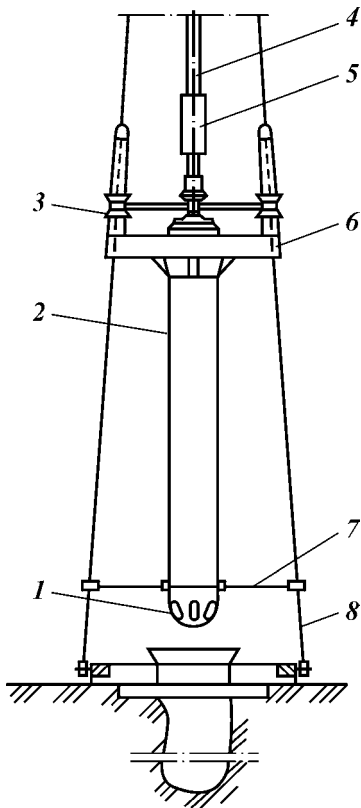
При неустойчивых породах сначала бурят скважину меньшего диамет-



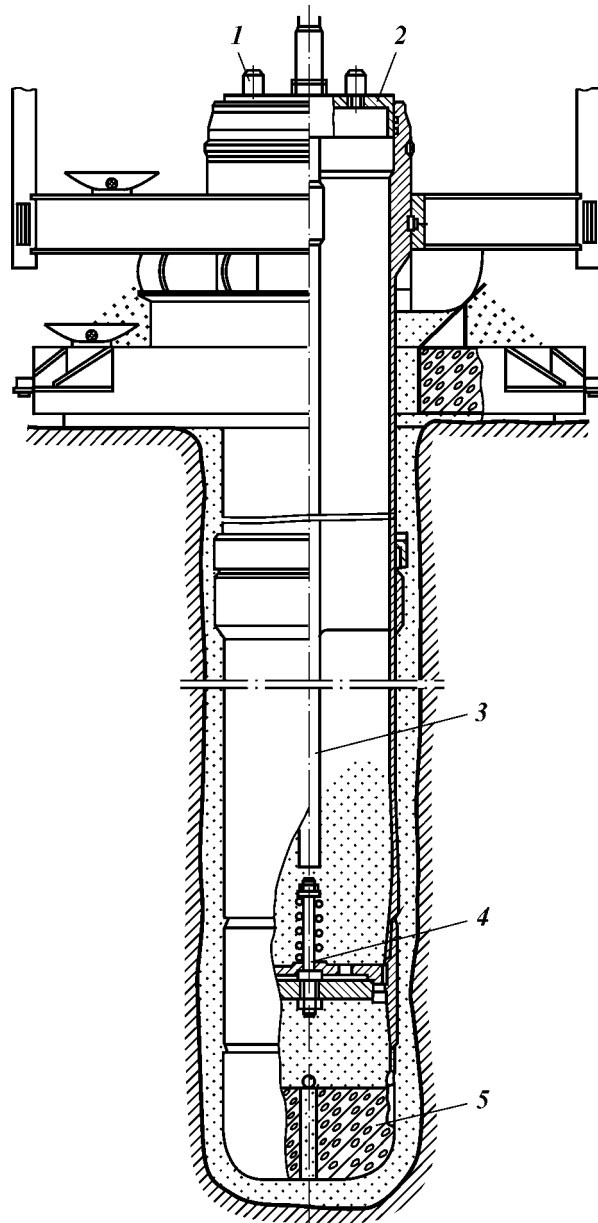
**Рис. 25.19. Схема спуска и установки временной фундаментной плиты:**  
 1 – телескопический компенсатор; 2 – направляющий канат; 3 – направляющая штанга; 4 – спусковой инструмент; 5 – опорная плита; 6 – уровень; 7 – телекамера; 8 – шарнирный узел; 9 – бурильная колонна; 10 – телескопическая штанга



ра, а затем расширяют ее до требуемого размера. Скважину бурят на воде с открытой циркуляцией. По окончании бурения бурильный инструмент поднимают; спускают фундаментную колонну 2 диаметром 762 мм (рис. 25.20) с опорно-направляющим основанием 6. Для этого собирают несколько секций колонны, наращивают колонну до необходимой длины, включая секцию со звеном с упорно-центрирующими косынками, и пропускают это

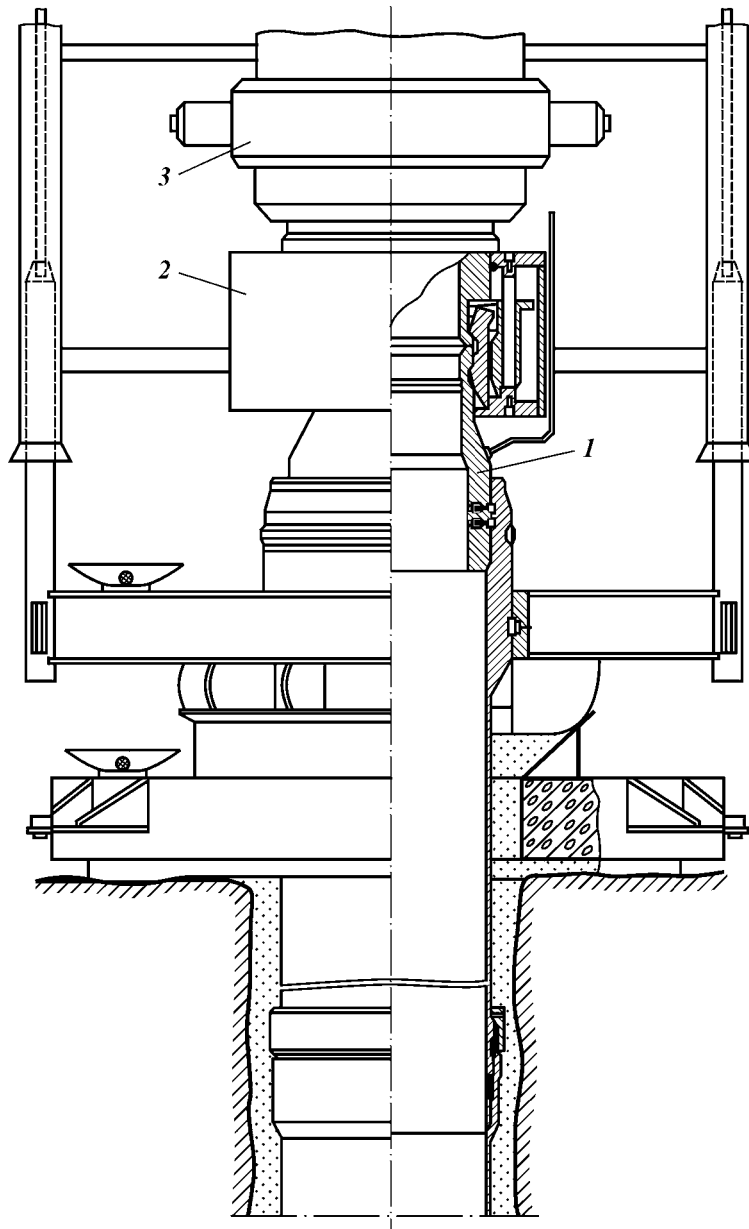


**Рис. 25.20. Схема спуска фундаментной колонны (направления):**  
 1 — направляющий башмак; 2 — фундаментная колонна; 3 — направляющая штанга; 4 — спусковой инструмент; 5 — телескопический компенсатор; 6 — постоянное опорно-направляющее основание; 7 — направляющий пеньковый канат; 8 — направляющий канат



**Рис. 25.21. Схема цементирования направления:**  
 1 — пробка для выпуска воздуха; 2 — спусковой инструмент; 3 — цементировочный хвостовик из бурильных труб; 4 — обратный клапан; 5 — направляющий башмак

звено через опорно-направляющее основание. Затем соединяют обе части опорно-направляющего основания, опускают колонну и подвешивают ее за устьевую головку в опорно-направляющем основании. Собирают цементировочный хвостовик 3 (рис. 25.21) из бурильных труб и на него навинчивают спусковой инструмент, к которому присоединяют телескопический компенсатор.



**Рис. 25.22. Схема спуска и монтажа первого блока превенторов:**

*1* – временная устьевая головка; *2* – гидравлическая муфта; *3* – блок превенторов 540.21

Наращивая бурильные трубы, колонну спускают до монтажной площадки на ППБУ и соединяют спусковой инструмент с устьевой головкой. Между спусковым инструментом и телескопическим компенсатором устанавливают направляющую штангу 3 (см. рис. 25.20), в концевые втулки которой заводят направляющие канаты 7. Затем, наращивая бурильные трубы, опускают колонну до опорной плиты и после посадки колонны на плиту продолжают спуск до выбора половины хода телескопического компенсатора. С помощью телекамеры проверяют вертикальность опорно-направляющего основания. После спуска колонны на проектную глубину ее цементируют до устья, поднимают и разбирают бурильную колонну (см. 25.21).

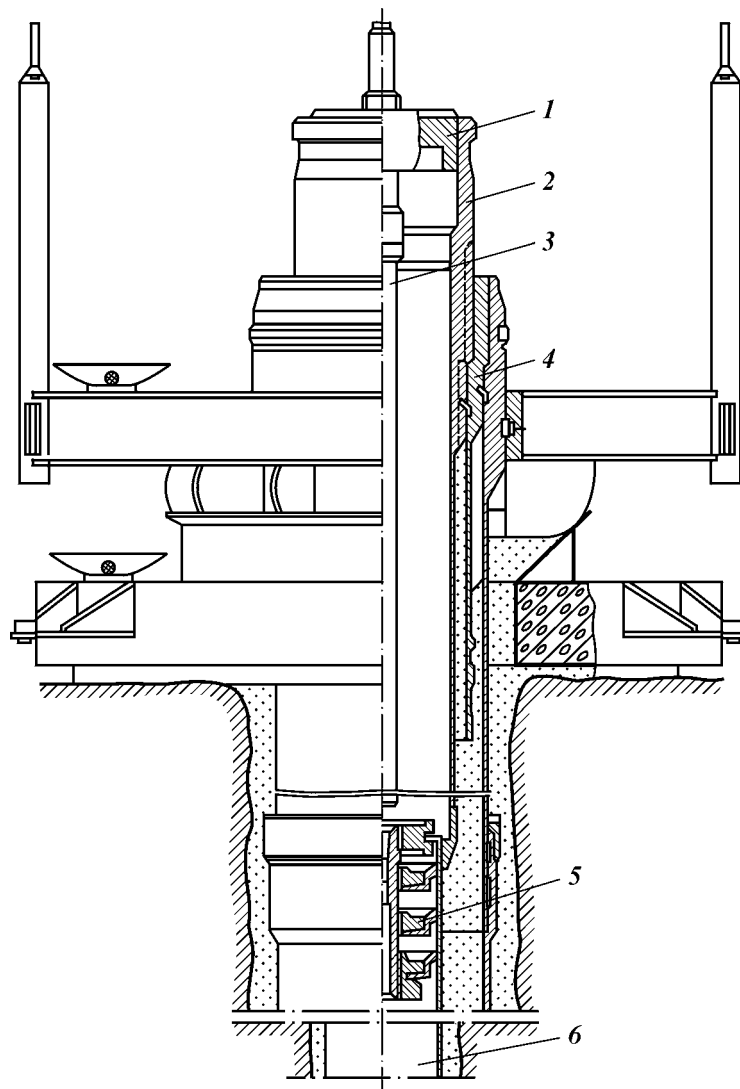
В случае слабых мягких грунтов опорно-направляющее основание устанавливают на грунт без применения опорной плиты. Обычно же опорно-направляющее основание устанавливают с помощью его сферической опоры в воронку опорной плиты. Это обеспечивает горизонтальность основания при установке опорной плиты на неровное дно. Опорно-направляющее основание служит базой центрирования и установки блока противовыбросового оборудования при бурении и блока фонтанной арматуры – при эксплуатации с подводным устьем скважины.

