Данный файл представлен исключительно в ознакомительных целях.

Уважаемый читатель!
Если вы скопируете данный файл,
Вы должны незамедлительно удалить его сразу после ознакомления с содержанием.
Копируя и сохраняя его Вы принимаете на себя всю ответственность, согласно действующему международному законодательству .
Все авторские права на данный файл сохраняются за правообладателем.
Любое коммерческое и иное использование кроме предварительного ознакомления запрещено.

Публикация данного документа не преследует никакой коммерческой выгоды. Но такие документы способствуют быстрейшему профессиональному и духовному росту читателей и являются рекламой бумажных изданий таких документов.

Содержание выпусков серии «ВСЕ О БУРОВОМ ИНСТРУМЕНТЕ»

Выпуск 1.
Шарошечные долота

Выпуск 2.
Алмазные и твердосплавные долота.

Выпуск 3.
Бурильные головки.

Выпуск 4.
Расширители.

Выпуск 5.
Вырезающие устройства.

Выпуск 6.
Забойные гидравлические двигатели

Выпуск 7.
Инструмент для отбора керна.

Выпуск 8.
Инструмент для бурения наклонно - направленных и горизонтальных скважин.

Выпуск 9.
Трубы нефтяного сортамента.

Выпуск 10.
Инструменты и средства для изоляции зон поглощения.

~~Выпуск 11.~~
~~Оборудование для оснастки и цементирования обсадных колонн.~~

~~Выпуск 12.~~
~~Инструмент для ликвидации аварий.~~

Выпуск 13.
Оборудование для капитального ремонта скважин.

~~Выпуск 14.~~
~~Контроль и измерения в бурении.~~

Выпуск 1. Шарошечные долота

1.1. Шарошечные долота ОАО "Волгабурмаш"

1.1.1. Вооружение долот.

1.1.2. Схемы очистки забоя.

1.1.3. Схемы опор.

1.1.4. Долота с продувкой забоя воздухом.

1.1.5. Армирование спинок лап.

1.1.6. Одношарошечные долота.

1.1.7. Допуски на диаметры долот.

1.1.8. Рекомендуемые режимы отработки долот.

1.2. Шарошечные долота ОАО "Сарапульский машзавод"

1.2.1. Трехшарошечные долота со стальным вооружением шарошек.

1.2.2. Трехшарошечные долота для бурения реактивно (роторно) - турбинным способом (РТБ)

1.3. Шарошечные долота АО "Уралбурмаш"

1.4. Долота ОАО НПО "Буровая техника"- ВНИИБТ

1.5. Долота НПП "Азимут"

1.6. Долота ОАО "Нефма"

1.7. Методика подбора диаметров насадок гидромониторных долот с учетом глубины скважины и параметров наземного оборудования

Выпуск 1. Шарошечные долота

В настоящее время отечественной промышленностью выпускаются шарошечные долота, являющиеся основным породоразрушающим инструментом для бурения скважин на нефть, газ и другие ископаемые.

В соответствии с ГОСТ 20692-75 **"Долота шарошечные. Типы и основные размеры. Технические требования."** шарошечные долота изготавливают трех трех видов конструкции: одношарошечные с указанием в начале обозначения долота - **I**, двухшарошечные - **II**, трехшарошечные - **III**.

Шарошечные долота обозначаются шифром, в котором указывается:

- число шарошек, шт;
- диаметр долота в мм;
- тип долота по вооружению шарошек;
- обозначение вида промывки;
- обозначение вида опоры;
- номер заводской модели.

Общая схема классификации шарошечных долот с учетом способа бурения, конструктивного исполнения опоры шарошек и конструкции промывочных или продувочных каналов, приведена на **рис. 1.1.**

Типы, область применения долот и исполнение шарошек должны соответствовать данным, приведенным в **таблице 1.1.**

Номенклатура и основные размеры шарошечных долот должны соответствовать указанным на **рис. 1.2** и в **таблице 1.2.**

По расположению и конструкции промывочных или продувочных каналов долота подразделяются:

- с центральной промывкой - буква **Ц**;
- с центральной продувкой - буква **П**;
- с боковой гидромониторной промывкой - буква **Г**;
- с комбинированной центральной и боковой промывкой - буквы **ЦГ**;
- с боковой продувкой - буквы **ЦГ.**

Опоры шарошек изготавливаются:

- на подшипниках с телами качения (**В**);
- на одном подшипнике скольжения (остальные подшипники с телами качения) (**Н**);
- на одном подшипнике скольжения (остальные подшипники с телами качения) и с герметизированной маслонаполненной опорой (**НУ**);
- на двух и более подшипниках скольжения (**А**);
- на двух и более подшипников скольжения и с герметизированной маслонаполненной опоры (**АУ**).

Пример условного обозначения трехшарошечного долота диаметром **295,3** мм для бурения пород мягких с пропластками средней твердости, с боковой гидромониторной промывкой, с опорой шарошки на

одном подшипнике скольжения и с герметизированной маслонаполненной опорой и заводской модели номер 2:

III295,3МС – ГНУ - 2 ГОСТ 20692-75.

По конструктивному исполнению трехшарошечные долота могут быть секционными и корпусными. Корпусные долота обычно изготавливают большого диаметра - **393,7** и более мм. Остальные секционные - предварительно изготовленные лапы, собранные в шаблоне с тремя типоразмерами шарошек свариваются электросваркой и нарезается присоединительная резьба - правая коническая замковая или цилиндрическая трапецеидальная в соответствии с требованиями ГОСТ 20692-75. Шарошечные долота изготавливаются по техническим условиям специализированных заводов-изготовителей.

Изготовители:

1. **ОАО"Волгабурмаш",**Россия, 443004, г. Самара, ул. Грозненская, 1
   Тел.(8462)30-30-70, 30-90-79. Факс (8462)30-23-72, 30-27-52,
   30-31-06. Телекс: 214166 PTB RU FOR No 184
   e-Mail:market@vbm.samara.ru
2. **ОАО "Сарапульский машиностроительный завод"**
   Россия, 427900, г. Сарапул,Удм. Республика, Красный проезд, 3.
   Тел. (34147) 2-28-77, 2-29-83. Факс (34147) 2-31-94,
   Для телеграмм: "Стрела", Телетайп 755638.
   e-Mail:nazarov@udmnet.ru
3. **ОАО "Уралбурмаш",** Россия, 623093, пос. Верхние Серги,
   Свердловской обл., ул. Володарского, 10.
   Тел. (34396) 2-41-53, 2-55-87. Факс (34396) 2-49-60, 2-42-10,
   Телетайп 348252 БУР
4. **Экспериментальный завод ОАО НПО "Буровая техника" –ВНИИБТ.**
   113114, г. Москва, ул. Летниковская, 7-9.
   Тел.(095) 236-01-70, Факс (095) 959-67-11.
   Телетайп 112168 ДОЛОТО **e-Mail:vniibt@dataforce.net**
5. **НПП "Азимут",** 450062, г. Уфа, ул. Космонавтов, 1, корп. 4.
   Тел. (3472) 45-55-09, Факс (3472) 43-11-52, 43-18-76. Телетайп: 162807 ПУЛЬТ, 162449 ЗНАНИЕ. Телекс: 162117 PTB SU AZIMUT
   e-Mail:NPPAzimut@ufacom.ru
6. **ОАО "Нефма",** 443042, Россия, г.Самара, ул. Белорусская, а/я 3775,
   тел.(8462) 300223,3079573, факс.(8462) 000214,
   Телетайп 344377, МАКЕТ. **e-Mail:nefmamarket@mail.ru**

1. 1. Шарошечные долота ОАО " Волгабурмаш "

Все шарошечные буровые долота, выпускаемые ОАО "Волгабурмаш", соответствуют требованиям ГОСТ 20692-75, спецификации 7 API и стандарту ISO 3395.

ОАО "Волгабурмаш" выпускает одношарошечные, двухшарошечные и трехшарошечные долота диаметрами от 120,6 до 444,5 мм:

- для высокооборотного (**до 600 об/мин**.) бурения пород от мягких до очень крепких с боковой, центральной и комбинированной промывкой (продувкой) забоя;

- средне и низкооборотные, в том числе с герметизированными маслонаполненными опорами качения и скольжения для бурения пород от мягких до очень крепких абразивных.

Общий перечень долот ОАО "Волгабурмаш" и их основные характеристики приведены в **таблице 1.3.**

1. 1. 1. Вооружение долот.

В долотах типов "**М**", "**МС**", "**С**" и "**Т**", предназначенных для разрушения малоабразивных пород, шарошки оснащены фрезерованными зубьями, наплавляемыми зерновым твердым сплавом. Наплавочный материал состоит из композиции зерен твердого сплава и более мелких частиц карбида вольфрама, наносится на все поверхности зуба (боковые и торцовые поверхности и притупления). Это способствует увеличению стойкости вооружения и долота в целом, обеспечивает высокую механическую скорость бурения за счет длительного сохранения породоразрушающей поверхности фрезерованных зубьев. Общие виды шарошек типов "**М**", "**МС**" и "**С**" приведены на **рис. 1.4.**

В долотах типов "**МЗ**", "**МСЗ**", "**СЗ**", "**ТЗ**", "**К**" и "**ОК**", предназначенных для разрушения абразивных пород, шарошки оснащаются твердосплавными вставными зубками с различной породоразрушающей поверхностью, диаметром, величиной выступания над телом шарошки. В качестве материала для их изготовления применяются твердые сплавы с высокими прочностными свойствами и противоизносными показателями.

Общие виды шарошек типов "**МЗ**", "**МСЗ**", "**СЗ**" и "**ТЗ**", "**К**" и "**ОК**" - на рис. 1.4.

Высота породоразрушающих элементов или твердосплавных зубков и их шаг по венцам максимальны в долотах, предназначенных для бурения мягких пород и изменяется до минимума в долотах для твердых пород.

Вооружение шарошек для мягких пород спроектировано с максимальным смещением осей шарошек и максимальным углом наклона к оси долота с целью усиления ударно-сдвигающего воздействия.

Вооружение долот для пород средней твердости спроектировано со средним смещением и соответствующим углом наклона оси цапфы с целью получения как скалывающего воздействия, так и достаточно высокого ударно-сдвигающего воздействия.

Вооружение долот для твердых пород спроектировано с минимальным или вообще отсутствующим смещением с целью получения чисто ударного воздействия.

Долота со штыревым твердосплавным вооружением изготавливаются с широким диапазоном форм зубков с целью обеспечения возможности соответствующего выбора долота для каждого частного случая применения.

1. 1. 2. Схемы очистки забоя.

Шарошечные долота, выпускаемые АО "Волгабурмаш", могут быть оснащены по следующим схемам очистки забоя:

- **Центральная**, через центральное отверстие в корпусе долота. Центральное отверстие долота может оснащаться сменной твердосплавной насадкой.

- **Боковая (гидромониторная)**, через 3(2) боковых отверстия, оси которых направлены на периферию зуба, минуя шарошки. На выходе из указанных отверстий устанавливаются износостойкие сменные стандартные или удлиненные насадки, схема крепления которых показана на рис. 1.5 и 1.6.

Стандартный ряд твердосплавных насадок приведен в таблице 1.4.

- **Комбинированная (центральная и боковая)** схема промывки представлена обычно двумя боковыми и центральной насадками и называется иногда асимметричной. При асимметричной схеме промывки (с двумя боковыми насадками) вместо третьего бокового прилива под насадку на одной из лап предусмотрено свободное пространство для улучшения условий прохождения восходящего потока промывочной жидкости.

С удлиненными насадками, которые с приближением к забою увеличивают подачу гидравлической энергии к разрушаемой поверхности, обеспечивая улучшение характеристик гидравлического воздействия на забой и очистки его от шлама, способствуют увеличению механической скорости бурения.

1. 1. 3. Схемы опор.

АО "Волгабурмаш" выпускает шарошечные долота с различными сериями опор.

Серия " АУ ". Конструкция долота с опорой серии **"АУ"** показана на **рис. 1.7.** Это низкооборотные долота (**до 150 об/мин**) для бурения роторным способом или с использованием низкооборотных забойных двигателей.

Маслонаполненные опоры герметизированы резиновыми кольцами круглого сечения, выполнены на двух радиальных и одном или двух упорных подшипниках скольжения, с шариковым (замковым) подшипником качения. Большой подшипник скольжения представлен втулкой из износостойкого антифрикционного материала с низким коэффициентом трения, запрессованной в шарошке и работающей в контакте с поверхностью цапфы, наплавленной твердым сплавом.

Рабочие поверхности малого радиального и упорных подшипников также наплавлены твердым сплавом. Поверхности скольжения опоры шарошки могут покрываться серебром. В опоре предусмотрена система компенсации расхода смазки и уравнивания давления, выполненная в виде масляного резервуара в корпусе лапы, соединенного каналами с

зонами трения. В полость кармана помещены эластичная диафрагма, габаритный металлический стаканчик, предохраняющий диафрагму от разрыва при больших перепадах давления внутри опоры и в затрубном пространстве.

В крышке резервуара, фиксируемой пружинным кольцом, предусмотрены отверстия, связывающие наружную поверхность с затрубным пространством. Специальный термостойкий состав смазки **"Долотол-АУ"** резко снижает коэффициент трения в опоре, что способствует повышению ее срока службы.

Высокая стойкость наплавленных твердым сплавом поверхностей скольжения, позволяет уменьшить объем опоры скольжения и за счет этого значительно увеличить габариты корпусов шарошек для размещения на их поверхности более крупных фрезерованных или вставных твердосплавных зубков. Все это позволяет при высокой стойкости опоры резко повысить ее стойкость и показатели работы долота в целом.

Общие виды различных долот с опорой серии **"АУ"** приведены на **рис.1.8.**

Серия " НУ ". Конструкция долота с опорой серии **"НУ"** показана на **рис. 1.9.** Среднеоборотные долота (**до 300 об/мин**) для бурения винтовыми забойными двигателями и роторным способом.

Маслонаполненные опоры герметизированы торцевыми резиноме-таллическими манжетами или радиальными резиновыми кольцами, выполнены на подшипниках качения - большом роликовом и шариковом (замковом), а также на одном радиальном и одном упорном подшипниках скольжения.

Поверхности радиального и упорного подшипников скольжения наплавлены твердым сплавом. Состав специальной смазки **"Долотол - НУ"** резко снижает коэффициент трения в опоре, ее перегрев, что также способствует повышению срока работы опоры.

В опоре, как и в серии **"АУ",** предусмотрена система компенсации давления, выполненная в виде масляного резервуара в корпусе лапы, соединенного каналами с зонами трения в опоре. Общие виды различных долот с опорой серии "НУ" приведены на **рис. 1.10.**

Серия " Н ". Конструкция долота с опорой серии **"Н"** показана на **рис. 1.11**. Среднеоборотные долота (**до 400 об/мин**) предназначены для бурения низкооборотными турбобурами, винтовыми забойными двигателями, редукторными электробурами или роторным способом. Опоры выполнены открытыми, на подшипниках качения - большом роликовом и шариковом (замковым), а также на одном радиальном и одном упорном подшипниках скольжения.

Отсутствие герметизирующих элементов в данной серии позволяет выбрать максимальные габариты подшипниковых опор и тел качения, что обеспечивает высокую стойкость опор этой серии.

Общие виды различных долот с опорой серии **"Н"** приведены на **рис. 1.12.**

Серия " В ". Конструкция долота с опорой серии **"В"** показана на рис. **1.13.** Высокооборотные долота (**до 600 об/мин**) предназначены для бурения вы-сокооборотными турбобурами или электробурами. Опоры выполнены открытыми, на подшипниках качения - двух роликовых и одном шариковом (замковом), с упорным подшипником скольжения или без него.

Как и в серии **"Н"**, отсутствие герметизирующих элементов позволяет выбрать максимальные габариты цапфы лапы и тел качения, что очень важно для обеспечения высокой стойкости опор в условиях жестких режимов работы долот, характерных для высокооборотного бурения.

Общие виды различных долот с опорой серии **"В"** приведены на **рис. 1.14.**

Серия "ГВУ " для бурения на объемном двигателе.

Для улучшения эксплуатационных характеристик шарошечных долот, применяемых для бурения пород в условиях, аналогичных Западной и Восточной Сибири в ОАО "Волгабурмаш" создан новый класс буровых долот типа **ГВУ** с герметизированной маслонаполненной опорой, призванных бурить быстрее, эффективнее и дольше.

Реальное выполнение этих условий и возросших требований к долотам достигается усовершенствованием их ассортимента, ростом агрессивности, стойкости вооружения, усилением опоры, улучшением ее герметизации, усилением армирования спинок лап и другими характерными особенностями.

Долота 215,9М3-ГВУ-R206.

Вооружение шарошек представлено более мощным и агрессивным, чем у базовых, однотипных долот - диаметр зубков на основных венцах увеличен с , 12,8 до 16,0 мм, а их вылет над корпусом шарошки увеличен с 6,35 до 7,92 мм.

Породоразрушающая поверхность твердосплавных зубков с симметричной – клиновидной формой, заменена на патентованную – **выпукло - вогнутую, ковшеобразную**.

Калибрующие обратные конуса шарошек также значительно усилены. Диаметр армирующих зубков увеличен с 6,48 до 9,51 мм. При этом **увеличено выступание этих зубков** над обратным конусом с 0,38 до 1,2 мм, что способствует улучшению калиброваня стенки скважины.

С целью повышения стойкости вооружения и предотвращения оголения зубков от абразивного износа увеличена глубина цементации на наружной поверхности шарошек.

Значительно видоизменена и усилена опора долота. Увеличен на 10% диаметр большого роликового подшипника, что позволило увеличить диаметр в зоне опасного сечения у основания цапфы и снизить удельную нагрузку на ролики. Исключение буртов большого роликового подшипника на цапфе лапы и размещение роликов в проточке корпуса шарошки позволило резко снизить

возможность разворота роликов относительно оси цапфы и исключить их скол, нередко способствующий заклинке роликов.

Для повышения стойкости опоры применены **упорная пята** и **упорный подшипник**, воспринимающие большие осевые нагрузки; внутренняя поверхность в шарошке имеет **многослойное серебро-содержащее покрытие**, которое является идеальной твердой смазкой, способствующей более быстрому отводу тепла из зоны нагрева. Серебро является эффективным граничным смазывающим антикоррозионным материалом, снижающим износ, вызываемый трением и высокой температурой.

Опора маслонаполненная; герметизирована с помощью уплотнительного кольца, выполненного на основе современных эластомеров, и заполнена патентованным составом - специальной термостойкой смазки "**Долотол М-АУ**" с антифрикционной присадкой.

Для обеспечения бурения наклонных и горизонтальных скважин значительно усилено **армирование спинок лап** - применены одновременно твердосплавные запрессованные зубки диаметром 7,9 мм и наплавка зерновым твердым сплавом толщиной 1,6 мм по полному профилю козырька и набегающего ребра спинки лапы.

Очистка забоя осуществляется через абразивно стойкие удлиненные насадки. При этом в одном долоте устанавливаются насадки с различными диаметрами выходных отверстий, что способствует улучшению очистки забоя поперечными потоками промывочной жидкости. По требованию заказчика в схему промывки может включаться центральный промывочный узел.

Подконтрольная отработка буровых долот 215,9МЗ-ГВУ-В206 в условиях Западной Сибири показала увеличение проходки на долото до 2-х раз и механической скорости в 1,3 - 1,6 раза по сравнению с базовыми долотами, что позволило обеспечить получение большого экономического эффекта.

Долота 215,9С-ГВУ-R190М.

Вооружение шарошек представлено фрезерованными зубьями с оптимальными шагом и углом заострения, увеличенной высотой до 17 мм, обеспечивающими высокие прочностные и породоразрушающие свойства.

С целью резкого повышения износостойкости вооружения применены **специальная разделка зубьев под наплавку**, новый наплавочный материал на основе скатанных спеченых, спеченых дробленых, литых дробленых карбидов вольфрама разной грануляции (по типу наплавочных материалов, фирмы "Кеннаметал" США).

Наплавка этими материалами осуществляется атомно-водородным или ацетилено-кислородным способами с увеличенной до 3,2 мм толщиной твердого сплава. Наплавка каждого зуба осуществляется по всем 4-м граням и притуплению.

Увеличена также средняя толщина наплавленного слоя на калибрующих конусах. Кроме того, калибрующие конуса **армированы цилиндрическими твердосплавными зубками** диаметром 7,9 мм. Армирование калибрующих обратных конусов твердосплавными зубками и увеличение толщины наплавочных материалов из карбидов вольфрама позволяет резко повысить стойкость вооружения и стойкость долота от потери диаметра и соответственно увеличить среднюю механическую скорость бурения.

Опора видоизменена и усилена по типу вышеупомянутого долота 215,9МЗ-ГВУ-Р206. В ней также исключены бурты большого роликового подшипника на цапфе лапы и резко уменьшена возможность разворота роликов.

Применение упорной пяты и упорного подшипника с многослойной твердой смазкой в виде серебро содержащего покрытия, в свою очередь, повышает стойкость опоры.

Как и в долоте 215,9МЗ-ГВУ-Р206, опора герметизирована высокостойким эластомерным кольцом и заполнена смазкой "Долотол М–АУ" с антифрикционной присадкой.

Для армирования спинок лап одновременно применены **запрессовка твердосплавных зубков и наплавка козырька** ,а также набегающего ребра спинки зерновым твердым сплавом.

Подконтрольная обработка долот 215,9С-ГВУ-Р190М в условиях Западной Сибири показала увеличение проходки до 2-х раз и средней механической скорости бурения в 1,2 -1,3 раза по сравнению с базовыми долотами, что позволило обеспечить получение большого экономического эффекта.

1. 1. 4. Долота для бурения с продувкой забоя воздухом.

Долота с продувкой воздухом или газообразным агентом (в дальнейшем - воздухом), предназначены для использования в горнорудной и угольной промышленности. Реже они применяются при бурении различных интервалов скважин на нефть и газ. Конструкция долота для бурения с продувкой воздухом показана на **рис. 1.15.**

В долотах этого типа применяются опоры серии **"В".**

Для боковой очистки забоя воздухом в корпусе долота предусмотрены три боковых отверстия и система каналов в лапах для подачи части продувочного агента для охлаждения опор, а также их экранирования по торцам шарошек от попадания шлама в полости опор. При использовании долот в обводненных горизонтах на выходах трех боковых отверстий устанавливаются сменные обратные клапаны, предотвращающие попадание шлама в систему каналов при падении давления внутри полости долота.

Общие виды различных долот с боковой продувкой забоя воздухом показаны на **рис. 1.16.**

Для центральной очистки забоя воздухом в корпусе долота предусмотрены центральное отверстие-сопло и система каналов в лапах для подачи части продувочного агента для охлаждения тел качения и поверхностей опор, а также их экранирования по торцам шарошек от попадания шлама в полости опор. Конструкция долота с центральной очисткой забоя воздухом показана на **рис. 1.17.**

При использовании долот в обводненных горизонтах в сопло может устанавливаться обратный клапан, предотвращающий попадание шлама в систему каналов при прекращении подачи продувочного агента.

1. 1. 5 Армирование спинок лап.

По желанию заказчиков, для особых условий бурения, например, для бурения высокоабразивных пород, строительства наклонных или

горизонтальных скважин, спинки лап дополнительно армируются твердосплавными зубками и (или) наплавочным твердым сплавом.

Общие виды долот с армированными спинками лап приведены на **рис. 1.18.**

1. 1. 6. Одношарошечные долота.

Кроме трехшарошечных ОАО "Волгабурмаш" выпускает для низкооборотного бурения одношарошечные долота типоразмеров **I215,9С3 - АУ** и **I190,5С3 - АУ**. Конструкция одношарошечного долота показана на **рис. 1.19**, а общие виды - на **рис. 1.20.**

Герметизированная маслонаполненная опора этих долот унифицирована и представлена тремя радиальными и одним упорным подшипниками скольжения с шариковым (замковым) подшипником. Поверхности скольжения наплавлены твердым сплавом. Опора герметизирована резиновым кольцом круглого сечения.

Долота предназначены для бурения малоабразивных пород средней твердости. Вооружение единственной шарошки представлено мощными, с большим вылетом над телом шарошки, твердосплавными зубками с заостренной копытообразной рабочей поверхностью. Мощные опора и вооружение, значительная толщина стенок шарошки гарантируют безаварийную работу долот на самых больших глубинах.

Форма шарошки обеспечивает разрушение забоя по полусфере. Отсутствие характерных для трехшарошечных долот обратных конусов, а также спинок трех лап, обращенных к стенке скважины и препятствующих быстрому изменению направления бурения, делают одношарошечные долота незаменимыми при интенсивном наборе кривизны в наклонном и горизонтальном бурении.

1. 1. 7. Допуски на диаметры долот.

Долота ОАО "Волгабурмаш" изготавливаются с допусками по наружному диаметру, приведенными в **таблице 1.5.**

Таблица 1.5. Допуски на диаметры долот выпускаемых ОАО "Волгабурмаш"

Диаметры долот, мм (дюймы)	120,6 (4 3/4") - 349,2 (13 3/4")	393,7 (15 1/2") - 444,5 (17 1/2 ")
Допуск, мм (дюймы)	+0,8 – 0 (+1 /32 " - 0)	+1,6 –0 (+1/16" -0)

1. 1. 8. Рекомендуемые режимы отработки долот.

ОАО "Волгабурмаш" рекомендует отрабатывать шарошечные долота с фрезерованным и твердосплавным вооружением в режимах, приведенных в **таблицах 1.6** и **1.7.**

Примечания:

1. Указанные диапазоны режимов отработки долот приведены для общих условий бурения. В каждом конкретном случае при определении оптимальных сочетаний нагрузки на долото и его частоты вращения для достижения наиболее эффективных показателей бурения необходимо руководствоваться правилом: при увеличении осевой нагрузки должна снижаться частота вращения долота и наоборот.
2. Для долот большого диаметра рекомендуются более низкие величины частоты вращения.
3. Рекомендуемые режимы работы для долот с негерметизированными опорами приближаются к указанным для долот с герметизированными опорами.
4. Долото с опорой скольжения должно работать с более низкой частотой вращения, чем долото с опорой качения в той же категории пород.

1. 2. Шарошечные долота ОАО " Сарапульский машзавод "

ОАО "Сарапульский машиностроительный завод" разрабатывает и выпускает породоразрушающий буровой инструмент – трехшарошечные долота с фрезерованными зубьями или твердосплавными зубками, предназначенные для вращательного бурения скважин сплошным забоем с промывкой буровым раствором в породах различной твердости.

Номенклатура шарошечных долот О**АО "Сарапульский машзавод"** состоит из долот трехшарошечных секционного и корпусного типов для бурения роторным способом или с применением гидравлических или электрических забойных двигателей, а также для бурения реактивно(роторно)-турбинным способом (РТБ). Конструктивные параметры трехшарошечных долот ОАО " **Сарапульский машзавод**" приведены в **таблице 1.8.** Расшифровка обозначений долот приведена на **рис. 1.21.**

Примечание: В обозначении долот:

- **2** - защита козырька лапы и наплавка калибрующего конуса шарошек методом СВС (самораспространяющийся высокотемпературный синтез);
- **3** - опоры шарошек долота заправлены самотвердеющей смазкой (СТС);
- **4** - долота с шарошками с армированным калибрующим конусом методом СВС;
- **1*** - усилена опора шарошек;

- **1**** - усилены корпус, вооружение и опора шарошек;
- **12** - применена крупногабаритная центральная минералокерамическая гидромониторная насадка.

1. 2. 1. Трехшарошечные долота со стальным вооружением шарошек.

Долота предназначены для бурения скважин сплошным забоем диаметром от **349,2** до **660,4** мм в породах различной твердости. Из них долота секционного типа выпускаются только диаметром **349,2** мм. Долота остальных диаметров - корпусного типа. Общие виды долот секционного и корпусного типа приведены на **рис. 1.22.**

Шарошки долот оснащены фрезерованными или литыми стальными зубьями, составляющими единое целое с корпусом шарошки. Зубья и обратные конуса шарошек, калибрующие диаметр скважины, армированы твердым сплавом "рэлит".

Схема опоры: ролик - шарик - ролик (**В**);
ролик - шарик - ролик + упорная пята (**Н**);
герметизированная маслонаполненная опора (**У**).

Промывка забоя - комбинированная, через центральный промывочный узел и ассиметрично расположенные удлиненные патрубки, оснащенные износостойкими насадками (**ЦГ**) или только через центральное отверстие(**Ц**).

В выпускаемых модификациях долот по согласованию с потребителями предусмотрены:

- наплавка калибрующего конуса шарошек и защита козырька лапы методом самораспространяющегося высокотемпературного синтеза (СВС) износостойкими материалами;
- заправка опор долот самотвердеющей смазкой (СТС), позволяющей значительно увеличить ресурс работы долота;
- установка в центральном промывочном узле крупногабаритной насадки с наружным диаметром 62 мм и внутренним - 28 мм;
- усиление опоры шарошек шаром диаметром 25,4 мм.

Долота секционного типа оснащены присоединительной резьбой - ниппель **З-152** по **ГОСТ 28487-90** (**6 5/8 Reg**).

Долота корпусного типа оснащены присоединительной резьбой - муфта **З-171** по **ГОСТ 28487-90** (6 5/8Fh).

1. 2. 2. Трехшарошечные долота для бурения реактивно (роторно) - турбинным способом (РТБ)

Долота предназначены для бурения реактивно (роторно)-турбинным способом верхних интервалов глубоких скважин диаметром до 920 мм и стволов рудных и угольных месторождений диаметром до 6000 мм в породах различной твердости.

Шарошки оснащены или литыми зубьями, выполненными за одно целое с корпусом шарошки и армированными твердым сплавом, или

твердосплавными зубками, расположенными на основном и периферийном рядах и калибрующем конусе шарошек.

Промывка осуществляется через центральное отверстие в корпусе (**Ц**).

В выпускаемых модификациях долот по согласованию с потребителем может быть предусмотрено:

- усиление опор шарошек (шар диаметром 25,4 мм);
- наплавка калибрующих поверхностей шарошек методом самораспространяющегося высокотемпературного синтеза (СВС) износостойкими материалами;
- заправка опор долот самотвердеющей смазкой (СТС), позволяющей значительно увеличить ресурс работы долота;
- усиление вооружения за счет увеличения в 2 раза числа режущих элементов - твердосплавных зубков клиновидной формы.

Номенклатура: Долота корпусного типа с присоединительной резьбой – муфта 3-171 по ГОСТ 28487-90 (6 5/8 Fh) **III490Т3-ЦВР; III490Т3-ЦВР.1; III490Т3-ЦВР.3; III490Т3-ЦВР.4; III490С-ЦВР; III490С-ЦВР.3; III490С-ЦВР.4; III490Т3-ЦВР9; III508С-ЦВР.**

1. 3. Шарошечные долота ОАО " Уралбурмаш "

ОАО "Уральский завод бурового машиностроения" разрабатывает и выпускает одно-, двух- и трехшарошечные долота различных конструкций диаметром от **76** до **269,9** мм с шарошками, оснащенными фрезерованными зубьями и твердосплавными зубками, предназначенные:

- для бурения нефтяных, газовых и геологоразведочных скважин;
- для бурения скважин различного назначения в горнодобывающей промышленности;
- для буровых работ в строительстве;
- для бурения скважин на воду.

Номенклатура шарошечных долот, выпускаемых ОАО "Уралбурмаш", и их основные параметры приведены в **таблице 1.9** и соответствуют требованиям **ГОСТ 20692-75** и современным требованиям технологии строительства скважин. Спецификация долот ОАО"Уралбурмаш" приведена в **таблице 1.10.**Общий вид шарошечного долота со штыревым твердосплавным вооружением для бурения с продувкой воздухом, для горнорудной и угольной промышленности приведен на **рис. 1.23.**

Конструкции шарошечных долот ОАО"Уралбурмаш" выполнены внешне аналогично долотам ОАО"Волгабурмаш" и шифруются в следующем порядке:

По расположению и конструкции промывочных или продувочных каналов долота подразделяются на:

Ц - долото с центральной промывкой;

Г - долото с боковой промывкой;

П - долото с центральной продувкой;

ПГ - долото с боковой продувкой.