Основание представляет собой сварную четырехугольную раму, по углам которой сварены четыре стойки для пропуска направляющего каната при спуске основания к подводному устью. На каждой стойке имеются продольные прорезы для канатов, которые закрываются съёмными планками.

После окончания работ по установке и закреплению опорно-направляющего основания приступают к монтажу, спуску и установке блока 3 противовыбросового оборудования (рис. 25.22) с проходным отверстием диаметром 540 мм на рабочее давление 21 МПа и морского стояка диаметром 610 мм.

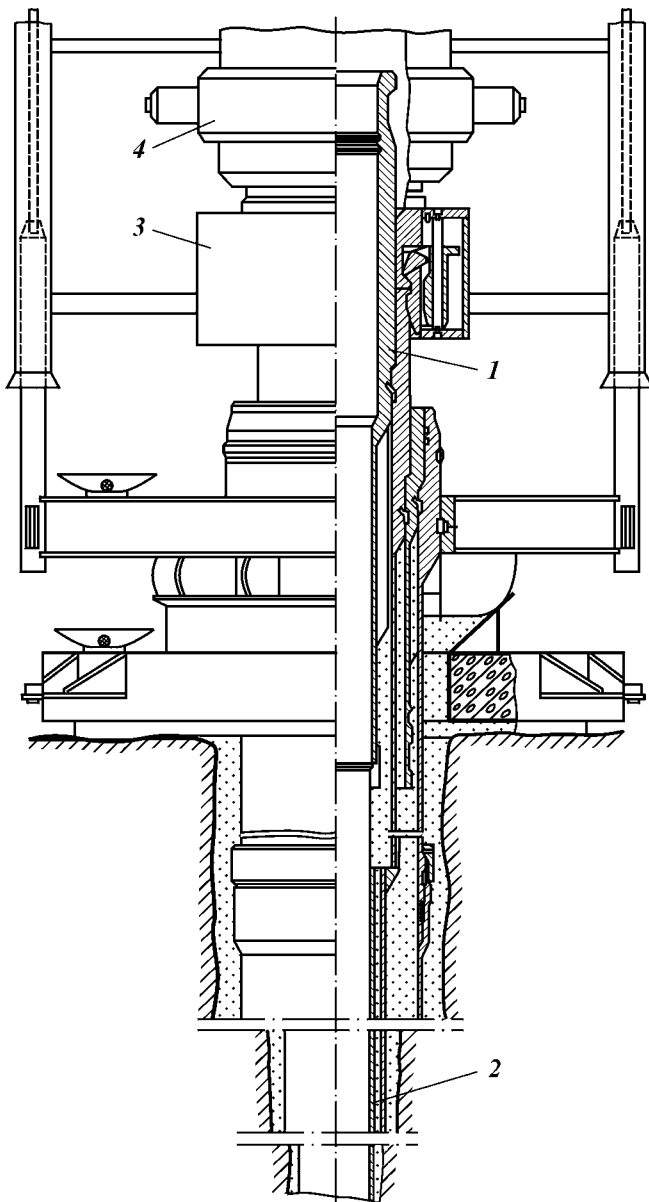
Сначала мостовым краном устанавливают и закрепляют на главной палубе временную устьевую головку, а на блоке превенторов размещают и закрепляют коллектор управления. Затем подачей давления по гидросистеме отсоединяют нижнюю муфту блока превенторов от тумбы и краном переносят блок 3 ближе к шахте буровой, устанавливают его на устьевой головке, нижней муфтой 2 соединяют блок ПО с головкой и к головке подсоединяют шланги управления. После этого коллектор управления снимают с блока ПО, устанавливают его на место хранения на палубе, краном перемещают блок к шахте спуска, заправляют направляющие канаты в направляющие стойки блока и опускают блок ПО, подвесив и установив его на опорных балках шахты спуска. Затем снова устанавливают коллектор управления на блок ПО, краном поднимают секцию морского стояка, скрепляют ее с блоком ПО и соединяют дублирующий коллектор управления на блоке ПО.

После этого на подготовленном роторе устанавливают монтажный спайдер, краном подносят и опускают через ротор на спайдер звено морского стояка и специальным ключом прикрепляют его к нипельной части узла соединения. Затем дают натяжение направляющим канатам, приподнимают сборку ПО, открывают створку шахты и опускают сборку ПО, подвесив ее на клиньях спайдера за фланец морского стояка. На этом фланце закрепляют гидроакустический датчик индикатора угла отклонений морского стояка от вертикали.



**Рис. 25.23. Схема спуска и цементирования кондуктора:**  
 1 – спусковой инструмент; 2 – устьевая головка кондуктора диаметром 508 мм; 3 – цементировочный хвостовик; 4 – головка диаметром 630 мм без колонны; 5 – цементировочная пробка; 6 – колонна кондуктора

После этого наращивают секции морского стояка и к последней секции присоединяют телескопическое звено в сжатом виде. Сборку стояка и ПО подвешивают на монтажном спайдере и отсоединяют спусковой инструмент. Затем краном подводят отклонитель потока бурового раствора, присоединяют спусковой инструмент, поднимают, устанавливают и закрепляют отклонитель на ниппельной части внутреннего телескопического звена. Устанавливают траверсу крюка компенсатора буровой колонны в крайнее нижнее положение и создают в пневмогидросистеме такое давление, чтобы усилие натяжения превышало вес морского стояка.



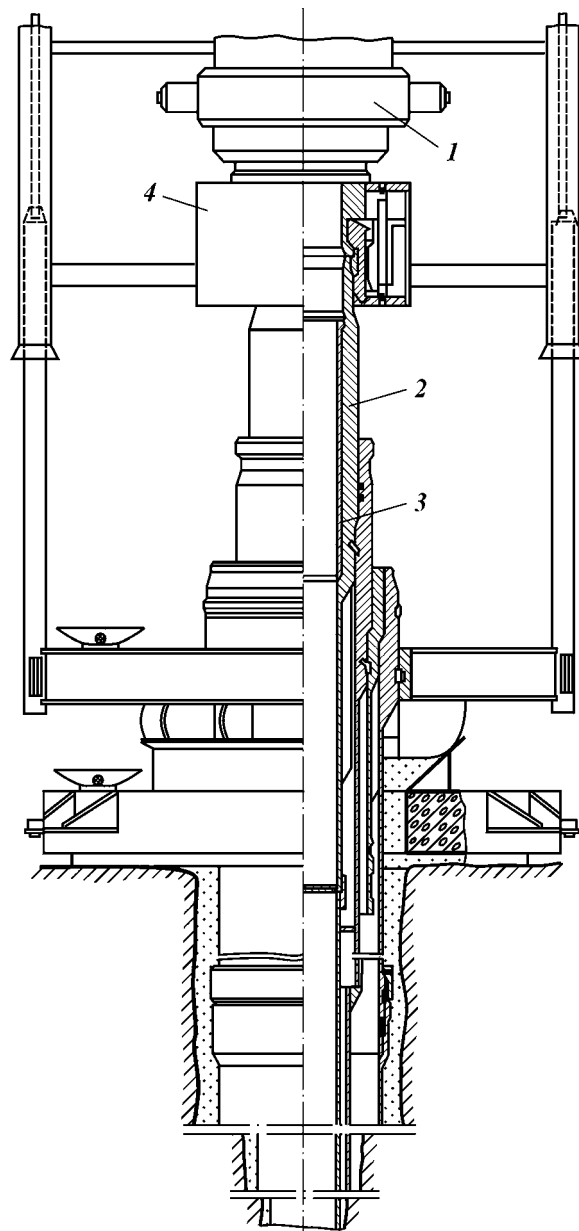
**Рис. 25.24. Схема цементирования первой промежуточной колонны:**

1 — устьевая головка; 2 — первая промежуточная колонна; 3 — гидравлическая муфта; 4 — блок превенторов

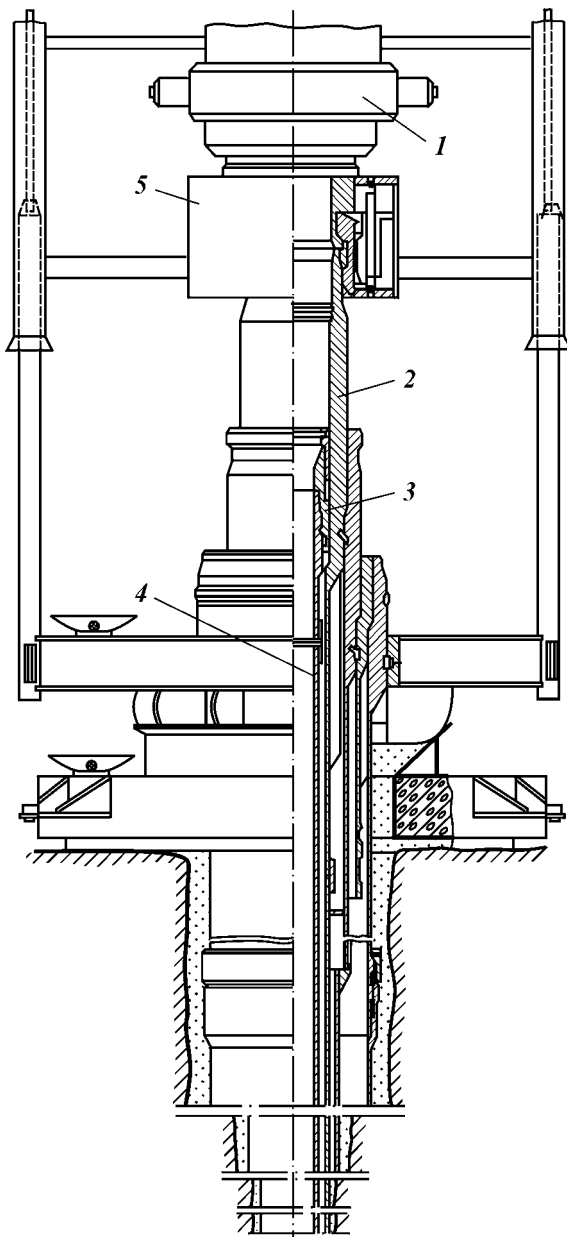
Затем натяжные канаты прикрепляют к неподвижной части телескопического звена, опускают сборку стояка и ПО, продолжая спуск талевого блока до выбора половины хода компенсатора, и гидромуфтой соединяют временную устьевую головку с устьевой головкой направления диаметром 762 мм. После этого выбирают слабины натяжных канатов, включают в работу натяжное устройство морского стояка, разгружают компенсатор буровой колонны, освобождают внутреннюю трубу телескопического звена от стопоров, поднимают ее к подроторным балкам и тросами прикрепляют отклонитель потока к подроторным балкам.

**Рис. 25.25. Схема спуска и установки второго блока превенторов:**

1 — второй блок превенторов;  
2 — устьевая головка первой технической колонны диаметром 340 мм; 3 — цанговая втулка; 4 — гидравлическая муфта



Присоединяют линии управления к отклонителю потока и уплотнительному устройству телескопического звена, освобождают спусковой инструмент и спускают защитную втулку отклонителя, подсоединяют отводной трубопровод и доливочную линию к телескопическому звену. Опускают на бурильных трубах испытательный инструмент до посадки его на подводное устье, закрывают плашечный превентор, подачей рабочей жидкости в систему гидроуправления проверяют герметичность соединений и поднимают спусковую колонну с испытательным инструментом.