Опоры шарошек различной конструкции шифруются буквами:

В - на подшипниках качения;

Н - на одном радиальном подшипнике скольжения (остальные подшипники качения);

НУ - на одном радиальном подшипнике скольжения (остальные подшипники качения) с герметизацией маслонаполненной опоры;

А - на двух или более подшипниках скольжения;

АУ- на двух или более подшипниках скольжения с герметизацией маслонаполненной опоры.

Долота ОАО "Уралбурмаш":

- изготавливаются из высококачественных сталей и специальных твердых сплавов;
- содержат в опорах тяжелонагруженные радиальные и торцовые подшипники качения и скольжения;
- имеют мощное стальное или твердосплавное (карбид-вольфрамовое) вооружение шарошек;
- сложные промывочные узлы с износостойкими металло- или металло-керамическими насадками;
- рассчитаны на длительную работу в абразивной среде при перепадах давления на долоте до **12** МПа (**120** кг/см^2) и расходе бурового раствора до **50** дм^3/сек и более.

Конструкции долот обеспечивают высокие скорости бурения при правильном выборе их в соответствии с областью применения по **ГОСТ 20692-75.**

1. 4. Долота ОАО НПО " Буровая техника " - ВНИИБТ

ОАО НПО "Буровая техника"-ВНИИБТ разработано и освоено на Экспериментальном заводе ВНИИБТ изготовление гаммы трехшарошечных долот с герметизированными опорами серии **ГАУ** размерами **120,6**, **139,7** и **165,1** мм, предназначенных для бурения нижних интервалов глубоких скважин. Перечень и основные параметры указанных долот приведен в **таблице 1.11.**

Конструктивные особенности новых долот:

- угол наклона цапфы - 54^o;
- смещение осей шарошек, мм – 0^o (для **К-ГАУ**), 2^o (для **СЗ-ГАУ**), 3^o (для **С-ГАУ**) и 4^o (для **МСЗ-ГАУ**);
- вооружение выполнено зубками твердосплавными формы С, К и Г26, диаметром 8 и 10 мм с вылетом от 3-4 до 4,5 -5 мм;
- схема промывки - боковая струйная со сменными насадками (кроме долота диаметром 120,6 мм).

Сравнительные испытания, проведенные при строительстве глубоких скважин в Казахстане, Туркменистане и в Украине выявили по сравнению с показателями серийных одношарошечных и трехшарошечных долот увеличение:

- средней проходки на долото в 7 раз;

- механической скорости - в 1,3 раза.

В абразивных породах новые шарошечные долота превосходили алмазные в 1,5 раза по проходке на долото и в 3,5 раза по механической скорости. В менее абразивных породах они уступают алмазным на 30% по проходке на долото, но почти в 2 раза превосходят их по механической скорости.

1. 5. Долота НПП " Азимут "

НПП "Азимут" разработано и освоено производство трехшарошечного долота с центральным вихревым промывочным узлом.

Шарошечное долото этого типа предназначено для вскрытия продуктивных пластов, увеличения механической скорости, снижения поглощений растворов и проявлений пластовых сред.

Долото имеет центральное промывочное отверстие, в котором размешен вихревой узел (патрубок) с переходной втулкой, уплотнительным кольцом и фиксатором.

Турбулизация потока в призабойной зоне, создаваемая вихревым промывочным узлом, повышают эффективность разрушений горной породы, создают тонкий слой кольматации стенок скважины. Технические параметры шарошечного долота с центральным вихревым промывочным узлом приведены в **таблице 1.12.**

По желанию заказчика могут быть изготовлены подобные шарошечные долота любых типоразмеров.

1. 6. Долота ОАО " Нефма "

ОАО "Нефма" разработало и освоило производство одношарошечных долот. Одношарошечное долото предназначено для бурения вертикальных и горизонтальных скважин роторным способом и забойными двигателями.

Одношарошечное долото устраняет конструктивные недостатки трехшарошечных долот, а также существующих конструкций одношарошечных долот.

Соприкасающиеся поверхности сферического подшипника покрыты антифрикционным износостойким сплавом.

Технические параметры одношарошечного долота приведены в **таблице 1.13.**

1. 7. Методика подбора диаметров насадок гидромониторных долот с учетом глубины скважины и параметров наземного оборудования

Использование гидромониторных долот при повышенных скоростях истечения промывочной жидкости из насадок в ряде случаев приводит к улучшению технико-экономических показателей проводки

нефтяных и газовых скважин. Как правило, заметное улучшение показателей отмечается в тех случаях, когда **бурение ведется с неудовлетворительной очисткой забоя и долота**, следствием чего, в частности, является образование на долоте сальников, снижение механической скорости бурения и проходки на долото, а также при бурении на месторождениях, **разрез которых представлен породами с низкими прочностными характеристиками (породы с твердостью 20-50 кгс/мм^2).**

В этой связи во многих нефтяных районах страны может оказаться целесообразным бурение всего разреза месторождения или отдельных его интервалов гидромониторныыи долотами при повышенных скоростях истечения промывочной жидкости (т.е. при повышенных перепадах давлений на долоте).

Решение вопроса о целесообразности применения гидромониторных долот при повышенных скоростях истечения промывочной жидкости и выбор рациональных режимов промывки скважины должен решаться в каждом конкретное случае, исходя из результатов анализа работы долот и технических характеристик используемого оборудования.

Бурение гидромониторными долотами при повышенных скоростях истечения промывочной жидкости может быть проведено с помощью имеющегося оборудования, без существенных изменений технологии бурения скважин, принятой при разработке данного месторождения.

Поскольку речь идет об использовании имеющегося оборудования, дополнительный перепад давлений на насадках гидромониторных долот может быть получен:

- **за счет увеличения давления на буровых насосах в пределах, определяемых их паспортной характеристикой и паспортными характеристиками наземного оборудования, при сохранении неизменным расхода промывочной жидкости;**
- **за счет снижения потерь давления в циркуляционной системе и перепада давлений в турбобуре (в случае роторного бурения перепад давлений в турбобуре из рассмотрения исключается), а также повышения допускаемого давления на насосах путем снижения производительности насосов за счет установки цилиндровых втулок меньшего диаметра.**

Каждый из этих приемов может быть реализован как для скважины в целом, так и для отдельно выбранных интервалов бурения. Как именно создать резерв давления, следует решать применительно к конкретным геолого-техническим условиям проводки скважины.

Целью настоящей методики является оказание помоши инженерно-техническим работникам буровых предприятий при реализации имеющегося или созданного резерва давления в насадках гидромониторных долот.

1. 7. 1. Определение резерва давление для реализации в насадках гидромониторных долот.

1. Резерв давления $P_р$ при данной постоянной производительности насосов $Q_н = idem$ равен разности величин давления на насосах $P_н$ и давления, фактически создаваемого буровыми насосами при бурении в данных условиях $P_ф$.

$$P_р = P_н - P_ф$$

Величина $P_н$ характеризует предельно допустимое давление буровых насосов (при данной производительности) и наземного оборудования по их паспортным характеристикам. В зависимости от конкретных условий бурения, исходя из технико-экономических соображений (стойкость быстроизнашивае-мых деталей, расход электроэнергии и др.) величина принимаемого для расчета давления может быть меньшей, чем паспортная. В дальнейшем под величиной $P_н$ подразумевается выбранная величина рационального давления буровых насосов.

Давление $P_ф$ на насосах складывается из потерь в элементах обвязки $P_{обв}$,
путевых потерь в бурильной колонне и затрубном пространстве $P_{пут}$, перепада давлений в турбобуре $P_{турб}$ и промывочных отверстиях используемого долота $P_{дол}$. (Величина $P_{дол}$ есть величина перепада давлений в промывочных отверстиях или насадках долота при исходном режиме истечения промывоч-ной жидкости).

$$P_ф = P_{обв} + P_{пут} + P_{турб} + P_{дол}$$

При неизменном количестве промывочной жидкости все составляющие фактического давления остаются постоянными, кроме путевых потерь, которые увеличиваются с углублением скважины. Таким образом с ростом глубины скважины величина давления $P_р$, которая может быть реализована в насадках гидромониторного долота, непрерывно уменьшается от максимальной в начале рассматриваемого интервала до минимальной при заканчивании интервала или скважины, что определяет программу оснащения гидромониторных долот насадками соответствующих размеров.

Число этапов программы оснащения долот зависит как от конкретной технологии проводки скважины, так и ассортимента имеющихся насадок.

2. В случае создания резерва давления за счет снижения количества промывочной жидкости, подаваемой в скважину, а также в случае проводки скважины по программе, предусматривающей выделение нескольких интервалов для бурения с различными сочетаниями давления на насосах и их производительности, фактическое давление на насосах складывается из тех же элементов. Программа оснащения гидромониторных долот насадками соответствующих размеров при

этом получается более обширная и дробная, так как для каждого интервала существует своя величина давления $P_р$, которая может быть реализована в насадках долота, максимальная в начале бурения интервала и минимальная - в конце.

Величина давления $P_р$, создаваемая за счет снижения количества жидкости, подаваемой в скважину, при переходе от производительности буровых насосов Q^I к более низкой Q^{II} равна

$$P_р = \Sigma P^I_{пот} - \Sigma P^{II}_{пот} + P^I_{турб} - P^{II}_{турб} + P^{II}_{пасп} - P^I_{пасп},$$

где $\Sigma P^I_{пот} = P^I_{обв} + P^I_{пут}$ и $\Sigma P^{II}_{пот} = P^{II}_{обв} + P^{II}_{пут}$ - суммарные потери давления; $P^I_{турб}$ и $P^{II}_{турб}$ - перепад давления на турбобуре; $P^I_{пасп}$ и $P^{II}_{пасп}$ - максимально допускаемое по паспортной характристике давление, соответственно, при производительности Q^I и Q^{II} .

Таким образом, резерв давления $P_р$, который может быть реализован в насадках гидромониторного долота при снижении производительности насосов, получается как за счет снижения потерь давления в циркулярной системе и перепада давлений в турбобуре, так и за счет увеличения максимально допускаемой паспортной характеристикой величины давления буровых насосов и наземного оборудования.

1. 7. 2. Определение величины расхода промывочной жидкости через насадки гидромониторного долота.

При роторном бурении расход промывочной жидкости через насадки гидромониторного долота равен производительности буровых насосов.

При турбинном бурении повышение перепада давлений на долоте в системе турбобур - долото ведет к увеличению утечки через уплотнение вала турбобура. Расчетный способ оценки величины утечки через уплотнение вала турбобура позволяет получить только ориентировочные данные и не может быть рекомендован для практического использования.

Предпочтительнее здесь **метод опытно-промышленного определения утечки** через уплотнение вала турбобура непосредственно на буровой. Для этого необходимо иметь гидромониторное долото, оснащенное сменными насадками, внутренний диаметр которых известен, и знать фактическую величину производительности буровых насосов, поскольку прямое измерение количества жидкости, протекающей через уплотнение вала, в условиях буровой требует специальных приспособлений.

Производительность насосов назначается в соответствии с принятой технологией бурения, а фактическая ее величина определяется либо с помощью расходомера какого-либо типа, например РГР-7 , либо с помощью мерной емкости.

В пределах диапазона изменения величины давления, которое предполагается реализовать в насадках гидромониторных долот, для назначенной производительности насосов $Q_н$ = *idem* по **таблице 1.14**

выбирается несколько значений величины давления и соответствующие им суммарные площади насадок.

Диаметры насадок и их число в зависимости от суммарной площади отыскиваются в **таблицах 1.15 и 1.16.**

Определение величины утечки через уплотнение вала турбобура при выбранных перепадах давлении в насадках долота и заданном расходе промывочной жидкости проводится следующим образом:

1. Турбобур подвешивается на ведущей трубе ниже стола ротора, долото не присоединяется.

2. При заданном расходе промывочной жидкости записывается показание манометра, установленного на стояке $P_{ст1}$.

3. К турбобуру присоединяют долото, оснащенное насадками с наибольшей площадью, при которой получается наименьший перепад давлений на долоте.

4. При том же расходе промывочной жидкости записывается показание манометра, установленного на стояке $P_{ст2}$

5. Операции по п.п. 3.3 и 3.4 выполняются с долотом, оснащенным не менее чем 4-5 группами различных насадок, обеспечивающими реализацию на долоте перепадов давлений в предполагаемом рабочем диапазоне.

6. Соответствующие разности давлений, определенные по измерениям (см. п.п. 2 и 5), пересчитываются в фактический расход промывочной жидкости $Q_{фi}$, через насадки с суммарной площадью проходного сечения

$F_{фi}$, с учетом коэффициента расхода, принимаемого равным $\mu = 0{,}92$, по формуле

$$Q_{фi} = 1{,}29 F_i \sqrt{\frac{\Delta P_{гмд}}{\gamma}} \; л/сек$$

где F_i - суммарная площадь проходного сечения насадок в см^2;
$\Delta P_{гмдi} = (P_{ст1} - P_{ст2})$ - перепад давлений в насадках гидромониторного долота, кгс/см^2 ;

γ- удельный вес промывочной жидкости, гс/см^3 ;

i – порядковый номер группы, насадок использованных для оснащения долота.

7. Разность между производительностью насосов $Q_н$ и фактическим расходом промывочной жидкости $Q_{нi}$. через насадки дает величину утечки через уплотнение вала турбобура при данном перепаде давлений в насадках гидромониторного долота

$$Q_{уi} = Q_н + Q_{фi}$$

8. По результатам измерений строится график зависимости величины утечки Q_y через уплотнение вала турбобура от величины перепада давлений в насадках гидромониторного долота $\Delta P_{гмд}$,

В дальнейших расчетах фактический расход промывочной жидкости через насадки гидромониторного долота определяется по формуле

$$Q_ф = Q_н - Q_y ,$$

где Q_y - величина утечки через уплотнение вала турбобура при выбранном перепаде давлений в насадках гидромониторного долота $\Delta P_{гмд}$

Однако, для турбобуров типа 3ТСШ1-195 или других типов турбобуров или двигателей габарита 195 мм, использующих в качестве осевой опоры пяту-сальник , комплект которой составляет 25 подпятников, с достаточной для практики точностью, можно для определения утечек пользоваться гидравлической характеристикой пяты-сальника, приведенной на рис. 1.27.

Эта характеристика пяты-сальника получена на большом экспериментальном материале и обеспечивала достаточную точность выполнения расчетов при бурении гидромониторными долотами в Западной Сибири.

1. 7. 3. Составление программы оснащения гидромониторных долот насадками.

В зависимости от глубины скважины, ее конструкции, геологических условий бурения, характеристик наземного оборудования могут встретиться различные случаи организации промывки скважин. Все многообразие вариантов организации промывки скважин сводится к двум основным:

- **количество промывочной жидкости, подаваемой в скважину, остается постоянным в течение всего времени бурения до проектной глубины;**
- **скважина по глубине разбита на несколько интервалов, в пределах которых количество промывочной жидкости, подаваемой в скважину, остается постоянным, но в каждом из последующих по глубине интервалов это количество меньше, чем в предыдущем.**

Изменение давления на буровых насосах для этих случаев схематично представлено соответственно на **рис. 1.24 и 1.25.**

На **рис. 1.24 и 1.25** приведены также линии давления, определяемые паспортными характеристиками буровых насосов и наземного оборудования, а также линии изменения фактических рабочих давлений по глубине скважины при снижении производительности буровых насосов и линии допускаемого давления на насосах и наземном оборудовании при снижении производительности.

Величина резерва давления, которая может быть реализована в

насадках гидромониторных долот по всей скважине или ее интервалам, наглядно видна из **рис. 1.24 и 1.25.**

Эта величина определяет максимальный перепад давлений, который может быть реализован в насадках гидромониторного долота. При составлении программы оснащения гидромониторных долот насадками фактический перепад давлений на них должен быть выбран, исходя из конкретных геолого-технических и технико-экономических условий бурения.

Поскольку нет принципиальной разницы между составлением программы оснащения гидромонитрных долот насадками для бурения интервала скважины и для скважины в целом, составление такой программы рассмотрим на примере некоторого произвольно выбранного интервала бурения.

В этом случае для рассматриваемого интервала бурения имеем **(см. рис.1.26)** линию фактического давления на буровых насосах, увеличивающегося до мере углубления скважины, и линию максимально допустимого рабочего давления на них. Весь интервал разбивается последовательно на части соответственно ожидаемым величинам проходок на долото при бурении этого интервала. Величина резерва давления для реализации в насадках гидромониторного долота берется по предполагаемой нижней границе рейса долота (для наглядности рассмотрен случай полного использования резерва давления).

Так же определяется резерв давления для любого из гидромониторных доли, используемых при бурении скважины. Найденная величина резерва давления может быть реализована при соответствующем подборе насадок с учетом утечек через уплотнение вала турбобура.

Для всех гидромониторных долот, планируемых к использованию при проходке этого интервала, составляется таблица, в которую сводятся по ожидаемым величинам проходок на долоте основные параметры, характеризующие оснащение гидромониторных долот насадками и режимы истечения промывочной жидкости. Эта таблица, представляющая собой программу сснащения гидромониторных долот насадками может иметь вид

$P_н$ = …. кгс/см^2 $Q_ф$ = …. л/сек

Интервал бурения, м	Перепад давлений на гидромониторном долоте $P_{гмд}$, кгс/см^2	Фактический расход промывочной жидкости через насадки долота $Q_ф$, л/сек	Суммарная площадь насадок F, см^2	Количество и диаметр насадок долота d, мм

Составление программы оснащения гидромониторных долот сменными насадками проводится следующим образом.

1. Устанавливается заданная производительность буровых насосов $Q_н$ и рабочее давление (в конце рейса долота) $P_н$.

2. Рассматриваемый интервал бурения разбивается на части соответственно ожидаемым величинам проходок на долото.

3. Для каждого долота определяется перепад давлений на насадках

$$P_{гмд} = P_р + P_{дол} ,$$

где $P_р = P_н - P_ф$

4. По найденному значению $P_{гмд}$ определяется величина фактического расхода промывочной жидкости через долото $Q_ф = Q_н - Q_у$

5. По найденному значению $Q_ф$ и $P_{гмд}$ с помощью таблицы 1 отыскивается суммарная площадь насадок F.

6. По таблицам 2 (или 3) подбирается комбинация насадок с внутреннми диаметрами, обеспечивающими диаметрами , обеспечивающими получение найденной суммарной площади.

1. 7. 4. Описание таблиц.

В таблице 1.14. приведена суммарная площадь насадок в зависимости от перепада давлений на долоте и расхода промывочной жидкости удедьнога веса $\gamma_в = 1,0$ гс/см^3. Для определения суммарной площади насадок берется перепад давлений на долоте при течении воды и величина фактического расхода через долото, равная производительности насосов за вычетом утечек через уплотнение вала турбобура. При использовании этих таблиц в случае течения бурового раствора с удельным весом γ, отличным от единицы, для отыскания суммарной площади необходимо брать величину перепада давлений, умноженным на величину $\gamma_в / \gamma$.

В таблице 1.15 приведены различные сочетания диаметров насадок в зависимости от суммарной площади проходного сечения. Следует отметить, что для облегчения расчетов, учитывая фактические отклонения размеров насадок от номинальных, в **таблице 1.15** шаг изменения диаметра насадок принят равным 0,5 мм.

В таблице 1.16 приведены значения диаметров насадок в зависимости от суммарной площади проходного сечения и их количества в долоте (для случая установки в долоте насадок равного диаметра). **Таблица 1.16** является дополнительной и служит для выбора в случае установки в долоте одной насадки, например у долот с центральной промывкой.

В таблице 1.17 приведены скорости истечения промывочной жидкости через насадки долота в зависимости от перепада давлений на долоте при коэффициенте расхода равном $\mu = 0,92$ и удельном весе равном единице.

В случае истечения промывочной жидкости с удельным весом,

отличным от единицы, скорость истечения, найденная по **таблице 1.17**, должна быть умножена на соответствующий поправочный коэффициент, значения которого приведены в **таблице 1.18.**

В таблице 1.18. приведены значения поправочного коэффициента для определения скорости истечения бурового раствора с удельным весом отличным от единицы.

1. 7. 5. Заключение

При составлении программы оснащения гидромониторных долот насадками необходимо учитывать вопрос **о запуске турбобура** при повышенном перепаде давлений на долоте и вопрос о **верхнем пределе перепада давлений** , срабатываемого в насадках.

Турбобуры с гидромониторными долотами следует обязательно **проверить на запуск путем прокачки на поверхности**. Правильно собранные турбобуры запускаются даже при срабатывании в насадках долота перепадов давлений порядка **120-130 кгс/см^2**.

Верхний предел перепада давлений, срабатываемый в насадках долот, определяется также и **прочностью самого долота**. По нашему мнению, в настоящее время этот предел может быть принят равным **120-130 кгс/см^2**.

Таблица 1.1. Типы, область применения и исполнение шарошек шарошечных долот по ГОСТ 20692-75.

Тип	Исполнение	Область применения
М	С фрезерованными зубьями	Бурение мягких пород
МЗ	Со вставными твердосплавными зубками	Бурение мягких абразивных пород
МС	С фрезерованными зубьями	Бурение мягких пород с пропластками пород средней твердости
МСЗ	Со вставными твердосплавными зубками	Бурение мягких абразивных пород с пропластками пород средней твердости
С	С фрезерованными зубьями	Бурение пород средней твердости
СЗ	Со вставными твердосплавными зубками	Бурение абразивных пород средней твердости
СТ	С фрезерованными зубьями	Бурение пород средней твердости с пропластками твердых пород
Т	С фрезерованными зубьями	Бурение твердых пород
ТЗ	Со вставными твердосплавными зубками	Бурение абразивных твердых пород
ТКЗ	Со вставными твердосплавными зубками	Бурение абразивных твердых пород с пропластками крепких пород
К	Со вставными твердосплавными зубками	Бурение крепких пород
ОК	Со вставными твердосплавными зубками	Бурение очень крепких пород

Таблица 1.2. Основные размеры шарошечных долот по ГОСТ 20692-75

D Ном. откл.	D Пред. откл.	L	D_1 Ном. откл.	D_1 Пред. откл.	Конусность	Обозначение резьбы	Средний диаметр в основной плоскости	d	d_1	d_2 не более	d_3	d_4 Ном. откл.	d_4 Пред. откл.	d_5 Ном.. откл.	d_5 Пред. откл.	l (пред. откл.—2)	l_1 не более	l_2	Профиль резьбы
46,0	+0,6	90	44,0	—0,62		33		33,000			26	29,5	—0,52	16	+0,24	40			
59,0		110	52,0	—0,74		41,5		41,500			34	37,5	—0,62	22	+0,28	45			
76,0		120	57,0		1:5	З-42	40,808	45,000	35,000	20	24					50	7.5	10,000	I
93,0 98,4 108.0 112,0		150 170 180 190	77,4			З-66	60,080	66,674	47,674	23	27					76			
120,6		200	91,7			З-76	69,605	76,200	53,950	25	29					89			
132,0 139.7 142.9 146.0 149,2 151,0 158.7 165,1 171,4 187,3	+0,8	210 220 240 240 250 260 300 310 320 320	104,4	±0,40	1:4	З-88	82,293	88,887	65,137	36	41	—	—	—	—	95	12,0	15,875	II
190,5 196,9 200,0 212,7 215,9 222,3 228,6		330 330 340 340 350 360 380	135,5			З-117	110,868	117,462	90,462	54	62					108			
244,5 250,8 269,9 295,3		390 400 410 420	186,9		1:6	З-152	146,248	152,186	131,019	89	97					127			—— IV

Продолжение

Продолжение таблицы 1.2. Основные размеры шарошечных долот по ГОСТ 20692-75

D Ном. откл.	*D* Пред. откл.	*L*	D_1 Ном. откл.	D_1 Пред. откл.	Конусность	Обозначение резьбы	Средний диаметр в основной плоскости	*d*	d_1	d_2 не более	d_3	d_4 Ном. откл.	d_4 Пред. откл.	d_5 Ном. откл.	d_5 Пред. откл.	*l* (пред. откл. -2)	l_1 не более	l_2	Профиль резьбы
311 г		420																	
320,0	+0,8	440	186,9		1:6	З-152	146,248	152,186	131,019	89	97					127			IV
349,2		450																	
374,6		515																	
381,0		525																	
393,7	+1,6	530	215,1	±0,40	1:4	З-177	170,549	177,801	144,551	101	109	—	—	—	—	133	12,0	15,875	III
444,5		600																	
469,9	+2,4	615																	
490,0		630	242,5			З-201	194,731	201,983	167,733	120	128					137			
508,0		650																	

Таблица 1.3. Типы и размеры шарошечных долот производства АО "Волгабурмаш"

№	Обозначение долота	Диаметр долота, дюйм	Код IADC	Негерметизированная опора	Герметизированная, роликовая опора	Герметизированная, скольжения опора	Разбуриваемые породы	Низкооборотный способ бурения	Высокооборотный способ бурения	Присоединительная резьба по ГОСТ России	Присоединительная резьба по API, дюйм	Масса, кг
Долота с фрезерованным вооружением												
1	158,7М-ГАУ-R169	6 1/4	126S			•	Мягкие	•		3-88	31/2REG	17
2	1Б1,0М-ГАУ-R98	6 11/32	1265			•	Мягкие	•		3-88	31/2REG	17
3	190,5М-ГН-R22	7 1/2	121S	•			Мягкие	•	•	3-117	41/2REG	28
4	190,5М- ГАУ-R65	7 1/2	126S			•	Мягкие	•		3-117	41/2REG	28
5	190,5 МС-ГН-R64	7 1/2	131S	•			Мягко-средние	•	•	3-117	41/2REG	28
6	190,5 МС-ГАУ-R92	7 1/2	136S			•	Мягко-средние	•		3-117	41/2REG	28
7	190,5С-ГНУ-R55	7 1/2	214S		•		Средние	•		3-117	41/2REG	28
8	190,5СТ-ГН-R21	7 1/2	231S	•			Средне-твердые	•	•	3-117	41/2REG	28
9	190,5Т-ГНУ-R25	7 1/2	3145		•		Твердые	•		3-117	41/2REG	28
10	200,0М-ГАУ-R133	7 7/8	1165			•	Мягкие	•		3-117	41/2REG	31
11	200,0М-ГАУ-R97	7 7/8	126S			•	Мягкие	•		3-117	41/2REG	31
12	III 215,9М-ГВ-2**	8 1/2	121S	•			Мягкие	•	•	3-117	41/2REG	38
13	215.9М-ГН-R165	8 1/2	121S	•			Мягкие	•	•	3-117	41/2REG	35
14	III215,9 М-ПГВ*	8 1/2	122S	•			Мягкие	•	•	3-117	41/2REG	35
15	215,9М-ГНУ-R101	8 1/2	114S		•		Мягкие	•		3-117	41/2REG	35
16	215,9М-ГНУ-R183	8 1/2	115S		•		Мягкие	•		3-117	41/2REG	35
17	215,9 М-ГАУ-R176	8 1/2	117S			•	Мягкие	•		3-117	41/2REG	35
18	215,9М-ГАУ-R54М	8 1/2	116S			•	Мягкие	•		3-117	41/2REG	35
19	215,9М-ГАУ-R54	8 1/2	126S			•	Мягкие	•		3-117	41/2REG	35
20	215,9МС-ГН-R44	8 1/2	131S	•			Мягко-средние	•	•	3-117	41/2REG	35
21	215,9МС-ГНУ-R45	8 1/2	134S		•		Мягко-средние	•		3-117	41/2REG	35
22	215,9МС-ГНУ-R184	8 1/2	135S		•		Мягко-средние	•		3-117	41/2REG	35
23	215,9МС-ГАУ-R56	8 1/2	136S			•	Мягко-средние	•		3-117	41/2REG	35
24	III215,9С-ГВ-2**	8 1/2	211S	•			Средние	•	•	3-117	41/2REG	37
25	215.9С-ГН-R163	8 1/2	211S	•			Средние	•	•	3-117	41/2REG	35
26	215,9С-ГНУ-R106	8 1/2	215S		•		Средние	•		3-117	41/2REG	35
27	215,9СТ-ГН-R13	8 1/2	231S	•			Средне-твердые	•	•	3-117	41/2REG	35
28	215,9СТ-ГАУ-R109	8 1/2	236S			•	Средне-твердые	•		3-117	41/2REG	35
29	III 215.9Т-ПВ-2*	8 1/2	312S	•			Твердые	•	•	3-117	41/2REG	28
30	215,9Т-ПВ-R170*	8 1/2	312S	•			Твердые	•	•	3-117	41/2REG	35

Продолжение

Продолжение таблицы 1.3. Типы и размеры шарошечных долот производства АО "Волгабурмаш"

№	Обозначение долота	Диаметр долота, дюйм	Код IADC	Негерметизированная опора	Герметизированная, роликовая опора	Герметизированная, скольжения опора	Разбуриваемые породы	Низкооборотный способ бурения	Высокооборотный способ бурения	Присоединительная резьба по ГОСТ России	Присоединительная резьба по API, дюйм	Масса, кг
31	222,3М-ГНУ-R138	8 3/4	114S		•		Мягкие	•		3-117	4 1/2REG	37
32	244,5Т-ПГВ-R119*	9 5/8	312S	•			Твердые	•		3-152	65/8REG	54
33	250,8М-ГНУ-R135	9 7/8	114S		•		Мягкие	•		3-152	65/8REG	55
34	250,8М-ГАУ-R137	9 7/8	116S			•	Мягкие	•		3-152	6 5/8REG	55
35	250,8М-ГАУ-R143	9 7/8	126S			•	Мягкие	•		3-152	6 5/8REG	55
36	250,8МС-ГНУ-R142	9 7/8	134S		•		Мягко-средние	•		3-152	65/8REG	55
37	269,9М-ГН-R03	10 5/8	121S	•			Мягкие	•	•	3-152	65/8REG	67
38	269.9М-ГАУ- R63	10 5/8	126S			•	Мягкие	•		3-152	6 5/8REG	67
39	269,9С-ГН-R103	10 5/8	211S	•			Средние	•	•	3-152	65/8REG	67
40	269,9СТ-ГН-R07	10 5/8	231S	•			Средне-тверд	•	•	3-152	65/8REG	67
41	295,3М-ГН-R105	10 5/8	121S	•			Мягкие	•	•	3-152	6 5/8REG	82
42	295,3М-ГНУ-R85	10 5/8	124S		•		Мягкие	•		3-152	65/8REG	82
43	295,3МС-ГАУ-R116	11 5/8	136S			•	Мягко-средние	•		3-152	65/8REG	82
44	295,3С-ГВ-R166	11 5/8	211S	•			Средние	•	•	3-152	6 5/8REG	82
45	295,3С-ГНУ-R58	11 5/8	214S		•		Средние	•		3-152	65/8REG	82
46	311,1М-ГАУ-R136	12 1/4	116S			•	Мягкие	•		3-152	65/8REG	88
47	311,1М-ГНУ-R125	12 1/4	124S		•		Мягкие	•		3-152	65/8REG	88
48	311,1МС-ГАУ-R117	12 1/4	136S			•	Мягко-средние	•		3-152	6 5/8REG	88
49	311,1Т-ГНУ-R126	12 1/4	314S		•		Твердые	•		3-152	65/8REG	88
50	349,2 М-ГВУ-R181	13 3/4	115S		•		Мягкие	•	•	3-152	6 5/8REG	120
51	393,7С-ГВУ-R167	15 1/2	215S		•		Средние	•	•	3-177	75/8REG	180
52	444,5М-ГВУ-R146	17 1/2	115S		•		Мягкие	•	•	3-177	75/8REG	260
53	444,5М-ГВ-R130	17 1/2	111S	•			Мягкие	•	•	3-177	75/8REG	260
Долота с твердосплавным вооружением												
1	120,6С3-ЦАУ-R173	4 3/4	547X			•	Средние	•		3-76	27/8REG	10
2	155,6М3-ГАУ-R157	6 1/8	517X			•	Мягкие	•		3-88	31/2REG	17
3	155,6М3-ГАУ-R158	6 1/8	527Y			•	Мягкие	•		3-88	31/2REG	17
4	155,6МС3-ГАУ-R159	6 1/8	537X			•	Мягко-средние	•		3-88	31/2REG	17
5	158,7 М3-ГАУ-R145	6 1/4	517X			•	Мягкие	•		3-88	31/2REG	17
6	158,7МС3-ГАУ-R147	6 1/4	537X			•	Мягко-средние	•		3-88	31/2REG	17
7	161,0М3-ГАУ-R94	6 11/32	517X			•	Мягкие	•		3-88	31/2REG	17