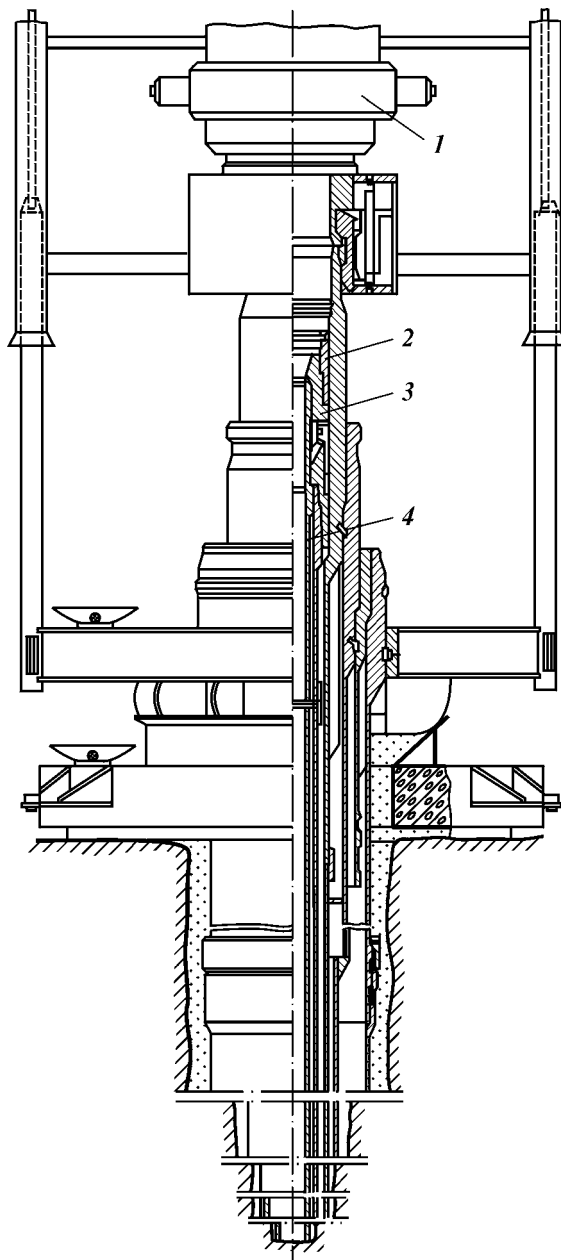
**Рис. 25.26. Схема спуска, цементирования и герметизации второй технической колонны:**  
 1 — блок превенторов; 2 — уплотнительное устройство; 3 — подвесная головка; 4 — вторая промежуточная колонна; 5 — гидравлическая муфта

Затем собирают бурильный инструмент, спускают его и бурят скважину долотом диаметром 660 мм под кондуктор диаметром 508 мм до проектной глубины.

Бурильный инструмент поднимают в порядке, обратном описанному выше, демонтируют морской стоек, временную устьевую головку и блок ПО, спускают кондуктор, к последней секции которого присоединяют устьевую головку, и цементируют его (рис. 25.23). После этого опять приступают к

**Рис. 25.27. Схема спуска, цементирования и герметизации эксплуатационной колонны диаметром 168×146×127 мм:**

*1* – второй блок превенторов (диаметр 346 мм, давление 70 МПа); *2* – уплотнительное устройство; *3* – подвесная головка; *4* – эксплуатационная колонна



сборке, спуску и установке блока 4 ПО с морским стояком (рис. 25.24). При этом блок ПО закрепляют гидравлической муфтой 3 на устьевой головке кондуктора диаметром 508 мм.

Скважину продолжают бурить под первую промежуточную колонну диаметром 340 мм. Через блок ПО спускают обсадную колонну диаметром 340 мм. К последней секции промежуточной колонны присоединяют устьевую головку 1 (см. рис. 25.24). После спуска технической колонны на про-



ектную глубину ее цементируют. Затем спусковой инструмент раскрепляют и поднимают, демонтируют морской стояк диаметром 610 мм и блок превентора диаметром 540 мм в порядке, обратном порядку монтажа данных узлов. Спускают и устанавливают блок превентора диаметром 350 мм на рабочее давление 70 МПа и морской стояк диаметром 406 мм (рис. 25.25). После этого спускают и закрепляют в устьевой головке 2 диаметром 340 мм защитную цанговую втулку 3 и приступают к бурению скважины диаметром долота 311 мм под вторую промежуточную колонну диаметром 245 мм. Проходное отверстие ПО обеспечивает пропуск долота диаметром 311 мм и уменьшает кольцевой зазор ПО и морского стояка, повышая этим скорость восходящего потока бурового раствора.

Соединительные муфты на блоке ПО и морского стояка заменяют также на 346-мм, соответствующие присоединительным размерам ПО и морского стояка и рабочим давлениям.

После спуска на проектную глубину и цементировании второй промежуточной колонны из корпуса устьевой головки извлекают защитную втулку диаметром 340 мм, спускают на бурильных трубах испытательный инструмент и сажают его в конусное гнездо подвесной головки 3 (рис. 25.26) диаметром 245 мм, закрывают плашки одного из превенторов и через линию глушения подают опрессовочную жидкость. Если давление падает, то довинчивают уплотнительное устройство 2 или заменяют его. Затем опять спускают защитную втулку диаметром 340 мм и приступают к бурению под колонну (или хвостовик) диаметром 173 мм (рис. 25.27). В случае спуска хвостовика после его цементировании приступают к бурению под эксплуатационную колонну диаметром 168 мм (146 или 127 мм). Спуско-подъемные и другие операции повторяются.

После спуска и цементировании обсадной колонны демонтируют морской стояк и блок ПО. Затем на бурильных трубах спускают каптажное устройство и устанавливают его на устьевую головку. Направляющим канатам дают натяжение до тех пор, пока не срежутся штифты, связывающие концы канатов с направляющими стояками. Канаты поднимают и закрепляют на палубе. По окончании строительства скважины устанавливают опознавательный буй (поплавок) с номером скважины.

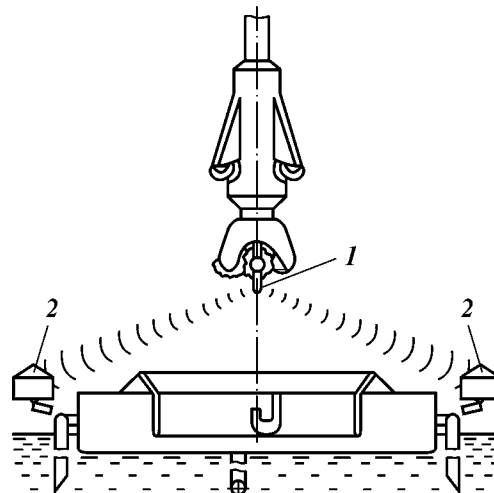
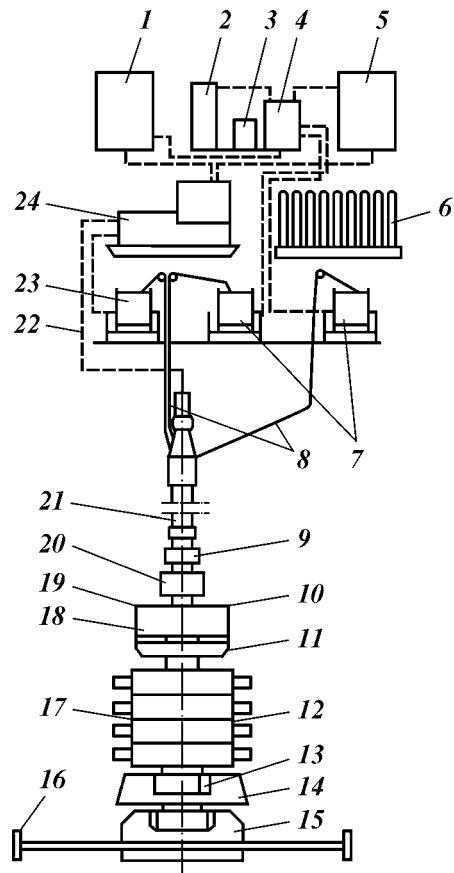
#### **ПУО БЕЗ НАПРАВЛЯЮЩИХ КАНАТОВ**

Освоение нефтяных и газовых месторождений на больших глубинах моря обусловило совершенствование и создание новых узлов конструкции ПУО, и особенно морских стояков. На рис. 25.28 в качестве примера приведена схема ПУО без направляющих канатов фирмы «Камерон». В системе направляющего основания 15, блока превенторов и «верхней» цанговой соединительной муфты 10 конструкция обеспечивает использование их с сонарной системой подвода, включающей сонар, телекамеру, индикаторный высотомер и считывающее устройство, установленное на поверхности.

Блок превенторов включает нижнюю цанговую соединительную муфту 13, плашечные превенторы 17 и приемную плиту, которая имеет приемную втулку для соединения системы гидравлического управления, линий 21 глушения и штуцерной. Эти линии имеют безопасные клапаны с втулками дистанционного управления сверху.

**Рис. 25.28. Схема ПУО без направляющих канатов:**

1 – панель управления буровщика; 2 – электроустановка; 3 – блок батарей; 4 – разделяющая установка; 5 – центральная панель управления; 6 – блок аккумуляторных батарей; 7 – лебедки электрокоммуникационного и силового кабелей; 8 – коммуникационные и силовые кабели; 9 – шаровое соединение; 10, 13 – верхняя и нижняя цанговые соединительные муфты, 11 – универсальный превентор; 12 – предохранительный клапан; 14 – направляющая воронка; 15 – направляющее основание; 16 – отражатель и импульсный приемопередатчик для акустического управления; 17 – блок плашечных превенторов; 18 – вертлюг; 19 – система управляющего манифольда; 20 – цилиндрический превентор; 21 – линии глушения и штуцерная; 22 – дополнительная линия подачи жидкости; 23 – лебедка аварийного гидравлического шланга; 24 – силовая установка с панелью управления дивертером



**Рис. 25.29. Схема ввода в опорную плиту бурового инструмента**  
1 – сонар; 2 – отражатели

Узлы стояка включают: узел нижнего стояка, превентор 20, шаровое соединение 9, соединительные части стояка и телескопический узел стояка с вертлюгом 18, обеспечивающим вращение на 360°. Аккумуляторы, электрогидравлические, гидравлические или мультиплексные управляющие устройства смонтированы в пучок вокруг соединительной цанговой муфты. Такая конструкция обеспечивает быстрое отсоединение стояка путем открывания цангового соединения муфты 10, в результате чего стояк снимается с блока превенторов. На ПБС постоянно установлены лебедки электрокоммуникационного и силового кабеля 7, блок аккумуляторных батарей 6, центральная панель управления 5, разделяющая установка 4, блок батарей 3, электроустановка 2, панель управления бурильщика 1, установка с панелью управления дивертером 24, лебедка аварийного гидравлического шланга 23, дополнительная линия подачи рабочей жидкости 22.

Монтаж ПУО начинают со спуска на морское дно опорной плиты, направляющего основания 15 или соединенных вместе опорной плиты и направляющего основания. К опорной плите перед спуском присоединяют откидные кронштейны, на концах которых установлены отражатели сонара 16. Эти кронштейны при прохождении через шахту находятся в сложенном виде и после прохождения шахты раскладываются.

После установки опорной плиты и направляющего основания приступают к бурению скважины диаметром 914 мм под 762-мм фундаментную колонну. Последнюю спускают, соединяют ее верхний конец с морским основанием и цементируют колонну до устья. Затем бурят скважину диаметром 508 мм под 476-мм колонну, спускают ее с прикрепленным к последней секции трубы 425-мм корпус (устьевую головку). После спуска колонны устьевая головка автоматически замыкается в 762-мм устьевой головке предыдущей фундаментной колонны, и спущенная колонна цементируется. Затем спускают блок превенторов. Во время спуска сонар 1 (рис. 25.29) и телекамера, установленные на нижней части спускаемого оборудования, посылают сигналы на отражатели 2, которые расположены на концах откидных кронштейнов направляющего основания, установленного на морском дне.

Телекамеры обеспечивают изображение спускаемого узла на экране панели в помещении управления на буровом судне.

Направляющая воронка 14 (см. рис. 25.28) внизу спускаемого узла помогает совместить его с направляющим основанием. Информация от сонара и телекамеры обеспечивает окончательное совмещение в пределах 100 мм. После этого с помощью цанговой гидравлической муфты соединяют спущенные блок противовыбросового оборудования с направляющим основанием и сонар с телекамерой поднимают. Затем спускают морской стояк и при подходе верхней цанговой гидравлической муфты, закрепленной на нижней части стояка, к блоку превенторов муфта совмещается и соединяется со специальным устройством-вертлюгом, установленным на верхней части блока превенторов. После соединения этих узлов стояк с муфтой поворачивается до совмещения всех гидравлических соединений и втулок штуцерной линии глушения. После этого муфты и втулки пропускают через предохранительную базовую плиту узла нижнего стояка и соединяют в приемной плите в верхней части блока превенторов.

Условия эксплуатации комплекса ПУО на больших глубинах потребовали создания соответствующих конструкций узлов.

Верхнее шаровое универсальное соединение стояка и блока превенто-

ров рассчитано на нагрузку 4540 кН, глубину 1829 м. Конструкция соединения выполнена так, что контактируемые поверхности шара и гильзы обеспечивают только герметизацию соединения, а нагрузку воспринимает специальное шарнирное соединение типа DW.

Телескопический узел обеспечивает перемещение по вертикали до 18,3 м. Для уменьшения веса стояка к нему присоединяют плавучий материал или понтоны (поплавки).

Комплекс ПУО обеспечен системой аварийного отсоединения. Для этого на противоположных сторонах узла нижней секции стояка приварены кронштейны, на концах которых установлены приемные раструбы аварийного отсоединения с воронками диаметром 508 мм. Для выполнения аварийного отсоединения или соединения опускается специальный инструмент с сонаром и телекамерой на конце.

В комплексе ПУО применены многоступенчатая электрогидравлическая система дистанционного управления и аварийная акустическая система.

#### **СИСТЕМЫ ДИСТАНЦИОННОГО УПРАВЛЕНИЯ ПУО**

Системы дистанционного управления – составная часть ПУО. Они предназначены для дистанционного управления закрытием и открытием подводных превенторов, задвижек высокого давления, соединительных муфт и других узлов ПУО. Эти системы – наиболее сложная часть ПУО, от эффективности их работы зависит надежность управления бурящейся скважиной при газо-, водо- и нефтепроявлениях.

В настоящее время применяют в основном две системы дистанционного управления: гидравлическую, рекомендуемую для глубин моря до 610 м; электрогидравлическую (мультиплекс) – для глубин свыше 610 м. Кроме этого, в составе систем дистанционного управления используют акустические системы дистанционного управления, обеспечивающие связь и управление противовыбросовым оборудованием в аварийных ситуациях. Акустические сигналы посылаются и принимаются гидрофонами, расположенными на плавучей буровой установке и на блоке ПУО. Исполнительная часть акустической системы состоит из гидрофона, декодирующего устройства и исполнительного механизма.

#### **ГИДРАВЛИЧЕСКАЯ СИСТЕМА УПРАВЛЕНИЯ**

Гидравлическая система управления (рис. 25.30) состоит из следующих частей:

главная панель управления 7, расположенная на посту бурильщика, и вспомогательная 1, удаленная от рабочей площадки буровой;

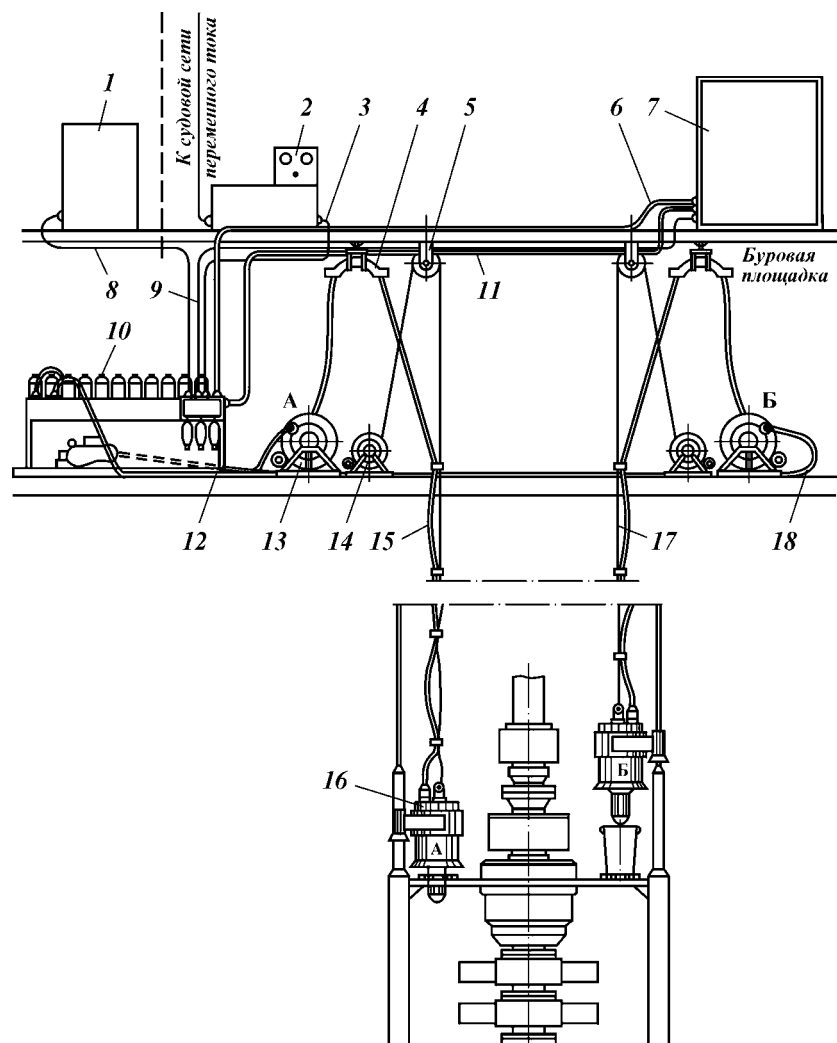
гидравлическая силовая установка 10;

электрический силовой блок 2, установленный на главной палубе ППБУ или БС. Блок размещают вне взрывоопасной зоны, он обеспечивает электроэнергией органы управления и сигнализации;

многоканальный подводный шланг 15 с лебедкой 13;

подводный коллектор с каналом управления 16, лебедкой 14 и канатом для подъема и спуска коллектора 17.

На ПБС обычно устанавливают две гидравлические системы управления, одна из которых является дублирующей. Главная и вспомогательная



**Рис. 25.30. Схема гидравлической системы управления ПУО:**

1, 7 — вспомогательная и главная панели управления; 2 — электросилового блок; 3 — электрокабель питания центрального гидравлического распределителя; 4 — направляющий желоб для спуска шланга; 5 — подвесной направляющий блок каната коллектора; 6 — многоканальный воздушный шланг управления от главной панели; 8 — многожильный электрокабель управления от малой панели; 9 — многожильный электрокабель для передачи ответных команд от главной панели; 10 — силовая установка и центральный гидравлический распределитель; 11 — ведущий шланг к главной панели; 12 — соединительный гидравлический шланг управления канала А; 13 — лебедка с приводом для многоканального шланга; 14 — лебедка с приводом для подъема подводного коллектора; 15 — многоканальный шланг подводного коллектора; 16 — подводный коллектор; 17 — канат подъема коллектора; 18 — гидравлический соединительный шланг управления каналом Б

панели управления обеспечивают дистанционное управление универсальным и плашечными превенторами, задвижками манифольдов, соединительными муфтами блоков превенторов и морского стояка, запирающими устройствами и гидравлическими замками плашечных превенторов, селектором и регулирующим каналом в подводном коллекторе, а также запирающими

ем подводного коллектора и подачей смазочного материала в шаровое соединение морского стояка. Кроме того, панели обеспечивают контроль за параметрами и работой системы.

Гидравлическая силовая установка и блок управления:

принимают сигналы от панели управления и преобразуют их в команды, передаваемые с помощью рабочей жидкости по шлангу к подводному коллектору. Рабочая жидкость по команде селектора передается по одному из выбранных каналов управления;

передают команду в регулируемый клапан для изменения рабочего давления в универсальном превенторе;

передают ответные сигналы об использовании команд к панелям управления и с помощью насоса высокого давления осуществляют подзарядку гидроаккумуляторов;

приготавливают рабочую жидкость для работы системы и измеряют параметры в системе, передавая данные на контрольные приборы.

Многоканальный подводный шланг состоит из одного центрального канала большого диаметра, который служит для подачи рабочего давления к подводному коллектору, и соответствующего числа каналов малого диаметра для подачи команд с помощью жидкости к управляющим клапанам подводного коллектора.

Подводный коллектор:

направляет рабочую жидкость высокого давления в рабочие органы блока превенторов, снижает ее давление в цилиндрах превенторов с помощью регулирующего клапана (например, при операциях расхаживания бурового инструмента);

соединяет все каналы при посадке сердечника коллектора в гнездо на блоке превенторов и надежно его запирает.

Шланговый барабан снабжен распределительными каналами для передачи основных команд к подводному коллектору. Высокое рабочее давление подается в барабан по отдельному гидравлическому шлангу 12 (см. рис. 25.30) через гидравлический вертлюг. Все электрические приборы панели управления и гидравлические коллекторы применяют во взрывозащищенном исполнении, вибростойкие и влагонепроницаемые.

Главная панель управления может быть гидравлического, электрического или пневматического действия. Соответствующие команды с панели могут подаваться гидравлическими, электрическими или пневматическими сигналами на главную гидравлическую силовую установку (гидрораспределитель), который трансформирует их в гидравлические импульсы, передаваемые к подводным клапанам управления.

#### **НАГРУЗКА НА МОРСКОЙ СТОЯК**

Морской стояк является одним из важнейших и ответственных узлов общего комплекса ПУО.

В процессе буровых работ морской стояк эксплуатируется в сложных условиях. Практикой работ установлено, что такие условия эксплуатации часто приводят к повреждению его отдельных узлов. Причинами повреждений морского стояка могут быть длительный период воздействия на узлы суровых морских условий, использование буровых растворов большой плотности, нарушение рекомендаций по эксплуатации, недостаточное на-

**Рис. 25.31. Схема действия нагрузок на морской стояк:**

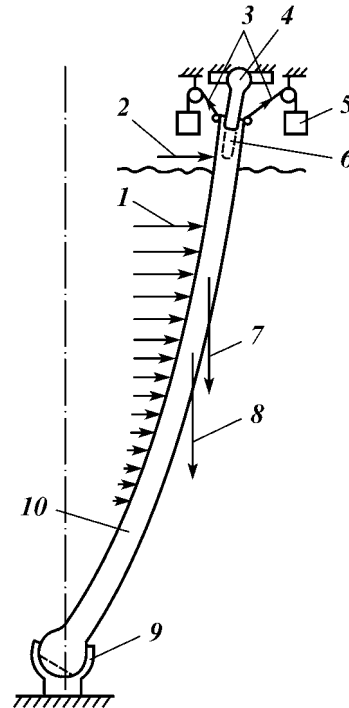
1 — воздействие морских течений; 2 — воздействие ветра; 3 — усилия натяжения нижней секции; 4 — верхняя секция морского стояка; 5 — натяжные устройства; 6 — телескопическое соединение; 7 — усилие от веса бурового раствора; 8 — усилие от веса морского стояка; 9 — шаровое соединение; 10 — нижняя секция морского стояка

тяжение нижней секции морского стояка и слабый контроль за изменением угла поворота шарового соединения при отклонении стояка от вертикали, использование недостаточно надежных узлов соединений, не соответствующих условиям работы в данном районе, а также недостаточный опыт работы при эксплуатации стояков и отсутствие соответствующей теоретической базы для их расчета. Из-за отсутствия достоверных исходных данных и опыта эксплуатации иногда приходилось проектировать и конструировать узлы стояка путем экспериментирования и испытания их в условиях имитации предполагаемых нагрузок и воздействий реальной среды, которые не вполне соответствовали фактическим нагрузкам, возникающим в натуральных условиях.