Продолжение

Продолжение таблицы 1.3. Типы и размеры шарошечных долот производства АО "Волгабурмаш"

№	Обозначение долота	Диаметр долота, дюйм	Код IADC	Негерметизированная опора	Герметизированная, роликовая опора	Герметизированная, скольжения опора	Разбуриваемые породы	Низкооборотный способ бурения	Высокооборотный способ бурения	Присоединительная резьба по ГОСТ России	Присоединительная резьба по API, дюйм	Масса, кг
8	165,1МЗ-ГАУ-R111	6 1/2	517Х			•	Мягкие	•		3-88	31/2REG	20
9	165,1МСЗ-ГАУ-R144	6 1/2	537Х			•	Мягко-средние	•		3-88	31/2REG	20
10	165,10К-ГАУ-R148	6 1/2	817Y			•	Очень крепкие	•		3-88	31/2REG	20
11	171,4МЗ-ГАУ-R151	6 3/4	517Х			•	Мягкие	•		3-88	31/2REG	23
12	171,4МСЗ-ГАУ-R152	6 3/4	537Х			•	Мягко-средние	•		3-88	31/2REG	23
13	190,5МЗ-ГНУ-R28	7 1/2	515Х		•		Мягкие	•		3-117	41/2REG	30
14	190,5МЗ-ГАУ-R61	7 1/2	517Х			•	Мягкие	•		3-117	41/2REG	30
15	190,5МСЗ-ГНУ-R31	7 1/2	535Х		•		Мягко-средние	•		3-117	41/2REG	30
16	190,5МСЗ-ГАУ-R24	7 1/2	537Х			•	Мягко-средние	•		3-117	41/2REG	30
17	190,5СЗ-ГНУ-R46	7 1/2	545Х		•		Средние	•		3-117	41/2REG	30
18	190,5СЗ-ГАУ-R27	7 1/2	547Х			•	Средние	•		3-117	41/2REG	30
19	190,5ТЗ-ГНУ-R29	7 1/2	625Х		•		Твердые	•		3-117	41/2REG	30'
20	190,5ТЗ-ГАУ-R60	7 1/2	627Х			•	Твердые	•		3-117	41/2REG	30
21	190,5К-ГНУ-R3О	7 1/2	745Y		•		Крепкие	•		3-117	41/2REG	30
22	190,5К-ГАУ-R33	7 1/2	747Y			•	Крепкие	•		3-117	41/2REG	30
23	190,50К-ГНУ-R32	7 1/2	835Y		•		Очень крепкие	•		3-117	41/2REG	30
24	190,50К-ГАУ-R123	7 1/2	837Y			•	Очень крепкие	•		3-117	41/2REG	30
25	200,0МЗ-ГАУ-R128	7 7/8	417Х			•	Мягкие	•		3-117	41/2REG	33
26	200,0МЗ-ГАУ-R84	7 7/8	437Х			•	Мягкие	•		3-117	41/2REG	33
27	200,0МЗ-ГАУ- R127	7 7/8	517Х			•	Мягкие	•		3-117	41/2REG	33
28	200,0 МЗ-ГАУ-R141	7 7/8	527Y			•	Мягкие	•		3-117	41/2 REG	33
29	200,0МСЗ-ГАУ-R90	7 7/8	537Х			•	Мягко-средние	•		3-117	41/2REG	33
30	200,0ОК-ГАУ-R149	7 7/8	817Y			•	Очень крепкие	•		3-117	41/2REG	33
31	215,9МЗ-ГАУ-R160	8 1/2	417Х			•	Мягкие	•		3-117	41/2REG	37
32	215,9МЗ-ГАУ-R8Б	8 1/2	437Х			•	Мягкие	•		3-117	41/2REG	37
Долота с твердосплавным вооружением												
33	215,9МЗ-ГВ-R155	8 1/2	513Х	•			Мягкие	•	•	3-117	41/2REG	37
34	215,9МЗ-ГАУ-R04М	8 1/2	515Х		•		Мягкие	•		3-117	41/2REG	37
35	215,9МЗ-ГАУ-R02М	8 1/2	517Х			•	Мягкие	•		3-117	41/2REG	37
36	215,9МСЗ-ГН- R87	8 1/2	533Х	•			Мягко-средние	•	•	3-117	41/2REG	37
37	215,9МСЗ-ГНУ-R71	8 1/2	535Х		•		Мягко-средние	•		3-117	41/2REG	37

Продолжение

Продолжение таблицы 1.3. Типы и размеры шарошечных долот производства АО "Волгабурмаш"

№	Обозначение долота	Диаметр долота, дюйм	Код IADC	Негерметизированная опора	Герметизированная, роликовая опора	Герметизированная, скольжения опора	Разбуриваемые породы	Низкооборотный способ бурения	Высокооборотный способ бурения	Присоединительная резьба по ГОСТ России	Присоединительная резьба по API, дюйм	Масса, кг
38	215,9МСЗ-ГАУ-R11М	8 1/2	537Х			•	Мягко-средние	•		3-117	41/2REG	37
39	215,9СЗ-ГНУ-R51	8 1/2	545Х		•		Средние	•		3-117	41/2 REG	37
40	215,9СЗ-ГАУ-R53	8 1/2	547Х			•	Средние	•		3-117	41/2REG	37
41	215,9СЗ-ГВ-R162	8 1/2	533Х	•			Средние	•	•	3-117	41/2REG	37
42	215,9Т3-ГН-R15	8 1/2	623Х	•			Твердые	•	•	3-117	41/2REG	37
43	215,9Т3-ГНУ-R05	8 1/2	625Х		•		Твердые	•		3-117	41/2REG	37
44	215,9Т3-ГАУ-R40М	8 1/2	627Х			•	Твердые	•		3-117	41/2REG	37
45	III215,9Т3-ПВ*	8 1/2	612Х	•			Твердые	•	•	3-117	41/2REG	27
46	215,9К-ГНУ-R08	8 1/2	745Y		•		Крепкие	•		3-117	41/2REG	37
47	215,9К-ГАУ-R10	8 1/2	747Y			•	Крепкие	•		3-117	41/2REG	37
48	215,9К-ПВ-R179*	8 1/2	732Y	•			Крепкие	•	•	3-117	41/2REG	27
49	215,9ОК-ГНУ-R09	8 1/2	835Y		•		Очень крепкие	•		3-117	41/2REG	37
50	215,9ОК-ГАУ-R104	8 1/2	837Y			•	Очень крепкие	•		3-117	41/2REG	37
51	215,9ОК-ПВ-R177*	8 1/2	832Y	•			Очень крепкие	•	•	3-117	41/2REG	27
52	222,3М3-ГАУ-R70	8 3/4	437Х			•	Мягкие	•		3-117	41/2REG	40
53	244,5МСЗ-ГНУ-R12	9 5/8	535Х		•		Мягко-средние	•		3-152	65/8REG	58
54	244,5МСЗ-ГАУ-R113	9 5/8	537Х			•	Мягко-средние	•		3-152	65/8REG	58
55	244,5СЗ-ГНУ-R17	9 5/8	545Х		•		Средние	•		3-152	65/8REG	58
56	244,5СЗ-ПГН-R182	9 5/8	542Х		•		Средние	•	•	3-152	6 5/8REG	58
57	244,5Т3-ПГН-R120*	9 5/8	622Х	•			Твердые	•	•	3-152	65/8REG	58
58	244,5К-ПГВ-R118*	9 5/8	742Y	•			Крепкие	•	•	3-152	65/8REG	58
59	244,5К-ПГН-R121*	9 5/8	742Y	•			Крепкие	•	•	3-152	65/8REG	58
60	244,50К-ПГВ-R115*	9 5/8	832Y	•			Очень крепкие	•	•	3-152	65/8REG	58
61	244,50К-ПГН-R89М*	9 5/8	832Y	•			Очень крепкие	•	•	3-152	6 5/8REG	58
62	250.8М3-ГАУ- R132	9 7/8	517Х			•	Мягкие	•		3-152	65/8REG	58
63	250,8МСЗ-ГАУ-R131	9 7/8	537Х			•	Мягко-средние	•		3-152	6 5/8 REG	58
64	250,8Т3-ГАУ-R154	9 7/8	617А			•	Твердые	•		3-152	65/8REG	58
65	250,8ТКЗ-ГАУ-R156	9 7/8	637Y			•	Твердо-крепкие	•		3-152	65/8REG	58
66	250,8К-ГАУ-R150	9 7/8	737Y			•	Крепкие	•		3-152	6 5/8REG	58
67	269,9М3-ГАУ-R78	10 5/8	437Х			•	Мягкие	•		3-152	.6 5/8REG	76
68	269,9МСЗ-ГНУ-R79	10 5/8	535Х		•		Мягко-средние	•		3-152	65/8REG	76

Продолжение

Продолжение таблицы 1.3. Типы и размеры шарошечных долот производства АО "Волгабурмаш"

№	Обозначение долота	Диаметр долота, дюйм	Код IADC	Негерметизированная опора	Герметизированная, роликовая опора	Герметизированная, скольжения опора	Разбуриваемые породы	Низкооборотный способ бурения	Высокооборотный способ бурения	Присоединительная резьба по ГОСТ России	Присоединительная резьба по API, дюйм	Масса, кг
69	269,9МСЗ-ГАУ-R35	10 5/8	537X			•	Мягко-средние	•		3-152	65/8REG	76
70	269,9СЗ-ГНУ-R06М	10 5/8	545X		•		Средние	•		3-152	6 5/8REG	76
71	269,9СЗ-ГАУ-R81	10 5/8	547X			•	Средние	•		3-152	65/8REG	76
72	269,9ТЗ-ГН-R20М	10 5/8	623X	•			Твердые	•	•	3-152	65/8REG	76
73	269,9ТЗ-ГАУ-R100	10 5/8	627X			•	Твердые	•		3-152	65/8REG	76
74	269,9СЗ-ПГВ-R171*	10 5/8	542X	•			Средние	•	•	3-152	65/8REG	76
75	269,9К-ГНУ-R26	10 5/8	745Y		•		Крепкие	•		3-152	65/8REG	76
76	269,9ОК-ПГВ-R172*	10 5/8	832Y	•			Очень крепкие	•	•	3-152	65/8REG	76
77	279,4СЗ-ГАУ-R161	11	547X			•	Средние	•		3-152	6 5/8REG	79
78	279,4ТЗ-ГАУ-R164	11	617A			•	Твердые	•		3-152	6 5/8 REG	79
79	295,3МЗ-ГН-R108	11 5/8	433X	•			Мягкие	•	•	3-152	6 5/8REG	90
80	295,3 МЗ-ГНУ-R77	11 5/8	435X		•		Мягкие	•	•	3-152	6 5/8 REG	90
81	295,3МЗ-ГАУ-R114	11 5/8	437X			•	Мягкие	•		3-152	6 5/8REG	90
82	295,3МСЗ-ГН-R95	11 5/8	533X	•			Мягко-средние	•	•	3-152	65/8REG	90
83	295,3 МСЗ-ГНУ-R37М	11 5/8	535X		•		Мягко-средние	•		3-152	6 5/8REG	90
84	295,3СЗ-ГН-R96	11 5/8	543X	•			Средние	•	•	3-152	65/8REG	90
85	295,3СЗ-ГНУ-R23М	11 5/8	545X		•		Средние	•		3-152	65/8REG	'90
'86	295,3СЗ-ГВ-R175	11 5/8	514X	•			Средние	•	•	3-152	6 5/8REG	90
87	295,3ТЗ-ГН-R62	11 5/8	623X	•			Твердые	•	•	3-152	65/8REG	90
88	295,3ТЗ-ГНУ-R57	11 5/8	625X		•		Твердые	•		3-152	65/8REG	90
89	311,1МЗ-ГН-R102М	12 1/4	433X	•			Мягкие	•	•	3-152	65/8REG	93
90	311,1МЗ-ГАУ-R107	12 1/4	437X			•	Мягкие	•		3-152	6 5/8REG	93
91	311,1МСЗ-ГН-R124	12 1/4	533X	•			Мягко-средние	•	•	3-152	65/8REG	93
92	311,1МСЗ-ГАУ-R122	12 1/4	537X			•	Мягко-средние	•		3-152	6 5/8REG	93
93	311,1ТЗ-ГАУ-R139	12 1/4	617X			•	Твердые	•		3-152	6 5/8REG	93
94	320,0ТЗ-ПГВ-R178*	12 5/8	622X	•			Твердые	•	•	3-152	6 5/8REG	100
95	393,7СЗ-ГВУ-R174	15 1/2	545X		•		Средние	•	•	3-177	75/8REG	200
96	444,5МСЗ-ГВУ-R168	17 1/2	535X		•		Мягко-средние	•	•	3-177	75/8REG	270
97	I 190,5СЗ-АУ	7 1/2	547			•	Средние	•		3-177	41/2REG	37
98	I 215,9СЗ-АУ	8 1/2	547			•	Средние	•		3-177	41/2REG	45

*- продувка забоя воздухом

** - долота изготовлены по ГОСТ 20692-75.

Таблица 1.4.Стандартные насадки шарошечных долот

Насадка, обозначение	Диаметры долот, мм	Диаметры выходного отверстия, мм													
		6,4	7,1	7,9	8,7	9,5	10,3	11,1	11,9	12,7	14,4	15,9	17,4	19,1	20,6	22,2
Р1804	155,6 - 171,4	-										-	-	-	-	-
Р0030	190,5 - 215,9														-	
Р0101	244,5 - 444,5															-

Таблица 1.6. Рекомендуемые режимы отработки долот с фрезерованным вооружением.

Код IADC	114;116	124;126	134;136	214;216	314
Тип долота	**М-ГНУ М-ГАУ**	**М-ГНУ М-ГАУ**	**МС- ГНУ МС-ГАУ**	**С-ГНУ С-ГАУ**	**Т-ГНУ**
Частота вращения,об/мин	175-80	170 -50	140 -50	120 -50	80-50
Диаметр долота, мм	Осевая нагрузка, тс				
155,6- 171,4	-	9	-	-	-
190,5-200,0	16	16	18	18	11- 18
215,9 - 222,3	11- 16	11 - 16	18	11- 18	11-20
244,5-250,8	11-18	11-18	11-20	13-20	13-20
269,9-279,4	13-20	13-20	13-22	16-22	-
295,3-311,1	16-22	16-22	16-24	16-24	-
349,2	16-22	16-22	18-24	18-27	-
393,7-444,5	18-24	18-24	20-29	20-29	-

Таблица 1.7. Рекомендуемые режимы отработки долот с твердосплавным вооружением.