На рис. 25.31 приведена схема действия нагрузок на морской стояк. При вертикальных перемещениях ПБС во время качки морской стояк растягивается или сжимается, при смещении ПБС от центра скважины стояк изгибается. Морской стояк испытывает также горизонтальные нагрузки от морских волн, течений и ветра. Кроме этих нагрузок на морской стояк действует давление на стенки столба бурового раствора, заполняющего затрубное пространство между морским стояком и бурильной колонной.

Для обеспечения технологического процесса бурения скважины и необходимой при этом постоянной связи подводного устьевого оборудования с вертикально перемещающимся ПБС в конструкции морского стояка предусмотрено телескопическое соединение. В месте соединения нижней части морского стояка с блоком ПУО установлено шаровое соединение, компенсирующее изгиб морского стояка во время отклонения ПБС. На палубе ПБС размещено натяжное устройство для создания растягивающих усилий, прикладываемых с помощью натяжных канатов к верхнему концу нижней секции морского стояка.

При проектировании и конструировании элементов морского стояка большое значение имеют удачный выбор их конструкции и увязка в общей схеме конструкций узлов колонны стояка с узлами системы подвески. Это требует использования как в расчетах, так и в процессе эксплуатации достоверных данных об окружающей среде (волнение, течение, ветер и др.). Важную роль играет также систематическое и точное измерение усилий натяжения в канатах натяжных устройств нижней секции морского стояка. Для обеспечения этих требований натяжение морского стояка постоянно регулируется натяжными устройствами в зависимости от высоты волны и вертикальных перемещений ПБС. Требуется также систематический и точный контроль угла отклонения морского стояка от вертикали.



Большое внимание также уделяется выбору и нанесению смазочного материала, а также защите соединений морского стояка. Очень важно иметь систематическую и достоверную информацию о прогнозе погодных условий, чтобы в случае необходимости своевременно принять меры по отсоединению морского стояка от подводного устьевого оборудования, снятию ПБС с точки бурения и обеспечению ухода на отстой в штормовую погоду. Очень большое значение придается надежности в работе системы дистанционного управления подводным устьевым комплексом. Например, несвоевременная и ненадежная посадка коллектора в гнездо на блоке ПУО может привести к дополнительным работам по ремонту и наладке.

Для обеспечения надежности работы узлов морского стояка в течение ряда лет ведутся лабораторные и натурные исследования нагрузок, действующих на морской стояк. Разработаны программы аналитических исследований напряжений в морском стояке с помощью ЭВМ. Результаты расчетов сопоставляются с фактическими напряжениями, измеряемыми тензодатчиками, размещенными на морском стояке. Устанавливаются зависимости между максимальными напряжениями в стояке, углом отклонения от вертикали и усилиями натяжения. По мере увеличения усилия натяжения угол наклона и напряжения быстро уменьшаются и при достижении определенного минимума напряжения в узлах стояка опять начинают возрастать при дальнейшем уменьшении угла наклона.

## **25.9. СИСТЕМЫ УДЕРЖАНИЯ ПЛАВУЧИХ БУРОВЫХ СРЕДСТВ НА ТОЧКЕ БУРЕНИЯ**

### **НАЗНАЧЕНИЕ И ТИПЫ СИСТЕМ УДЕРЖАНИЯ**

Системы предназначены для удержания в заданных пределах отклонения бурового плавучего средства (БС или ППБУ) от оси бурящейся скважины в горизонтальном направлении.

Обычно горизонтальное перемещение бурового плавучего средства (БПС) не превышает 5–6 % глубины моря. Вместе с тем в большинстве случаев бурят при горизонтальном перемещении, равном 2–3 % глубины моря.

Радиус максимального отклонения

$$R = 0,06 H,$$

где 0,06 – максимальное относительное отклонение, ограничиваемое напряжениями в трубах водоотделяющей колонны и углом отклонения нижнего шарнирного, шарового или другой конструкции соединения;  $H$  – глубина моря, м.

В зависимости от глубины моря  $H$  все ПБС оснащают одной из четырех возможных систем удержания на точке бурения:

при глубинах моря до 200 м – с помощью якорных цепей или тросов либо комбинированной системы (якорных цепей и тросов);

на глубинах моря более 200 м – с помощью динамической системы стабилизации (динамического позиционирования).



### ЯКОРНЫЕ СИСТЕМЫ УДЕРЖАНИЯ

Буровое плавсредство и систему заякоривания рассматривают как единый комплекс, за исключением случаев экстремальных погодных условий.

В табл. 25.5 приведены принятые в мировой практике критерии проектирования и указаны операции заякоривания.

Система заякоривания включает якорные цепи, лебедку, стопорное устройство, роульс (устройство для изменения направления перемещения якорного троса).

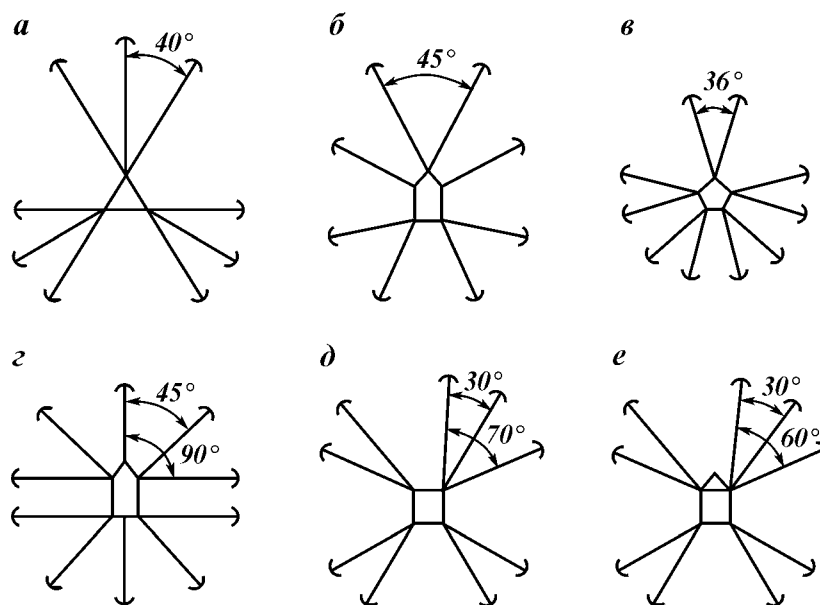
В зависимости от местных условий, характеристики бурового плавсредства и других факторов применяют различные схемы расположения якорных цепей или канатов относительно БПС.

На рис. 25.32 показаны шесть наиболее распространенных в мировой практике вариантов заякоривания при воздействии нагрузок с любой стороны;  $n$  — число якорных канатов.

Таблица 25.5

#### Проектные параметры и условия, используемые при определении систем заякоривания БПС

| Условия бурения                | Параметр якорных канатов                                   |  |   | Условия работ при наличии бурового стояка |   |                      |  |
|--------------------------------|--|--|---|---|---|----------------------|--|
|                                | Максимальное натяжение                                     | Провисание с подветренной стороны                                      | Максимальное смещение по горизонтали, % от глубины моря | Положение стояка                          | Максимальный угол отклонения в шарнирном соединении, градус | Промысловая жидкость | Выполняемые работы   |
| Нормальное бурение             | 0,3 от критического  | Номинальное  | 3   | Присоединен                               | 4   | Буровой раствор      | Бурение, спуск обсадных труб, установка превентора, испытание скважин  |
| Бурение в осложненных условиях |  |  | 6   |   |   |                      |  |
| Перерыв в бурении              | 0,3–0,5 от критического                                    | Эквивалентно двойному полному провисанию каната с подветренной стороны | 10  | Отсоединен                                | —   | —                    | При стояке, подготовленном к отсоединению, буровые работы не проводят. Работы выполняют при подходящих погодных условиях |
| Критические погодные условия   | 0,5 от критического (необходимо сравнение якорных канатов) | —  |   |   |   |                      | Неограниченное   |



**Рис. 25.32. Схема типовых вариантов систем заякоривания:**  
*a, б, в* – симметричные системы соответственно с  $n = 9, 8, 10$ ; *z, д, е* – системы с якорными канатами ( $n = 8$ ), расположенными соответственно под углом  $45-90^\circ$  друг к другу, под углом  $30-70^\circ$  к оси платформы и под углом  $30-60^\circ$  к продольной оси судна

Якорные цепи или тросы выбирают в зависимости от ожидаемой нагрузки на них, глубины моря, характеристики рабочего оборудования, стоимости, наличия пространства для палубных устройств и других факторов.

Для заякоривания применяют два типа плоскозвенных цепей с распоркой: цепь со сваренными встык звеньями и замковую цепь.

В большинстве случаев для заякоривания применяют металлические канаты диаметром  $57-76$  мм (иногда до  $90$  мм). Преимущества металлических канатов: масса каната в морской воде в 5 раз меньше, чем масса цепи, и стоимость каната почти вдвое ниже стоимости цепи. Недостаток металлического каната заключается в том, что вследствие малой массы требуется большее развертывание троса до необходимой величины тангенциальной кривой провисания, а также в случае выхода каната из строя его следует заменять по всей длине. Масса нейлонового каната в 2 раза меньше массы металлического каната.

Якорные системы оснащают комплектом оборудования для регулирования натяжения якорных канатов, который включает тензометры и записывающую аппаратуру, непрерывно управляющую натяжением якорного каната и извещающую оператора об изменении высоты волны или направления ветра.

Системой натяжения управляют с пульта на основе информации, получаемой от датчиков, установленных на тросах.

**Якорная система ППБУ «Шельф»** пассивного позиционирования включает:

восемь якорей массой около  $18$  т каждый;

четыре якорные лебедки;  
восемь якорных цепей длиной 1075 м калибра 76 мм с разрывной нагрузкой 4900 кН;  
восемь направляющих блок-звездочек, обеспечивающих изменение движения якорной цепи, которые установлены на угловых колоннах ППБУ;  
восемь комплектов специальных плавучих буйев с буйрепами для обозначения прокладки якорей с помощью обслуживающих судов;  
восемь механизмов крепления и аварийной отдачи якорных цепей, расположенных в цепных ящиках;  
восемь силоизмерительных устройств, входящих в состав каждой якорной лебедки;  
три запасных якоря, в том числе два с соединительными элементами для использования их в качестве дополнительных;  
одну запасную цепь длиной 1075 м, один запасной комплект буйковой системы, хранящейся на берегу.

Управление лебедками осуществляют с местного или дистанционного поста управления. Якорные цепи хранят в цилиндрических ящиках, расположенных внутри колонн ППБУ. Якоря в походном положении хранят на специальных кронштейнах.

#### СИСТЕМА ДИНАМИЧЕСКОЙ СТАБИЛИЗАЦИИ

На глубинах моря более 200 м якорные системы стабилизации не обеспечивают требуемые допускаемые отклонения ПБС от вертикальной оси устья бурящейся скважины, становятся массивными, и их применение неэффективно. По этим причинам на глубинах более 200 м используют динамические системы стабилизации (динамического позиционирования), которые по сравнению с якорными системами удержания имеют следующие преимущества:

обеспечивают требуемую технологией бурения точность позиционирования ПБС;

осуществляют быстрое изменение курса БС или ППБУ в целях уменьшения бортовой и вертикальной качек;

обеспечивают быстрый уход с точки бурения и возврат на нее ПБС.

Система динамической стабилизации представляет собой замкнутую цепь автоматического управления. Она включает:

цепь обратной связи с датчиками, определяющими координаты продольного и поперечного перемещений по осям  $x$ ,  $y$  и угол поворота  $\varphi$  ПБС относительно принятых неподвижных координат;

блок сравнения, который определяет отклонения  $\Delta x$ ,  $\Delta y$ ,  $\Delta \varphi$  действующего положения ПБС от его начального расчетного положения  $x_0$ ,  $y_0$ ,  $\varphi_0$ ;

пульты управления, имеющие прямую и обратную связи с двигателями и гребными винтами, рассчитывающие и подающие с командного пункта на двигатели и гребные винты команды для возвращения ПБС в начальное положение;

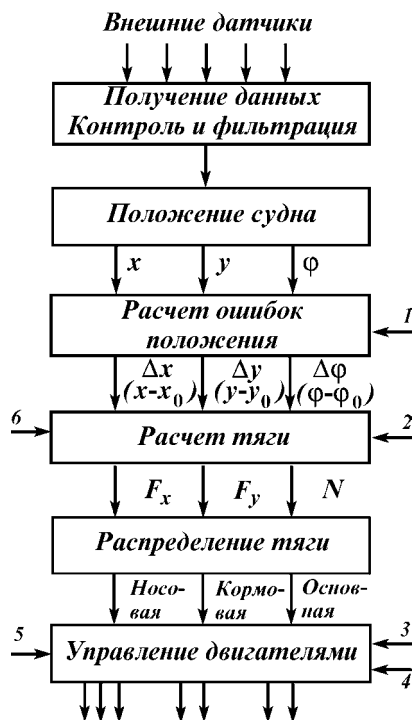
подруливающие устройства (двигателей и гребных винтов), обеспечивающие перемещение судна на величину  $\Delta x$ ,  $\Delta y$  и  $\Delta \varphi$  и возвращение его в начальное положение.

На рис. 25.33 в качестве примера приведена схема управления системой динамической стабилизации, применяемая на БС и ППБУ.

На автоматизированном пункте управления универсальная цифро-

Рис. 25.33. Схема управления ЭВМ системой динамической стабилизации:

1 – установка  $x_0, y_0$ ; 2 – режим управления (автоматический, полуавтоматический, ручной); 3 – обратный контроль; 4 – ручной контроль; 5 – коррекция течения; 6 – опережение ветра



вая ЭВМ по цепи обратной связи получает данные от внешних датчиков о положении ПБС в определенный момент. При этом угол поворота  $\phi$  определяют гироскопом, а координаты  $x, y$  вычисляются системой акустического измерения AMS (Acoustic Measuring System). Эти данные имеют высокую точность, их используют в системе динамической стабилизации.

В случае возможных помех, во избежание прерывания сигналов о положении ПБС, причиной которых может быть прохождение косяка рыбы или выброс грязи, на ПБС установлены дополнительные датчики: отвесный креномер стояка, ультразвуковой гидролокатор (сонар), которые заменяют первичные источники акустического измерения. ЭВМ, получая и подтвер-

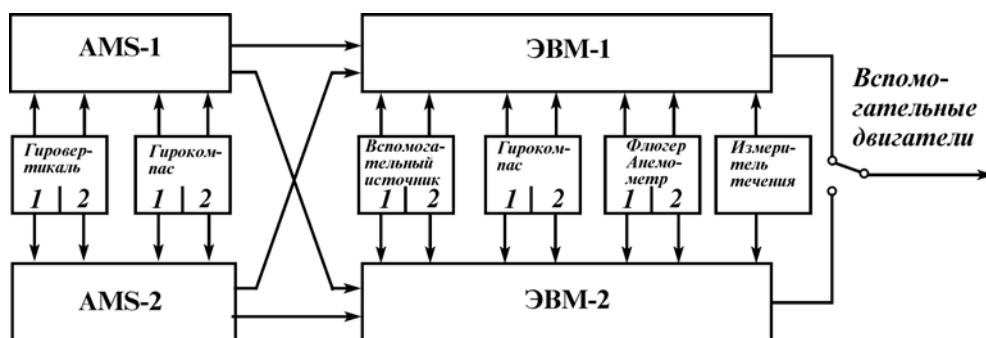


Рис. 25.34. Схема постоянного и перекрестного резервирования датчиков

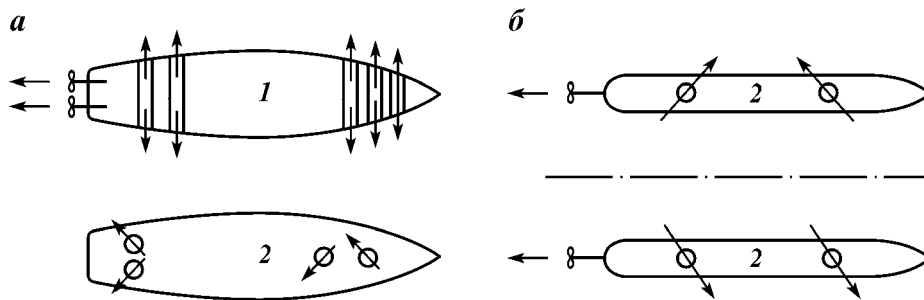


Рис. 25.35. Типовые схемы расположения гребных винтов и подруливающих устройств на буровом судне (а) и (б):  
1, 2 – соответственно неповоротные и поворотные двигатели

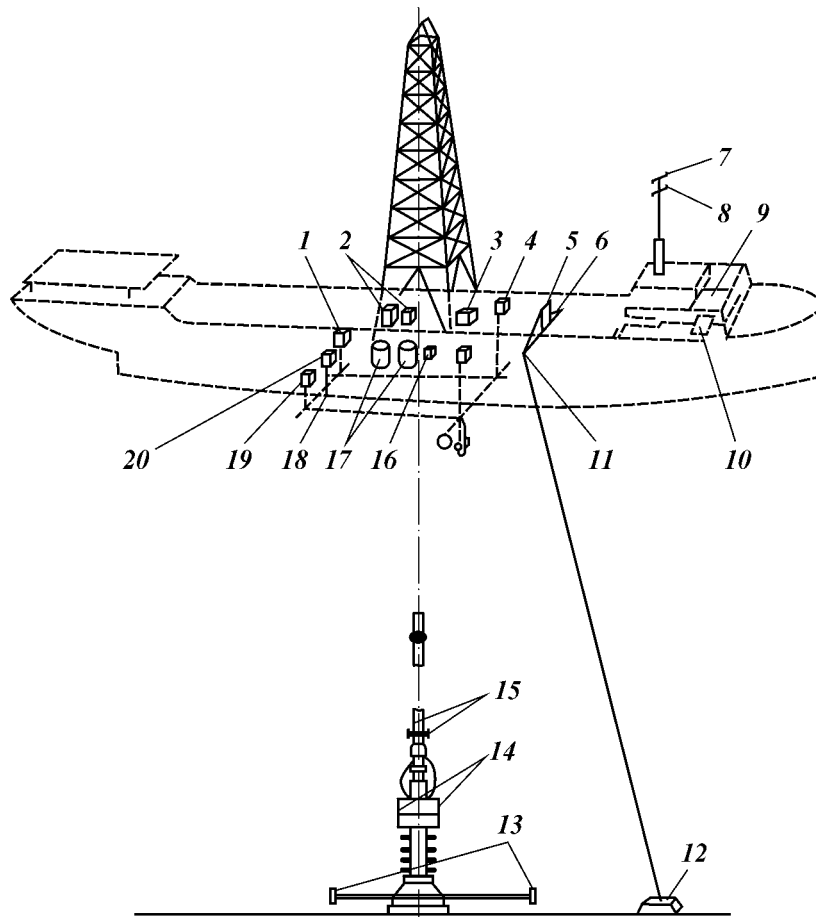


Рис. 25.36. Схема размещения устройств системы динамической стабилизации:  
1 – датчики; 2 – соединительные коробки центральной гировертикали; 3 – пульт управления бурильщика; 4, 19 – соединительные коробки гидрофонов; 5 – отвесный креномер; 6 – соединительная коробка отвесного креномера; 7 – флюгер; 8 – анемометр; 9 – помещение управления; 10 – источник питания; 11 – датчик креномера; 12 – груз; 13 – ответчики; 14 – ответчики инструмента; 15 – креномер стойка; 16 – опорный маятник; 17 – центральная гировертикаль; 18 – измеритель течения; 20 – соединительная коробка измерителя течения

ждая данные о положении ПБС, вычисляет его перемещения относительно начального положения, рассчитывает продольные и поперечные усилия и вращающий момент, необходимые для его возврата в начальное положение, и подает команду на подруливающие устройства.

Для мгновенного противодействия порывам ветра, не дожидаясь его влияния на ПБС, в ЭВМ предусмотрена цепь опережения. Данные о направлении и скорости ветра поступают от анемометра и флюгера.

На рис. 25.34 показана схема связи датчиков окружающей среды, первичных источников информации AMS, вспомогательных источников и ЭВМ.

При выходе из строя системы акустического измерения ЭВМ автоматически подключается к вспомогательным источникам: креномеру с ответом, креномеру стояка и другим источникам.

В целях надежного круглосуточного функционирования системы динамической стабилизации ее блоки дублированы, они представляют две параллельно замкнутые цепи автоматического управления. Для повышения надежности функционирования наряду с параллельным в схеме предусмотрено и перекрестное дублирование.

В системе динамической стабилизации имеются две ЭВМ: одна работает, а вторая в резерве. В случае неисправности работающей ЭВМ осуществляется автоматическое переключение на резервную ЭВМ. Система автоматической стабилизации включается в работу и контролируется оператором с главного пульта управления. Кроме этого, буровой мастер имеет пульт управления меньшего размера, который установлен на буровой площадке.

Основная часть электрического оборудования системы динамической стабилизации размещена в отдельном специальном помещении — зале управления (два гирокомпаса, две ЭВМ, два шкафа управления периферийными устройствами, две системы АМ, два телетайпа, шкаф общих цепей, главный пульт управления). В специальном зале, вблизи зала управления, установлены батареи питания, выпрямители и преобразователи напряжения. Остальные устройства размещены на борту ПБС. Гидрофоны и преобразователи запроса обычно устанавливаются на углах квадрата или прямоугольника вокруг шахты.

На ПБС применяют различные сочетания горизонтальных продольных и поперечных подруливающих устройств. Мощность и расположение подруливающих устройств выбирают с учетом получения максимальной поперечной и продольной тяги, вращающего момента и обеспечения противодействия внешним силам, даже при аварии одного или нескольких подруливающих устройств. Поэтому тяга, развиваемая двигателями винтов, должна быть примерно на 50–100 % больше средней тяги, рассчитанной при проектных значениях ветровой нагрузки и силы течения. Соответственно должен быть запас мощности, определяемый разностью между максимальным тяговым усилием и усилием, необходимым на преодоление средних нагрузок.

На рис. 25.35 приведены размеры расположения гребных винтов и подруливающих устройств, а на рис. 25.36 схема размещения устройств системы динамической стабилизации на судне.

## 25.10. МОРСКИЕ СТАЦИОНАРНЫЕ ПЛАТФОРМЫ (МСП)

### МЕТОДЫ РАЗРАБОТКИ МОРСКИХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Особенность работ по освоению морских месторождений — кратное увеличение капитальных вложений по сравнению с капитальными вложениями для освоения аналогичных по запасам месторождений на суше. Рис. 25.37 иллюстрирует динамику роста коэффициента стоимости в зависимости от глубины моря. Как видно, при глубине моря 5 м стоимость работ увеличивается в 2 раза, при глубине 180 м — в 8 раз, а при глубинах более 180 м стоимость работ продолжает резко возрастать.

Рассматривая структуру стоимости, следует отметить, что основная доля идет на строительство гидротехнических сооружений и приобретение технических средств.

В зависимости от условий окружающей среды резко растет общая стоимость, а также доля стоимости обустройства в общей стоимости работ по разработке месторождения. Если стоимость работ в Мексиканском заливе по обустройству составляет 42 %, то в Северном море она составляет 57 % общих затрат на освоение. В северных и арктических районах доля затрат на обустройство увеличивается еще больше. Условия окружающей среды и оценка запасов месторождения определяют весь комплекс технологических решений и выбор технических средств для разработки и обустройства данного месторождения.