Код IADC	417;427	437	517;527	537;547	617;627	737;747	817;837
Тип долота	**МЗ-ГАУ**	**МЗ-ГАУ**	**МЗ-ГАУ**	**МСЗ-ГАУ СЗ-ГАУ**	**ТЗ-ГАУ**	**К-ГАУ**	**ОК-ГАУ**
Частота вращения (об/мин)	130-70	120 -55	120 -50	90 -40	70-40	55-30	50-25
Диаметр долота, мм	**Осевая нагрузка, тс**						
120,6	-	-	-	4-11	-	-	-
155,6-171,4	-	-	4-11	7-13	-	-	15-35
190,5-200,0	9-13	9-16	9-18	11-20	11-20	11-24	11-29
215,9-222,3	9-16	9-18	9-20	11-22	11-22	13-27	13-29
244,5-250,8	-	11-20	11-22	11-24	13-27	-	-
269,9-279,4	-	13-22	13-24	16-29	16-29	-	-
295,3-311,1	-	13-29	13-29	18-31	18-31	-	-

Таблица 1.8. Конструктивные параметры трехшарошечных долот АО "Сарапульский машиностроительный завод"

Обозначение долота	Код IADC	Диаметр, мм	Диаметр, дюймы	Высота, мм	Присоединительная резьба по ГОСТ	Присоединительная резьба по API	Тип промывки	Допустимая осевая нагрузка, кН	Вес долота кг	Схема опоры	Диаметр по шарошке, мм макс/мин	Зубки, шт	Фрезерованные зубья, шт	Периферийный ряд зубьев, шт.	Наплавка зубьев и лап
III349,2М-ЦВ-2	113	349,2	13 3/4	450	З-152	6 5/8"R	Ц	450	103	РШР	125,4/72,85	-	89	33	+ и +
III349,2С-ЦВ-2	213	349,2	13 3/4	450	З-152	6 5/8"R	Ц	450	104	РШР	125,4/72,85	-	147	60	+ и +
III349,2Т-ЦВ-2	313	349,2	13 3/4	450	З-152	6 5/8"R	Ц	4.40	102	РШР	125,4/72,85	-	209	69	+ и +
III393,7С-ЦВ	211	393,7	15 1/2	456	З-171	6 5/8"FH	Ц	470	174	РШР	135,13/68,34	-	213	66	+ и -
III393,7М-ЦВ	111	393,7	15 1/2	454	З-171	6 5/8"FH	Ц	470	172	РШР	135,13/68,34	-	105	32	+ и -
III393.7Т-ЦВ-1	311	393,7	15 1/2	450	З-171	6 5/8"FH	Ц	470	170	РШР	135,13/68,34	-	229	81	+ и -
III393.7С-ЦГВ	211	393,7	15 1/2	456	З-171	6 5/8"FH	ЦГ	470	189	РШР	135,13/68,34	-	213	66	+ и -
III393.7М-ЦГВ	111	393,7	15 1/2	454	З-171	6 5/8"FH	ЦГ	470	187	РШР	135,13/68,34	-	105	32	+ и -
III393,7Т-ЦГВ	311	393,7	15 1/2	450	З-171	6 5/8"FH	ЦГ	470	186	РШР	135,13/68,34	-	229	81	+ и -
III393,7С3-ЦГВ	541	393,7	15 1/2	452	З-171	6 5/8"FH	ЦГ	470	200	РШР	135,i3/68,34	227	-	-	- и +
III393,7М-ГНУ	114	393,7	15 1/2	454	З-171	6 5/8"FH	ЦГ	470	187	РШР +УП-масл онап олне н-	135,i3/68,34	-	н.д.	н.д.	+ и -
III393,7С-ЦГНУ	214	393,7	15 1/2	456	З-171	6 5/8"FH	ЦГ	470	200		135,i3/68,34	-	н.д.	н.д.	+ и -
III393,7С3-ЦГНУ	544	393,7	15 1/2	450	З-171	6 5/8"FH	ЦГ	470	200		135,i3/68,34	227	-	-	- и +
III444.5С-ЦВ	211	444,5	17 1/2	487	З-171	6 5/8"FH	Ц	500	255	РШР	144,7/101,65	-	306	74	+ и -
III444.5С-ЦГВ	211	444,5	17 1/2	487	З-171	6 5/8"FH	ЦТ	500	265	РШР	144,7/101,65	-	306	74	+ и -

Продолжение

Продолжение таблицы 1.8. Конструктивные параметры трехшарошечных долот АО "Сарапульский машиностроительный завод"

Обозначение долота	Код IADC	Диаметр, мм	Диаметр, дюймы	Высота, мм	Присоединитель-ная резьба по ГОСТ	Присоединительная резьба по API	Тип промывки	Допустимая осевая нагрузка, кН	Вес долота, кг	Схема опоры	Диаметр по шарошке, мм макс/мин	Зубки, шт	Фрезерованные зубья, шт	Периферийный ряд зубьев, шт.	Наплавка зубьев и лап
III490С-ЦВ	211	490,0	19 9/32	485	З-171	6 5/8"FH	Ц	550	280	РШР	144,7/101,65	-	363	90	+ и -
III490Г-ЦВ-1	211	490,0	19 9/32	505	З-171	6 5/8"FH	Ц	550	310	РШР	154,2/ 101,65	-	265	71	+ и -
III555М-ЦГВ	111	555,0	21 27/32	545	З-171	6 5/8"FH	ЦТ	550	470	РШРР	188,1/ 69,06	-	118	44	+ и -
III555М-ЦВ	111	555,0	21 27/32	545	З-171	6 5/8"FH	Ц	550	450	РШРР	188,1/ 69,06	-	118	44	+ и -
III660,4М-ЦВ	111	660,4	26	554	З-171	6 5/8"FH	Ц	550	450	РШРР	188,1/ 69,06	-	118	44	+ и -
III660,4М-ЦГВ	111	660,4	26	554	З-171	6 5/8"FH	ЦГ	550	470	РШРР	188,1/ 69,06	-	118	44	+ и -

Примечание: Знаки **+** или **–** означают, что наплавка имеется или отсутствует.

Таблица 1.9. Долота шарошечные АО "УРАЛБУРМАШ"

Номер п/п	Код по IADC	Обозначение долот	Диаметр долота. мм	Диаметр долота, дюйм	Высота мм	Разбури-ваемые породы	Высокооборотный способ бурения ый	Низкооборотный способ бурения	Допускаемая осевая нагрузка,кН	Присоединитель-ная резьба по ГОСТ России	Присоединитель-ная резьба по API	Масса, кг
Долота с фрезерованным вооружением шарошек												
1	321	III 76Т-ЦА	76	3	120	твердые	+	-	36	N-Rod 3-42	N-Rod -	1,6
2	221	II 93С-ЦВ	93	3 21/32	162	средние	+	-	40	3-50	-	2,3
3	321	III 93-Т3	93	3 21/32	153	твердые	+	-	40	3-50	-	2,8
4	221	III 98,4 СЦА	98,4	3 7/8	150	средние	+	-	50	3-66	2 3/8R	3,9
5	321	III 98,4 Т-ЦА	98.4	3 7/8	150	твердые	+	-	50	3-66	2 3/8R	3,9
6	221	III 101,6С-ЦА	101,6	4	150	средние	+	-	50	3-66	2 3/8R	3,9
7	321	III 101,6Т-ЦА	101,6	4	150	твердые	+	-	50	3-66	2 3/8R	3,9
8	221	III 104,8 С-ЦА	104,8	4 1/8	150	средние	+	-	50	3-66	2 3/8R	3,9
9	321	III 104,8Т-ЦА	104,8	4 1/8	150	твердые	+	-	50	3-66	2 3/8R	3,9
10	111	II 112М-ЦВ	112	4 13/32	173	мягкие	+	-	50	3-63,5	-	5,4
11	221	II 112С-ЦВ	112	4 13/32	173	средние	+	-	50	3-63,5	-	4,6

Продолжение

Продолжение таблицы 1.9. Долота шарошечные АО "УРАЛБУРМАШ"

Номер п/п	Код по IADC	Обозначение долот	Диаметр долота. мм	Диаметр долота, дюйм	Высота мм	Разбури-ваемые породы	Высокооборотный способ бурения ый	Низкооборотный способ бурения	Допускаемая осевая нагрузка,кН	Присоединитель-ная резьба по ГОСТ России	Присоединитель-ная резьба по API	Масса, кг
12	321	III 112Т-ЦВ	112	4 13/32	156	твердые	+	-	50	3-63,5	-	4,6
13	221	III 114,3С-ЦВ	114,3	4 1/2	173	средние	+	-	50	3-76	2 7/8R	4,6
14	321	III 114,3 Т-ЦВ	114,3	4 1/2	156	твердые	+	-	50	3-76	2 7/8R	4,6
15	221	III 120,6 С-ЦА	120,6	4 3/4	192	средние	+	-	60	3-76	2 7/8R	6,6
16	231	III 120,6 СТ-ЦА	120,6	4 3/4	192	средние твердые	+	-	60	3-76	2 7/8R	6,6
17	321	III 120,6 Т-ЦА	120,6	4 3/4	192	твердые	+	-	60	3-76	2 7/8R	6,6
18	221	III 123,8 С-ЦА	123,8	4 7/8	192	средние	+	-	60	3-76	2 7/8R	6,6
19	321	III 123,8Т-ЦА	123,8	4 7/8	192	твердые	+	-	60	3-76	2 7/8R	6,6
20	III	II 132 М-ЦВ	132	5 3/16	190	мягкие	+	-	65	3-63,5	-	6.3
21	221	III 132 С-ЦВ-2	132	5 3/16	185	средние	+	-	65	3-63,5	-	6.7
22	321	III 132Т-ЦВ	132	5 3/16	187	твердые	+	-	65	3-63,5	-	6,7
23	221	III 139,7С-ЦВ	139.7	5 1/2	228	средние	+	-	120	3-88	3 1/2R	11,0

Продолжение

Продолжение таблицы 1.9. Долота шарошечные АО "УРАЛБУРМАШ"

Номер п/п	Код по IADC	Обозначение долот	Диаметр долота. мм	Диаметр долота, дюйм	Высота мм	Разбури-ваемые породы	Высокооборотный способ бурения ый	Низкооборотный способ бурения	Допускаемая осевая нагрузка,кН	Присоединитель-ная резьба по ГОСТ России	Присоединитель-ная резьба по API	Масса, кг
24	231	III 139,7 СТ-ЦВ	139,7	5 1/2	228	средние твердые	+	-	120	3-88	3 1/2R	11,0
25	321	III 139,7 Т-ЦВ	139,7	5 1/2	228	твердые	+	-	120	3-88	3 1/2R	11,0
26	221	III 146С-ЦВ	146	5 3/4	200	средние	+	-	150	3-88	3 1/2R	10.0
27	321	III 146Т-ЦВ	146	5 3/4	200	твердая	+	-	150	3-88	3 1/2R	10,0
28	322	III 146Т-ПВ	146	5 3/4	200	твердые	+	-	150	3-88	3 1/2R	10,0
29	221	III 149,2С-ЦВ	149,2	5 7/8	200	средние	+	-	150	3-88	3 1/2R	10.0
30	222	III 149,2С-ПВ	149.2	5 7/8	200	средние	+	-	150	3-88	3 1/2R	10,0
31	321	III 149,2Т-ЦВ	149,2	5 7/8	200	твердые	+	-	150	3-88	3 1/2R	10,0
32	322	III 149,2Т-ПВ	149,2	5 7/8	200	твердые	+	-	150	3-88	3 1/2R	10,0
33	221	III 151 С-ЦВ	151	5 15/16	228	средние	+	-	155	3-88	3 1/2R	11,5
34	321	III 151 Т-ЦВ	151	5 15/16	228	твердые	+	-	160	3-88	3 1/2R	11,5
35	221	III 152,4 С-ЦВ	152,4	6	228	средние	+	-	160	3-88	3 1/2R	11,5
36	321	III 152,4 Т-ЦВ	152,4	6	228	твердые	+	-	160	3-88	3 1/2R	11,5
37	321	III 155,6 М-ЦВ	155,6	6 1/8	238	мягкие	+	-	160	3-88	3 1/2R	11,5

Продолжение

Продолжение таблицы 1.9. Долота шарошечные АО "УРАЛБУРМАШ"

Номер п/п	Код по IADC	Обозначение долот	Диаметр долота. мм	Диаметр долота, дюйм	Высота мм	Разбури-ваемые породы	Высокооборотный способ бурения ый	Низкооборотный способ бурения	Допускаемая осевая нагрузка,кН	Присоединитель-ная резьба по ГОСТ России	Присоединитель-ная резьба по API	Масса, кг
38	221	III 155,6 С-ЦВ	155,6	6 1/8	230	средние	+	-	160	3-88	3 1/2R	11,5
39	321	III 155,6 Т-ЦВ	155,6	6 1/8	230	твердые	+	-	160	3-88	3 1/2R	11,5
40	221	III 158,7 С-ЦВ	158,7	6 1/4	240	средние	+	-	170	3-88	3 1/2R	12,5
41	321	III 158.7Т-ЦВ	158,7	6 1/4	240	твердые	+	-	170	3-88	3 1/2R	12,5
42	221	III 161 С-ЦВ	161	6 11/32	240	средние	+	-	170	3-88	3 1/2R	12,5
43	321	III 161 Т-ЦВ	161	6 11/32	240	твердые	+	-	170	3-88	3 1/2R	12,5
44	322	III 161 Т-ПВ	161	6 11/32	240	твердые	+	-	170	3-88	3 1/2R	12,5
45	221	III 165,1С-ЦВ	165,1	6 1/2	240	средние	+	-	170	3-88	3 1/2R	12,5
46	321	III 165,1Т-ЦВ	165,1	6 1/2	240	твердые	+	-	170	3-88	3 1/2R	12,5
47	322	III 165,1Т-ПВ	165,1	6 1/2	240	твердые	+	-	170	3-88	3 1/2R	12,5
48	221	III 171,4С-ГВ	171,4	6 3/4	285	средние	+	-	180	3-88	3 1/2R	20,3
49	222	III 171,4С-ПВ	171,4	6 3/4	285	средние	+	-	180	3-88	3 1/2R	20,3

Продолжение

Продолжение таблицы 1.9. Долота шарошечные АО "УРАЛБУРМАШ"

Номер п/п	Код по IADC	Обозначение долот	Диаметр долота. мм	Диаметр долота, дюйм	Высота мм	Разбури-ваемые породы	Высокооборотный способ бурения ый	Низкооборотный способ бурения	Допускаемая осевая нагрузка,кН	Присоединитель-ная резьба по ГОСТ России	Присоединитель-ная резьба по API	Масса, кг
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
50	121	III 190,5М-ГВ-1	190,5	7 1/2	315	мягкие	+	+	200	3-117	4 1/2R	26,1
51	221	III 190,5С-ЦВ-1	190,5	7 1/2	315	средние	+	+	200	3-117	4 1/2R	22.1
52	221	III 190,5С-ГВ-1	190,5	7 1/2	283	средние	+	+	200	3-117	4 1/2R	26.0
53	321	III 190,5Т-ЦВ-1	190.5	7 1/2	283	твердые	+	+	200	3-117	4 1/2R	22,6
54	121	III 215,9М-ГВ	215,9	8 1/2	340	мвгкие	+	+	250	3-117	4 1/2R	32,0
55	122	III 215,9М-ПГВ	215.9	8 1/2	340	мягкие	+	-	250	3-117	4 1/2R	32,0
56	221	III 215,9С-ГВ	215,9	8 1/2	340	средние	+	+	250	3-117	4 1/2R	32,0
57	222	III 215,9С-ПВ	215,9	8 1/2	340	средние	+	-	250	3-117	4 1/2R	32,0
58	321	III 215,9Т-ЦВ	215,9	8 1/2	273	твердые	+	+	250	3-117	4 1/2R	27,2
59	322	III 215,9Т-ПВ	215.9	8 1/2	273	твердые	+	-	250	3-117	4 1/2R	27,2
60	221	III 244,5С-ЦВ	244,5	9 5/8	334	средние	+	+	320	3-121	4 1/2Fн	39,2
61	222	III 244,5С-ПВ	244.5	9 5/8	334	средние	+	-	320	3-121	4 1/2Fн	39,2
62	321	III 244,5Т-ЦВ	244,5	9 5/8	285	твердые	+	+	320	3-121	4 1/2Fн	37,2