Особенность разработки морских нефтяных и газовых месторождений на МСП состоит в том, что в проектах для снижения затрат на дорогостоящие гидротехнические сооружения предусматривают разработку месторождения, включая бурение скважин, добычу и подготовку нефти с кустовых стационарных платформ. При этом часть эксплуатационного обо-

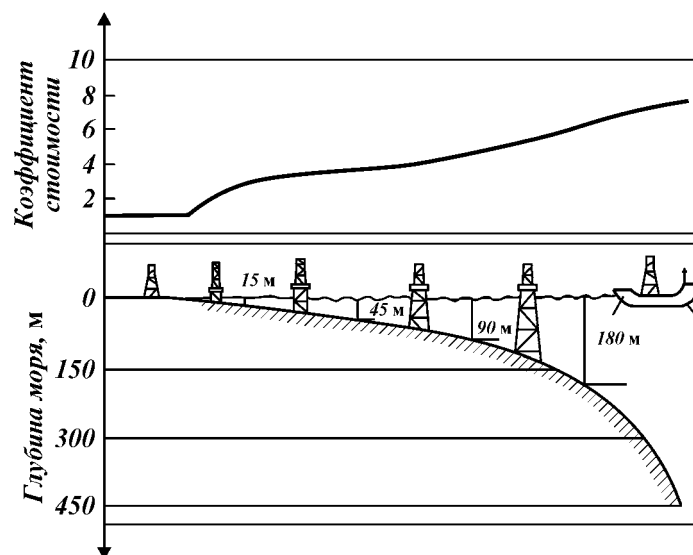


Рис. 25.37. Зависимость коэффициента стоимости от глубины моря

рудования размещают на буровой стационарной платформе, а вторую часть, которая на первом этапе эксплуатации месторождения не применяется, — на отдельной стационарной платформе.

#### ОСОБЕННОСТИ БУРЕНИЯ СКВАЖИН С МСП

Вследствие большой стоимости гидротехнических сооружений проектами разработки предусматривается, чтобы данное месторождение было разбурено с минимального числа стационарных платформ. Число платформ и скважин на одной платформе определяют, исходя из площади месторождения и глубины залегания продуктивного горизонта, обеспечивающего на данной глубине максимально допустимое отклонение скважины от вертикали и качество проводки наклонно направленного ствола скважины современными техническими средствами. Эффективность разработки морских нефтяных и газовых месторождений повышается благодаря одновременному бурению скважин и добыче нефти или газа с пробуренных скважин на этой платформе.

Для обеспечения одновременного проведения этих работ наряду с конструктивными особенностями платформы (наличием многоэтажных палуб) устанавливают определенную последовательность работ при бурении скважин. В частности, сначала спускают все направления на платформе, а затем делят скважины куста на мелкие группы и спускают кондукторы в одной группе, после чего поочередно бурят каждую скважину этой группы. Затем переходят к бурению следующей группы, а из законченных скважин добывают нефть. Иногда разбуривают группу скважин, и буровую установку передвигают на другой конец платформы, а из законченных скважин добывают нефть. При бурении вблизи эксплуатируемых скважин добычу нефти на последних временно приостанавливают в целях обеспечения безопасности производства буровых работ.

В морском наклонно направленном бурении, как и на суше, используют забойные двигатели: турбо- и электробуры, винтовые двигатели. Для ускорения и обеспечения качества строительства наклонно направленных скважин применяют методики расчета траекторий скважин с использованием промежуточных компьютерных программ на месте работ без применения стационарных ЭВМ. Это позволило снизить стоимость буровых работ. Одним из основных критериев методики расчета является прокладка траектории новой скважины в пределах цилиндрического «коридора» диаметром около 15 м, не пересекающегося с ранее пробуренными скважинами.

В морском бурении начато широкое использование систем измерения параметров в процессе бурения. Эти системы содержат три основные подсистемы: заборные датчики и блок нормализации параметров; средства передачи информации с забоя на поверхность; поверхностное оборудование для приема, расшифровки и воспроизведения на дисплее переданной информации. Приборы выполнены в одном блоке для измерения угла наклона и азимута скважины, ориентирования на забое при неподвижной бурильной колонне, снятия гамма-каротажных и электрокаротажных диаграмм, определения нагрузки на долото, вращающего момента, а также температуры и давления в затрубном пространстве.

Приборный блок при необходимости комплектуют и другими устройствами. Применение этих систем измерения сокращает время бурения и



повышает качество проводки наклонно направленных скважин, что особенно важно в морском бурении при относительно высокой стоимости эксплуатации буровой установки.

В практике работ используют в основном две системы: систему, в которой передача сигналов осуществляется методом импульсной телеметрии в буровом растворе, и систему, в которой сигналы передаются по электромагнитному каналу (приборы ЗИС-4, ЗЦТ-1 и др.).

В морском наклонно направленном бурении высокие технико-экономические показатели обеспечиваются благодаря применению забойных двигателей в сочетании с буровыми долотами режущего типа, оснащенных алмазно-твердосплавными пластинами, и использованию соответствующих буровых растворов.

Геологические особенности морского бурения:

относительно меньшее значение горного давления в породах вследствие того, что часть пород более высокой плотности заменяет морская вода плотностью  $1,03 \text{ г/см}^3$ , в особенности в глубоководных акваториях. Это учитывают при ликвидации проявлений скважины во избежание гидроразрыва;

меньшая, чем на суше, глубина залегания газоносных пластов. Одной из технических особенностей бурения является то, что в связи с принятыми конструкциями скважин площадь поперечного сечения затрубного пространства больше, чем у скважин на суше, и при малых и средних притоках газа давление в затрубном пространстве повышается сравнительно незначительно.

Бурение под кондуктор при наличии водоотделяющей колонны может привести к гидроразрыву пласта ниже башмака направления. Во избежание осложнения в направлении рекомендуется предусматривать отверстие для выпуска шлама и промывать скважину при бурении под кондуктор морской водой или применять обратную промывку с использованием газлифтного выноса шлама.

Для предохранения спущенных промежуточных обсадных колонн от изнашивания в процессе производства СПО в предполагаемых местах устанавливают временные сменные втулки.

В морском бурении конструкции скважин требуют использования долот больших размеров (590, 630, 720 мм), раздвижных шарошечных расширителей размерами 394/630 и 590/720 мм. Многоколонная конструкция скважин требует применения больших диаметров труб, проходных диаметров отверстий роторов, наддолотных стабилизаторов-центрираторов, высокопрочных обсадных труб, специального спускоподъемного инструмента, устройств для ликвидации прихватов и других специальных инструментов и устройств.

Большое значение имеет выбор компоновок низа бурильной колонны в целях придания жесткости.

Коренным образом отличается организация буровых работ в море от работ на суше. Из-за погодных условий не всегда предоставляется возможность доставить необходимые грузы для обеспечения нормальной работы буровой бригады.

Организация в море складских помещений характеризуется их высокой стоимостью. На основе опыта работ в море определяют оптимальную вместимость складских помещений платформы и разрабатывают график материально-технического снабжения буровых работ в данном районе.

## ОСНОВНЫЕ ЭТАПЫ И ТЕНДЕНЦИИ РАЗВИТИЯ КОНСТРУКЦИЙ МСП

На первом этапе развития конструкций первое металлическое свайное основание было разработано Н.С. Тимофеевым, металлические сваи которого погружали методом забуривания. После бурения шурфов под сваи и установки и цементирования свай в морском дне пролетное строение собирали и сваривали на месте строительства. В 1940 г. Б.А. Рагинский предложил крупноблочную конструкцию верхнего строения морского основания, которую устанавливали и монтировали на зацементированных сваях. Применение крупноблочных элементов заводского изготовления резко сократило время строительства.

В процессе разработки морских месторождений потребовалось надежное сообщение между отдельными объектами, расположенными на морских стационарных основаниях. Доставка грузов на судах при волнении свыше 4 баллов и ветре более 5 баллов была затруднена. Кроме этого, несудоходность акватории в местах разработки (например, район Нефтяных камней) обусловила создание эстакад как средства сообщения между объектами существующего промысла.

Следующим шагом в развитии конструкций было создание металлических стационарных оснований ЛАМ конструкции Л.А. Межлумова, металлических оснований МОС конструкции Л.А. Межлумова, С.А. Оруджева и Ю.А. Саттарова. В 1976 г. на месторождении им. 28 апреля построено стационарное металлическое основание на глубине моря 84 м.

В зарубежной практике освоение морских нефтяных месторождений также было начато с применением стационарных оснований на деревянных сваях. Характерной особенностью американской практики строительства стационарных морских оснований было использование железобетонных и бетонных конструкций в виде кессонов, массивов, опускных колодцев и свай. Например, основание Коллинса представляет собой цилиндрическую бетонную колонну-массив диаметром 5,8 м, погруженную в грунт на требуемую глубину. Применяли гигантские массивы на кессонах с размером в плане 12×20 м, по периметру которых забивали ряд шпунтовых свай. Все пространство, окруженное шпунтовым рядом, засыпали песком. Ввиду высокой стоимости эти конструкции не получили широкого распространения. На Марокарибском озере на глубинах до 30 м устанавливали железобетонные стойки диаметром 1,5 м с толщиной стенок 0,15 м и общей длиной 0,55–0,60 м, на которых строили основание. На меньшей глубине применяли сваи 0,6×0,6 м, которые забивали в грунт с помощью паровых копров.

Металлические стационарные морские основания для бурения скважин и добычи нефти за рубежом начали свое развитие с простейших конструкций на глубину 6 м до сложных конструкций на глубины до 305 м и более.

Вторым этапом в развитии конструкций морских гидротехнических сооружений для бурения скважин и добычи нефти было создание морских стационарных платформ, состоящих из опорной части, массивного моноблока и съемного многопалубного верхнего строения. Особенность этих конструкций — применение массивных блоков (модулей) заводского изготовления, комплектуемых определенным технологическим оборудованием и размещаемых на разных по высоте палубах многопалубного верхнего

строения стационарной платформы. Это обеспечило одновременное проведение буровых работ и добычу нефти.

Наиболее ускоренное развитие конструкций МСП произошло при освоении нефтяных и газовых месторождений Северного моря. Наряду с массивными стационарными металлическими платформами, закрепляемыми к морскому дну сваями, в Северном море широко применяют массивные железобетонные платформы гравитационного типа. Используют также конструкции комбинированные: низ конструкции изготавливают из железобетона, а верх — из металла.

Для глубоководных акваторий имеется ряд разработок платформ с натяжными опорами, проекты которых осуществляются в настоящее время.

В последние годы наметилась тенденция применения плавучих систем освоения морских нефтяных и газовых месторождений. Такие системы используют при разработке малодебитных месторождений, а также на первом этапе для освоения месторождений с большими извлекаемыми запасами.

Выполнен ряд проектов по совершенствованию жестких металлических конструкций и по исследованиям и разработке проектов упругих конструкций платформ на большие глубины (от 300 до 1050 м). В проектах использован эффект взаимной компенсации волновых нагрузок при резонансных частотах. Разработан ряд конструкций платформ для работы в ледовых условиях.

#### **НАЗНАЧЕНИЕ И ТИПЫ МСП, ИХ КЛАССИФИКАЦИЯ**

Морская стационарная платформа — уникальное гидротехническое сооружение, предназначенное для установки на ней бурового, нефтепромыслового и вспомогательного оборудования, обеспечивающего бурение скважин, добычу нефти и газа, их подготовку, а также оборудования и систем для производства других работ, связанных с разработкой морских нефтяных и газовых месторождений (оборудование для закачки воды в пласт, капитального ремонта скважин, средства автоматизации морского промысла, оборудование и средства автоматизации по транспорту нефти, средства связи с береговыми объектами и т.п.).

При разработке морских месторождений в основном два фактора определяют направление работ в области проектирования и строительства гидротехнических объектов в море. Такими факторами являются ограничения, накладываемые условиями окружающей среды, и высокая стоимость морских операций. Эти факторы обуславливают все решения в проектировании и конструировании МСП, выборе оборудования, способов строительства и организации работ в данной акватории моря. Таким образом, МСП являются индивидуальными конструкциями, предназначенными для конкретного района работ.

В последние годы, в связи с расширением работ по освоению морских нефтяных месторождений в разных районах Мирового океана, предложен и применен ряд новых типов и конструкций МСП. Эти типы и конструкции МСП различают по следующим признакам: способу опирания и крепления к морскому дну, типу конструкции, материалу и другим признакам.

По способу опирания и крепления к морскому дну МСП подразделяют на свайные, гравитационные, свайно-гравитационные, маятниковые и на-

тяжные, а также плавающего типа; по типу конструкции — на сквозные, сплошные и комбинированные; по материалу конструкции — на металлические, железобетонные и комбинированные. Сквозные конструкции выполняются решетчатыми. Элементы решетки занимают относительно небольшую площадь по сравнению с площадью граней пространственной фермы. Сплошные конструкции (например, бетонные) непроницаемы по всей площади внешнего контура сооружения.

Реализация и разработка большого числа проектов конструкций МСП затруднили их изучение и определение технико-экономических возможностей, и главное — определение направления развития проектирования и производства МСП.

Для облегчения работ в этом направлении отечественными и зарубежными специалистами предложены варианты классификации МСП.

Ю.А. Эстрин и А.И. Левченко приводят вариант классификации морских нефтегазопромысловых сооружений. Основными признаками классификации приняты: размещение оборудования (подводное, надводное, комбинированное), способ монтажа, характер деформации опор, тип конструкции, сопротивление внешним воздействиям, статическая и динамическая жесткости, характер крепления, материал, способ транспортирования и монтажа опорной части.

В.М. Бусловым и Д.И. Керзоном проанализированы отличительные признаки зарубежных конструкций глубоководных МСП и проведена их классификация. На данном уровне развития проектного дела авторы рекомендуют провести условно границу между глубоководными и обычными конструкциями МСП, приняв глубину моря 300 м, больше которой все конструкции следует считать глубоководными (рис. 25.38).

На первом уровне классификации проведено деление МСП на жесткие и упругие. По мнению авторов, такое деление объективно, так как оно характеризует конструкцию платформы (размеры, конфигурацию). Авторы указывают период собственных колебаний, который для жестких составляет 4–6 с, для упругих превышает 20 с, а в отдельных случаях достигает 138 с.

На втором уровне классификации жесткие конструкции классифицированы по способу обеспечения их устойчивости под воздействием внешних нагрузок на гравитационные, гравитационно-свайные и свайные. В первом случае сооружение не сдвигается относительно морского дна благодаря собственному весу, во втором — благодаря собственному весу и системе свай. Свайное сооружение не смещается вследствие крепления его сваями.

Третий уровень классификации жестких МСП характеризует материал конструкции: бетон, сталь или сталь-бетон.

Упругие конструкции на втором уровне по способу крепления разделены на башни с оттяжками, плавучие башни и гибкие башни.

Башни с оттяжками сохраняют свою устойчивость благодаря системе оттяжек, понтонов плавучести и противовесов. Плавучие башни подобны качающемуся маятнику, они возвращаются в состояние равновесия с помощью понтонов плавучести, расположенных в верхней части конструкции. Гибкие башни отклоняются от вертикали под действием волн, но при этом они, подобно сжатой пружине, стремятся возвратиться в состояние равновесия. Из-за небольшого числа проектов упругих сооружений авторы не считают целесообразным классифицировать их на третьем уровне.

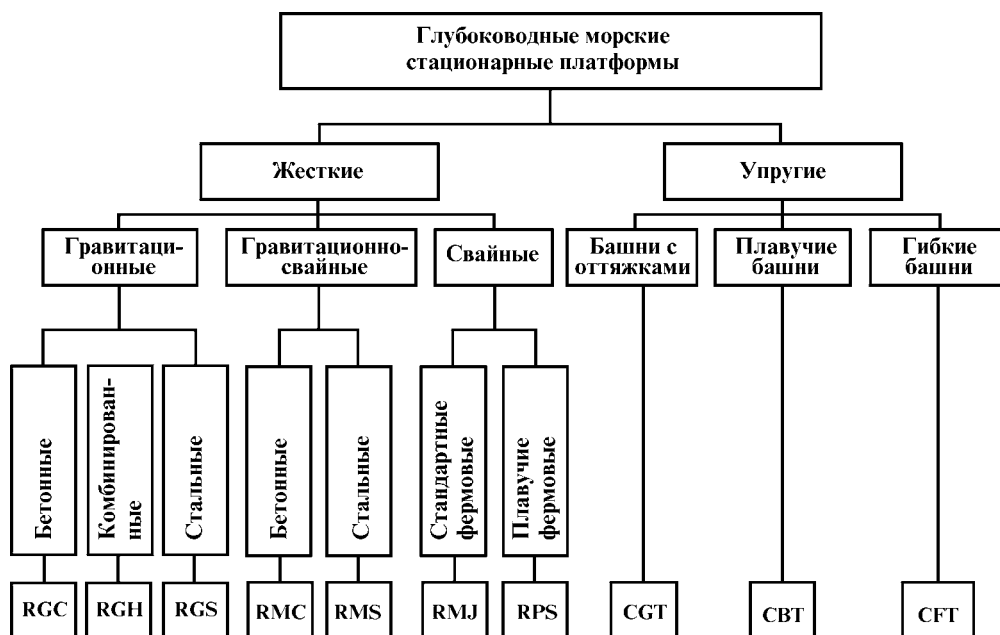


Рис. 25.38. Классификация глубоководных МСП

На последнем уровне классификации имеется 10 групп конструкций, каждая из которых обозначается начальными буквами английских слов: например RGS – риджит гревити стил (жесткая гравитационная стальная), RGC (жесткая гравитационная бетонная) и т.д.

Из рассмотренных 40 конструкций глубоководных МСП (глубина моря более 300 м) 76 % составляют жесткие, в том числе 45 % – стальные ферменные со свайным креплением, 26 % – гравитационные и 5 % – гравитационно-свайные. Среди упругих МСП 13 % – плавающие башни, 8 % – башни с оттяжками и 3 % – гибкие башни. Отмечено увеличение доли проектов стальных опор в зависимости от глубины моря. При глубинах моря 305–365 м стальные опоры составляют 13 %, а при глубинах от 365 до 520 м – 50 %. Из выполненных проектов 79 % – стальные опоры, 15 % – бетонные и 6 % – сталь-бетон.

Наибольшее число проектов (57 %) разработано для вод глубиной 305–365 м, 30 % – для глубин 365–400 м и 13 % – для глубин более 460 м.

По мнению авторов, 18 проектов отличаются высокой степенью новизны. Имеются проекты, в которых предусматривается горизонтальная сборка отдельных секций опорной части МСП на плаву путем вращения собираемой конструкции вокруг ее продольной оси и в наклонном положении. Изготовление цельносварной опорной части, ее транспортирование на супербаржах и буксировка опорной части МСП «Хармони» предусматриваются на барже размерами 274×67×15 м.

Среди строящихся башен МСП пока крупнейшей является башня «Баллуинкл». Она будет установлена в Мексиканском заливе на глубине 411 м. Общая масса платформы 78 тыс. т, размер фундамента 121×146 м, стоимость составит около 500 млн долл, МСП рассчитана на 60 скважин.

## **25.11. ОХРАНА ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ ПРИ БУРЕНИИ НА МОРЕ**

К настоящему времени во многих странах и на международном уровне накоплен богатый опыт решения природоохранных проблем, связанных с освоением морских нефтегазовых месторождений. Этот опыт закреплён в законодательной и нормативно-правовой базе многих государств и в ряде международных конвенций. Наиболее детальные нормы, правила и требования зафиксированы в Конвенции по защите морской среды Северо-Восточной Атлантики (ОСПАРКОМ, 1992).

Основные общепризнанные подходы и принципы обращения с отходами нефтегазодобывающей отрасли на шельфе включают (С.А. Патин//Газ. пром-сть. – 2000. – № 3):

введение системы запретов на сброс в море неочищенных или опасных отходов, а также системы разрешений на сброс в случаях и при условии, когда последствия таких сбросов носят локальный, кратковременный и обратимый характер и не нарушают способность морской среды к самоочищению;

дифференцированный (региональный, субрегиональный и локальный) подход к введению правил обращения с отходами с учетом экологической, биопромышленной или иной ценности данного региона (субрегиона) и основных природных (океанологических, геоморфологических и др.) параметров среды в районе буровых и нефтепромысловых работ;

широкое использование технологических и эколого-токсикологических регламентов (стандартов, норм), отражающих важные в экологическом плане характеристики и свойства отходов и определяющих возможность их сброса, запрета либо иного регулирующего решения.

К числу широко распространенных и апробированных во многих странах и на международном уровне конкретных мер обращения с отходами морской нефтегазодобычи относят:

разрешение сброса в открытые морские воды очищенных (в основном от нефти) пластовых вод и отходов, полученных при буровых работах с использованием промывочных жидкостей на водной основе;

ограничение (или запрет) буровых работ и (или) сброса их отходов в мелководной прибрежной зоне (до 4 миль от берега), при экстремальной ледовой обстановке, а также в районах повышенной экологической, рыбохозяйственной и другой ценности;

запрещение использования базовых рецептур буровых растворов на нефтяной основе и (или) сброса соответствующих отходов за исключением особых ситуаций, сопряженных с обстоятельствами технического и технологического характера, а также соображений безопасности персонала;

введение норм допустимого содержания нефти при сбросе в море шламов (до 10 г/кг) и пластовых вод (в пределах 10–100 мг/кг);

введение ограничений на токсические свойства отработанных буровых растворов и использование стандартных процедур биотестирования для оценки их токсичности перед сбросом.

Характерными особенностями современного регулирования морской нефтегазодобычи во многих странах и на международном уровне являются дифференцированное применение и корректировка (пересмотр) соответствующих стандартов, норм и правил обращения с отходами в зависимости

от конкретной ситуации и с учетом новейших достижений техники, технологии и практики обращения с отходами.

В принципе существуют четыре основных варианта обращения с отходами буровых и промысловых работ при освоении морских нефтегазовых месторождений: 1) первичная очистка и сброс в море непосредственно на месте работ; 2) закачивание в скважины для захоронения в подземных геологических структурах; 3) накопление и транспортирование на берег для последующей обработки или захоронения; 4) накопление, транспортирование и сброс в море в других районах, например на больших глубинах. Выбор того или иного варианта диктуется соображениями экологического, технического (технологического) и экономического характера. Главным обстоятельством при принятии подобных решений в конечном счете является вопрос о характере и масштабах экологических последствий реализации каждого из возможных вариантов.

В соответствии с многолетней мировой практикой, буровые промышленные жидкости на водной основе (суспензии глины) и сопутствующие им шламы относят к категории нетоксичных веществ. Их удаление в открытом море не приводит к каким-либо необратимым экологическим последствиям, а наблюдаемые кратковременные эффекты носят локальный характер и аналогичны тем изменениям, которые происходят при природных повышениях мутности воды. Именно поэтому общепринятая практика обращения с такими отходами сводится к их сепарации (разделению жидкой и твердой фаз) и сбросу в открытом море непосредственно в районе буровых работ. Аналогичным образом поступают обычно с пластовыми водами после их очистки от остатков нефти. Что касается отходов, получаемых при использовании нефтесодержащих буровых растворов, то в большинстве стран их сбросы в морскую среду запрещены.

Первичная обработка буровых растворов на водной основе и шламов перед их сбросом в море достаточно проста и обычно включает операции разделения фаз, дегазации и промывки. Буровые растворы на нефтяной основе и шламы, предназначенные для транспортирования на берег, иногда подвергают операциям первичной обработки и очистки, включая промывку органическими растворителями для удаления остаточной нефти, дистилляцию при повышенной температуре с разделением твердого осадка и нефти, центрифугирование, обезвоживание и термическую обработку (сушка, сжигание, спекание) для удаления органической фазы и детоксикации отходов.