Продолжение

Продолжение таблицы 1.9. Долота шарошечные АО "УРАЛБУРМАШ"

Номер п/п	Код по IADC	Обозначение долот	Диаметр долота. мм	Диаметр долота, дюйм	Высота мм	Разбури-ваемые породы	Высокооборотный способ бурения ый	Низкооборотный способ бурения	Допускаемая осевая нагрузка,кН	Присоединитель-ная резьба по ГОСТ России	Присоединитель-ная резьба по API	Масса, кг
63	322	III 244,5Т-ПВ	244,5	9 5/8	285	твердые	-	-	320	3-121	4 1/2Fн	37,2
Долота с твердосплавным вооружением шарошек												
1	541	III 76СЗ-ЦВ	76	3	120	средние абразивные	+	-	36	N-Rod 3-42	N-Rod -	1,8
2	741	III 76К-ЦВ	76	3	120	крепкие	+	-	36	N-Rod 3-42	N-Rod -	1,8
3	741	III 93К-ЦА	93	3 21/32	155	крепкие			40	3-50	-	3,2
4	621	III 98,4Т3-ЦА	98,4	3 7/8	168	твердые абразивные	+	-	50	3-66	2 3/8R	4,0
5	831	III 98,4ОК-ЦА	98,4	3 7/8	168	очень крепкие	+	-	50	3-66	2 3/8R	4,2
6	621	III 101,6Т3-ЦА	101,6	4	168	твердые абразивные	+	-	50	3-66	2 3/8R	4,0
7	831	III 101,6ОК-ЦА	101,6	4	168	очень крепкие	+	-	50	3-66	2 3/8R	4,2
8	621	III 104,8Т3-ЦА	104,8	4 1/8	168	твердые абразивные	+	-	50	3-66	2 3/8R	4,0

Продолжение

Продолжение таблицы 1.9. Долота шарошечные АО "УРАЛБУРМАШ"

Номер п/п	Код по IADC	Обозначение долот	Диаметр долота. мм	Диаметр долота, дюйм	Высота мм	Разбури-ваемые породы	Высокооборотный способ бурения ый	Низкооборотный способ бурения	Допускаемая осевая нагрузка,кН	Присоединитель-ная резьба по ГОСТ России	Присоединитель-ная резьба по API	Масса, кг
9	831	III 104,8ОК-ЦА	104,8	4 1/8	168	очень крепкие	+	-	50	3-66	2 3/8R	4,2
10	621	III 112 ТЗ-ЦА	112	4 13/32	152	твердые абразивные	+	-	50	3-63.5	-	5,0
11	831	III 112 К-ЦВ	112	4 13/32	152	крепкие	+	-	50	3-63,5	-	5,0
12	541	III 114,3СЗ-ЦВ	114,3	4 1/2	152	средние абразивные	+	-	50	3-76	2 7/8R	5,0
13	621	III 114,3ТЗ-ЦВ	114,3	4 1/2	152	твердые абразивные	+	-	50	3-76	2 7/8R	5,0
14	831	III 114,3 К-ЦВ	114.3	4 1/2	152	крепкие	+	-	50	3-76	2 7/8R	5,0
15	621	III 120,6ТЗ-ЦА	120,6	4 3/8	190	твердые абразивные	+	-	60	3-76	2 7/8R	6,5
16	831	III 120,6ОК-ЦА	120,6	4 3/8	190	очень крепкие	+	-	60	3-76	2 7/8R	6.9
17	541	III 123,8СЗ-ЦА	123,8	4 7/8	192	средние абразивные	+	-	60	3-76	2 7/8R	6,5

Продолжение

Продолжение таблицы 1.9. Долота шарошечные АО "УРАЛБУРМАШ"

Номер п/п	Код по IADC	Обозначение долот	Диаметр долота. мм	Диаметр долота, дюйм	Высота мм	Разбури-ваемые породы	Высокооборотный способ бурения ый	Низкооборотный способ бурения	Допускаемая осевая нагрузка,кН	Присоединитель-ная резьба по ГОСТ России	Присоединитель-ная резьба по API	Масса, кг
18	621	III 123,8ТЗ-ЦА	123,8	4 7/8	192	твердые абразивные	+	-	60	3-76	2 7/8R	6,5
19	831	III 123,8ОК-ЦА	123,8	4 7/8	192	очень крепкие	+	-	60	3-76	2 7/8R	6,9
20	741	III 132К-ЦВ	132	5 3/16	182	крепкие	+	-	65	3-63,5	-	7,4
21	541	III 133,4СЗ-ЦВ	133,4	5 1/4	184	средние абразивные	+	-	65	3-76	2 7/8R	8,5
22	543	III 139,7СЗ-АУ	139,7	5 1/2	280	средние абразивные	+	-	160	3-88	3 1/2R	14,2
23	541	III 146СЗ-ЦА	146	5 3/8	200	средние абразивные	+	-	150	3-88	3 1/2R	11,0
24	542	III 146СЗ-ПВ	146	5 3/4	200	средние абразивные	+	-	150	3-88	3 1/2R	11,0
25	621	III 146ТЗ-ЦВ	146	5 3/4	200	твердые абразивные	+	-	150	3-88	3 1/2R	11,0

Продолжение

Продолжение таблицы 1.9. Долота шарошечные АО "УРАЛБУРМАШ"

Номер п/п	Код по IADC	Обозначение долот	Диаметр долота. мм	Диаметр долота, дюйм	Высота мм	Разбури-ваемые породы	Высокооборотный способ бурения ый	Низкооборотный способ бурения	Допускаемая осевая нагрузка,кН	Присоединитель-ная резьба по ГОСТ России	Присоединитель-ная резьба по API	Масса, кг
26	622	III 146Т3-ПВ	146	5 3/4	200	твердые абразивные	+	-	150	3-88	3 1/2R	11,0
27	741	III 146К-ЦВ	146	5 3/4	200	крепкие	+	-	150	3-88	3 1/2R	11.0
28	742	III 146К-ПВ	146	5 3/4	200	крепкие	+	-	150	3-88	3 1/2R	11.0
29	831	III 1460К-ЦВ	146	5 3/4	200	очень крепкие	+	-	150	3-88	3 1/2R	11.0
30	832	III 146ОК-ПВ	146	5 3/4	200	очень крепкие	+	-	150	3-88	3 1/2R	11.0
31	541	III 149,2С3-ЦВ	149,2	5 7/8	200	средние абразивные	+	-	150	3-88	3 1/2R	10,5
32	542	III 149,2С3-ПВ	149,2	5 7/8	200	средние абразивные	+	-	150	3-88	3 1/2R	10,5
33	621	III 149,2Т3-ЦВ	149,2	5 7/8	200	твердые абразивные	+	-	150	3-88	3 1/2R	10,5
34	622	III 149,2Т3-ПВ	149,2	5 7/8	200	твердые абразивные	+	-	150	3-88	3 1/2R	10,5
35	741	III 149,2К-ЦВ	149,2	5 7/8	200	крепкие	+	-	150	3-88	3 1/2R	10,5

Продолжение

Продолжение таблицы 1.9. Долота шарошечные АО "УРАЛБУРМАШ"

Номер п/п	Код по IADC	Обозначение долот	Диаметр долота. мм	Диаметр долота, дюйм	Высота мм	Разбури-ваемые породы	Высокооборотный способ бурения ый	Низкооборотный способ бурения	Допускаемая осевая нагрузка,кН	Присоединитель-ная резьба по ГОСТ России	Присоединитель-ная резьба по API	Масса, кг
36	742	III 149,2К-ПВ	149,2	5 7/8	200	крепкие	+	-	150	3-88	3 1/2R	10,5
37	831	III 149,2ОК-ЦВ	149,2	5 7/8	200	очень крепкие	+	-	150	3-88	3 1/2R	10,5
38	832	III 149,2ОК-ПВ	149,2	5 7/8	200	очень крепкие	+	-	150	3-88	3 1/2R	10,5
39	741	III 151К-ЦВ	151	5 15/16	230	крепкие	+	-	160	3-88	3 1/2R	11,8
40	741	III 152,4К-ЦВ	152,4	6	230	крепкие	+	-	160	3-88	3 1/2R	11,8
41	741	III 155,6К-ЦВ	155,6	6 1/8	230	крепкие	+	-	160	3-88	3 1/2R	11,8
42	543	I 161 С3-Н	161	6 11/32	305	средние абразивные	+	-	250	3-88	3 1/2R	15,0
43	741	III 161К-ЦВ	161	6 11/32	238	крепкие	+	-	170	3-88	3 1/2R	13,5
44	742	III 161К-ПВ	161	6 11/32	238	крепкие	+	-	170	3-88	3 1/2R	13,5
45	543	I 165,1 С3-Н	165,1	6 1/2	305	средние абразивные	+	-	250	3-88	3 1/2R	15,0

Продолжение

Продолжение таблицы 1.9. Долота шарошечные АО "УРАЛБУРМАШ"

Номер п/п	Код по IADC	Обозначение долот	Диаметр долота. мм	Диаметр долота, дюйм	Высота мм	Разбури-ваемые породы	Высокооборотный способ бурения ый	Низкооборотный способ бурения	Допускаемая осевая нагрузка,кН	Присоединитель-ная резьба по ГОСТ России	Присоединитель-ная резьба по API	Масса, кг
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
46	741	III 165,1К-ЦВ	165,1	6 1/2	238	крепкие	+	-	170	3-88	3 1/2R	13,5
47	742	III 165,1К-ПВ	165,1	6 1/2	238	крепкие			170	3-88	3 1/2R	13,5
48	541	III 171,4СЗ-ГВ	171,4	6 3/4	285	средние абразивные	+	-	180	3-88	3 1/2R	20,3
49	542	III 171,4СЗ-ПВ	171,4	6 3/4	285	средние абразивные	+	-	180	3-88	3 1/2R	20,3
50	431	III 190,5МЗ-ГВ	190,5	7 1/2	315	мягкие абразивные	+	+	200	3-117	4 1/2R	27,4
51	541	III 190,5СЗ-ГВ1	190,5	7 1/2	315	средние абразивные	+	+	200	3-117	4 1/2R	33,0
52	641	III 190.5ТКЗ-ЦВ	190,5	7 1/2	285	твёрдые абразивные с пропласт-ками крепких	+	+	200	3-117	4 1/2R	23,2
53	642	III 190,5ТКЗ-ПВ	190,5	7 1/2	283	твёрдые абразивные с пропласт-ками крепких	+	-	200	3-117	4 1/2R	23,2

Продолжение

Продолжение таблицы 1.9. Долота шарошечные АО "УРАЛБУРМАШ"

Номер п/п	Код по IADC	Обозначение долот	Диаметр долота. мм	Диаметр долота, дюйм	Высота мм	Разбури-ваемые породы	Высокооборотный способ бурения ый	Низкооборотный способ бурения	Допускаемая осевая нагрузка,кН	Присоединитель-ная резьба по ГОСТ России	Присоединитель-ная резьба по API	Масса, кг
54	742	III 190,5К-ЦВ	190,5	7 1/2	283	крепкие	+	+	200	3-117	4 1/2R	23,2
55	742	III 190,5К-ПВ	190,5	7 1/2	283	крепкие	+	-	200	3-117	4 1/2R	23,2
56	431	III 215,9М3-ГВ7	215,9	8 1/2	340	мягкие абразивные	+	+	250	3-117	4 1/2R	33,0
57	432	III 215,9М3-ПГВ7	215,9	8 1/2	340	мягкие абразивные	+	-	250	3-117	4 1/2R	33.0
58	541	III 215,9С3-ГВ	215.9	8 1/2	340	средние абразивные	+	+	250	3-117	4 1/2R	33,0
59	542	III 215,9С3-ПГВ	215,9	8 1/2	340	средние абразивные	+	-	250	3-117	4 1/2R	33,0
60	622	III 215,9Т3-ПВ	215,9	8 1/2	273	твердые абразивные	+	-	250	3-117	4 1/2R	29,3
61	621	III 215,9Т3-ЦВ	215,9	8 1/2	273	твердые абразивные	+	+	250	3-117	4 1/2R	29,3
62	742	III 215,9К-ПВ	215,9	8 1/2	273	крепкие	+	-	250	3-117	4 1/2R	29,3

Продолжение

Продолжение таблицы 1.9. Долота шарошечные АО "УРАЛБУРМАШ"

Номер п/п	Код по IADC	Обозначение долот	Диаметр долота. мм	Диаметр долота, дюйм	Высота мм	Разбури-ваемые породы	Высокооборотный способ бурения ый	Низкооборотный способ бурения	Допускаемая осевая нагрузка,кН	Присоединитель-ная резьба по ГОСТ России	Присоединитель-ная резьба по API	Масса, кг
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
63	832	III 215,9ОК-ПВ	215,9	8 1/2	273	очень крепкие	+	-	250	3-117	4 1/2R	30,0
64	541	III 244,5СЗ-ГВ	244,5	8 1/2	285	средние абразивные	+	+	320	3-117	4 1/2Fн	30,6
65	542	III 244,5СЗ-ПВ	244,5	8 1/2	285	средние абразивные	+	-	320	3-121	4 1/2Fн	38,6
66	621	III 244,5ТЗ-ЦВ-2	244.5	9 5/8	285	твердые абразивные	+	+	320	3-121	4 1/2Fн	38,6
67	622	III 244,5ТЗ-ПВ-2	244,5	9 5/8	285	твердые абразивные	+	-	320	3-121	4 1/2Fн	38,6
68	622	III 244,5ТКЗ-ПВ	244,5	9 5/8	285	Твердые, абразивные, с пропласт-ками крепких	+	-	320	3-121	4 1/2Fн	38,6
69	742	III 244,5К-ПВ-1	244,5	9 5/8	285	крепкие			320	3-121	4 1/2Fн	39,0
70	832	III 244,5ОК-ПВ-1	244,5	9 7/8	285	очень крепкие	+	-	320	3-121	4 1/2Fн	39,0

Продолжение

Продолжение таблицы 1.9. Долота шарошечные АО "УРАЛБУРМАШ"

Номер п/п	Код по IADC	Обозначение долот	Диаметр долота. мм	Диаметр долота, дюйм	Высота мм	Разбури-ваемые породы	Высокооборотный способ бурения ый	Низкооборотный способ бурения	Допускаемая осевая нагрузка,кН	Присоединитель-ная резьба по ГОСТ России	Присоединитель-ная резьба по API	Масса, кг
71	432	III 250,8МЗ-ПГВ	250,8	9 7/8	290	Мягкие абразивные	+	+	320	3-152	6 5/8R	48,3
72	111	III 250,8МЗ-ГВ	250,8	9 7/8	290	Мягкие абразивные	+	+	320	3-152	6 5/8R	48,3
73	541	III 250,8СЗ-ГВ	250,8	9 7/8	290	Средние абразивные	+	+	320	3-152	6 5/8R	48,3
74	742	III 250,8К-ПВ	250,8	9 7/8	290	Крепкие			320	3-152	6 5/8R	50,0
75	832	III 250,8ОК-ПВ	250,8	9 7/8	290	Очень крепкие	+	-	320	3-152	6 5/8R	50,0
76	622	III 269,9ТКЗ-ПВ	269,9	10 5/8	325	Твердые абразивные с пропласт-ками крепких	+	-	350	3-152	6 5/8R	54,2
77	742	III 269,9К-ПВ	269,9	10 5/8	325	крепкие			350	3-152	6 5/8R	54,2
78	832	III 269,9ОК-ПВ	269,9	10 5/8	325	очень крепкие	+	-	350	3-152	6 5/8R	54,2

Таблица 1.10 Спецификация долот, производимых АО "Уралбурмаш".

Тип долота	Диаметр долота		Способ очистки	Резьба		Область применения инструмента и его соответствие коду IADC									
	мм	дюйм		по ГОСТ	по API	М	МЗ	С	СЗ	СТ	Т	ТЗ	ТКЗ	К	ОК
III	76	3	Ц	3-42					541		321			741	
III	93	3 3/5	Ц	3-50				221			321	621		741	
III	98,4	3 7/8	Ц	3-66	2 3/8Reg			221			321	621			831
III	101,6	4	Ц	3-66	2 3/8Reg			221			321	621			831
III	104,8	4 1/8	Ц	3-66	2 3/8Reg			221			321	621			831
11	112	4 2/5	Ц	3-63,5		111		221							
III	112	4 2/5	Ц	3-63,5							321	621		741	831
III	114,3	4 1/2	Ц	3-76	2 7/8Reg			221	541		321	621			831
III	120,6	4 3/4	Ц	3-76	2 7/8Reg			221		231	321	621			831
III	123,8	4 7/8	Ц	3-76	2 7/8Reg			221	541		321	621			831
11	132	5 1/5	Ц	3-63,5		111									
III	132	5 1/5	Ц	3-63,5				221			321			741	
III	133,4	5 1/4	ЦП	3-76	2 7/8Reg				541						
1	139,7	5 1/2	Ц	3-88	3 1/2Reg				541						
III	139,7	5 1/2	Ц	3-88	3 1/2Reg			221	543	231	311				
III	146	5 3/4	Ц П	3-88	3 1/2Reg				541 542		321 322	621 622		741 742	811 832
III	149,2	5 7/8	П Ц	3-88	3 1/2Reg			222 221	542 541		322 321	622 621		742 741	832 831
III	151	5 9/10	Ц	3-88	3 1/2Reg			221			321			741	

Продолжение

Продолжение таблицы 1.10. Спецификация долот, производимых АО "Уралбурмаш".

Тип долота	Диаметр долота		Способ очистки	Резьба		Область применения инструмента и его соответствие коду **IADC**									
	мм	дюйм		по ГОСТ	по API	**М**	**МЗ**	**С**	**СЗ**	**СТ**	**Т**	**ТЗ**	**ТКЗ**	**К**	**ОК**
III	152,4	6	Ц	3-88	3 1/2Reg			221			321			741	
III	155,6	6 1/8	Ц	3-88	3 1/2Reg	111		221			321			741	
III	158,7	6 1/4	Ц	3-88	3 1/2Reg			221			321				
1	161	6 3/10	Ц	3-88	3 1/2Reg				543						
III	161	6 3/10	Ц П	3-88	3 1/2Reg			221			321			741 742	
III	165,1	6 1/2	Ц П	3-88	3 1/2Reg			221			321			741 742	
III	171.4	6 3/4	П Г	3-88	3 1/2Reg			221	542 541						
III	190.5	7 1/2	Ц Г	3-117	4 1/2Reg	121	441	221 221	541		321		631 632	741	
III	215,9	8 1/2	Г П,Ц	3-117	4 1/2Reg	121	431 432	221	541 542		321 321	621 622	641 642	741 742	832
III	244,5	9 5/8	П,Ц Г	3-121	4 1/2Fн			222 221	542 541		322 321	622	622	742	832
III	250,8	9 7/8	Ц,П Г	3-152	6 5/8Reg		432 111		541					742 741	832 831
III	269,9	10 5/8	П	3-152	6 5/8Reg								622	742	832

Таблица 1.11. Долота шарошечные ОАО НПО "Буровая техника" - ВНИИБТ

п/п	Код по IADC	Обозначение долот	Диаметр долота, мм	Диаметр долота, дюймы	Разбуриваемые породы	Низкооборотный способ бурения	Высокооборотный способ бурения	Тип опоры	Присоединительная резьба по ГОСТ России	Присоединительная резьба по API
1	537	III 120,6СЗ-ЦАУ	120,6	4 3/4	средние абразивные	x	-	С-Ш-С- УП	З-76	2 7/8"R
2	537	III 139,7СЗ-ГАУ-2	139,7	5 1/2	средние абразивные	x	-	С-Ш-С-УП	З-88	3 1/2"R
3	217	III 165,1С-ГАУ	165,1	6 1/2	средние	x	-	С-Ш-С-УП	З-88	3 1/2"R
4	527	III 165,1МСЗ-ГАУ	165,1	6 1/2	мягкие и средние абразивные	x	-	С-Ш-С-УП	З-88	3 1/2"R
5	537	III 165,1СЗ-ГАУ	165,1	6 1/2	средние абразивные	x	-	С-Ш-С-УП	З-88	3 1/2"R
6	737	III 165,1К-ГАУ	165,1	6 1/2	твердые и крепкие абразивные	x	-	С-Ш-С-УП	З-88	3 1/2"R

Таблица 1.12. Технические параметры шарошечного долота с центральным вихревым промывочным узлом

Наименование параметров	Шарошечное долото с центральным вихревым промывочным узлом
Диаметр образуемой скважины, мм	215,9
Диаметр центрального отверстия, мм	60
Расход бурового раствора через промывочный патрубок, $м^3/с$	0,015...0,022
Перепад давления на долоте, МПа	3...4
Масса долота, кг	35
Изготовитель: НПП "Азимут" 450062, Башкортостан, г.Уфа, ул. Космонавтов, 1, корп.4, 126117 PTB SU ASIMUT, факс.(3472) 431152, тел.(3472) 435509	

Таблица 1.13.Технические параметры одношарошечного долота

Наименование параметров	Одношарошечное долото
Диаметр образуемой скважины, мм	215,9
Проходной диаметр при спуско-подъемных операциях, мм	197
Осевая нагрузка, т.с.	до 18
Частота вращения долота, об/мин	30 - 1500
Расход бурового раствора, $м^3/с$	0,020...0,030
Изготовитель: ОАО "НЕФМА", , Россия, г.Самара, ул. Белорусская, а/я 3775 344377, МАКЕТ, факс.(8462) 000214, тел.(8462) 300223,3079573	

Таблица1.14. Суммарная площадь насадок в зависимости от перепада давлений на долоте и расхода промывочной жидкости (ρ = 1,0 гс/см^3)

Расход л/сек	Перепад давлений, кгс/см ^{2}					
	30	35	40	45	50	55
15,0	2,12	1,96	1,34	1,73	1,64	1,57
15.5	2,19	2,03	1,90	1,79	1,70	1,62
16,0	2,26	2.09	1,96	1,85	1.75	1,67
16,5	2,33	2,16	2,02	1,90	1,81	1,72
17,0	2,40	2,22	2,08	1,96	1,86	1,77
17.5	2,48	2,29	2,14	2,02	1,92	1,83
18.0	2.55	2,36	2,20	2,08	1,97	1,88
18,5	2.62	2,42	2,26	2.13	2,02	1,93
19,0	2,69	2,49	2,33	2,19	2,08	1,98
19,5	2,76	2., 55	2,39	2.25	2,13	2,04
20.0	2,88	2,62	2,45	2,31	2,19	2,09
20,5	2,90	2,68	2,51	2,37	2,24	2.14
21,0	2.97	2,75	2,57	2,42	2,30	2,19
21,5	3,04	2,81	2.63	2,48	2,35	2,24
22,0	3,11	2,88	2,69	2,54	2,41	2,30
22.5	3,18	2,94	2,75	2.63	2,46	2,35
23,0	3,25	3,00	2,81	2,65	2,52	2,40
23,5	3,32	3.07	2,88	2.71	2,57	2,45
24,0	3,40	3.14	2,94	2,77	2,63	2.50
24,5	3,47	3,21	3,00	2,83	2,68	2,56
25,0	3,54	3,27	3,06	2 88	2,74	2,61
25,5	3,61	3,34	3,12	2.94	2,79	2,66
26,0	3,68	3,40	3,18	3,00	2,85	2.71
26,5	3,75	3,47	3,24	3,06	2,90	2,77
27,0	3,82	3,53	3,30	3,12	2,96	2,82
27.5	3,89	5,60	3,37	3,17	3,01	2,87
28.0	3.96	3,66	3,43	3,23	3,06	2,92
28,5	4,03	3,73	3,49	3,29	3,12	2.97
29,0	4.10	3,79	3,55	3,35	3,17	3,08
29,5	4.17	5,86	3,61	3,40	3,23	3,08

Продолжение

Продолжение таблицы 1.14. Суммарная площадь насадок ($см^2$) в зависимости от перепада давлений на долоте и расхода промывочной жидкости (ρ = 1,0 $гс/см^3$).

Расход л/сек	Перепад давлений, $кГс/см^2$					
	30	35	40	45	50	55
30,0	4,24	3,92	3,67	8,46	8,28	3,18
30,5	4,31	3,99	8,73	8,52	3,34	3,18
31,0	4,39	4,06	3,79	8,58	3,89	3,24
31,5	4,46	4,12	8,85	8,68	3,45	8,29
32,0	4,52	4,20	3,92	3,69	3,50	8,34
32,5	4,59	4,25	8,98	8,75	3,55	3,39
33,0	4,66	4,82	4,04	8,81	3,61	8,44
33,5	4,78	4,38	4,10	8,87	3,67	3,50
34,0	4,80	4,45	4,16	3,92	3,72	3,55
34,5	4,88	4,51	4,22	8,98	3,78	3,60
35,0	4,95	4,58	4,28	4,04	3,83	3,65
35,5	5,02	4,64	4,34	4,10	3,89	3,71
36,0	5,09	4,71	4,41	4,15	3,94	3,76
36,5	5,17	4,78	4,47	4,21	4,00	3,81
37,0	5,28	4,84	4,58	4,27	4,05	3,86
37,5	5,30	4,91	4,59	4,33	4,10	3,91
38,0	5,37	4,97	4,65	4,38	4,16	3,97
38,5	5,44	5,04	4,71	4,44	4,21	4,02
39,0	5,51	5,10	4,77	4,50	4,27	4,07
39,5	5,58	5,17	4,83	4,56	4,32	4,12
40,0	5,65	5,28	4,90	4,62	4,38	4,17
40,5	5,72	5,80	4,96	4,67	4,43	4,23
41,0	5,79	5,36	5,02	4,73	4,49	4,28
41,5	5,86	5,43	5,08	4,79	4,54	4,33
42,0	5,94	5,49	5,14	4,85	4,60	4,38
42,5	6,00	5,56	5,2B	4,90	4,65	4,44
43,0	6,08	5,68	5,26	4,96	4,71	4,49
43,5	6,15	5,69	5,32	5,02	4,76	4,54
44,0	6,22	5,76	5,38	5,08	4,82	4,59
44,5	6,29	5,82	5,45	5,13	4,87	4,64
45,0	6,86	5,89	5,51	5,19	4,93	4,70

Продолжение

Продолжение таблицы 1.14. Суммарная площадь насадок ($см^2$) в зависимости от перепада давлений на долоте и расхода промывочной жидкости (ρ = 1,0 $гс/см^3$)

Расход л/сек	Перепад давлений, $кгс/см^2$					
	60	65	70	75	80	90
31,5	3,15	3,02	2,91	2,82	2,72	2,57
32,0	3,20	3,07	2,95	2,86	2,77	2,61
32,5	3,25	3,12	3,01	2,90	2,81	2,65
33,0	3,30	3,17	3,05	2,95	2,86	2,69
33,5	3,35	3,22	3,10	2,99	2,90	2,78
34,0	3,40	3,26	3,15	3,04	2,94	2.77
34,5	3,45	3,31	3,19	3,08	2,99	2,81
35,0	3,50	3,36	3,24	3,13	3,03	2,66
35,5	3,55	3,41	3,28	3,17	3,07	2,90
36,0	3,60	3,46	3,33	3,22	3,12	2,94
36,5	3,65	3,50	3,38	3,26	3,16	2.98.
37,0	3,70	3,55	3,42	3,30	3,20	3,02
37,5	3,75	3,60	3,47	3,35	3,25	3,06
38,0	3,80	3,65	3,52	3,40	3,29	8,10
38,5	3,85	3,70	3,56	3,44	3,83	3,14
39,0	3,90	3,74	3,61	3,49	3,38	3,18
39,5	3,95	3,79	3,65	3,53	8,42	3,22
40,0	4,00	3,84	3,70	3,58	3,46	3.26
40,5	4,05	3,89	3,75	3,62	3,50	3,30
41,0	4,10	3,94	3.79	8,66	3,55	8,85
41,5	4,15	3,98	8,84	3,71	3,59	3,89
42,0	4,20	4,03	3„89	3,75	3,63	8,43
42,5	4,25	4,08	3,93	3,80	3,68	3,47
43,0	4,30	4,13	3,98	8,84	3,72	8,51
43,5	4,35	4,18	4,02	3,89	3,76	8,55
44,0	4,40	4,22	4,07	8,93	8,81	8,59
44,5	4,45	4,27	4,12	3,98	3,85	8,68
45,0	4,50	4,32	4,16	4,02	3,89	8.67

Продолжение

Продолжение таблицы 1.14. Суммарная площадь насадок ($см^2$) в зависимости от перепада давлений на долоте и расхода промывочной жидкости (ρ = 1,0 $кг/см^3$)

Расход л/сек	Перепад давлений, $кгс/см^2$						
	100	110	120	130	140	150	160
15,0	1,16	1,11	1,06	1,02	0,98	0,95	0,92
15,5	1,20	1,14	1,10	1,05	1,01	0,98	0,95
16,0	1,24	1,18	1,13	1,09	1,05	1,01	0,98
16,5	1,28	1,22	1,17	1,12	1,08	1,04	1,01
17,0	1,32	1,25	1,20	1,15	1,11	1,07	1,04
17,5	1,35	1,29	1,24	1,19	1,14	1,11	1,07
18,0	1,39	1,33	1,27	1,22	1,18	1,14	1,10
18,5	1,43	1,37	1,31	1,26	1,21	1,17	1,18
19,0	1,47	1,40	1,34	1,29	1,24	1,20	1,16
19,5	1,51	1,44	1,38	1,32	1,28	1,23	1,19
20,0	1,55	1,48	1,41	1,36	1,31	1,26	1,22
20,5	1,59	1,51	1,45	1,39	1,34	1,80	1,25
21,0	1,62	1,55	1,48	1,42	1,37	1,33	1,29
21,5	1,66	1,59	1,52	1,46	1,41	1,36	1,32
22,0	1,70	1,62	1,55	1,49	1,44	1,39	1,35
22,5	1,74	1,66	1,59	1,53	1,47	1,42,	1,38
23,0	1,78	1,70	1,63	1,56	1,50	1,45	1,41
23,5	1,82	1,73	1,66	1,60	1,54	1,49	1,44
24,0	1,86	1,77	1,?0	1,63	1,57	1,52	1,47
24,5	1,90	1,81	1,73	1,66	1,60	1,55	1,50
25,0	1,94	1,84	1,77	1,70	1,64	1,58	1,53
25,5	1,97	1,83	1,30	1,73	1,67	1,61	1,56
26,0	2,01	1,92	1,64	1,77	1,70	1,64	1,59
26,5	2,05	1,96	1,87	1,30	1,73	1,67	1,62
27,0	2,09	1,99	1,91	1,83	1,77	1,71	1,65
27,5	2,15	2,03	1,94	1,87	1,30	1,74	1,68
28,0	2,17	2,07	1,98	1,90	1,33	1,77	1,71
28,5	2,21	2,10	2,01	1,93	1,86	1,80	1,74
29,0	2,24	2,14	2,05	1,97	1,90	1,33	1,77
29,5	2,28	2,18	2,08	2,00	1,93	1,86	1,81
30,0	2,32	2,21	2,12	2,04	1,96	1,90	1,84
30,5	2,36	2,25	2,16	2,07	2,00	1,93	1,87

Продолжение

Продолжение таблицы 1.14. Суммарная площадь насадок ($см^2$) в зависимости от перепада давлений на долоте и расхода промывочной жидкости (ρ = 1,0 $гс/см^3$)

Расход л/сек	Перепад давлений, $кгс/см^2$						
	100	110	120	130	140	150	160
31,0	2,40	2,29	2,19	2,10	2,03	1,96	1,90
31,5	2,44	2,32	2,23	2,14	2,06	1,99	1,98
32,0	2,48	2,36	2,26	2,17	2,09	2,02	1,96
32,5	2,52	2,40	2,30	2,21	2,13	2,05	1,99
33,0	2,55	2,44	2,33	2,24	2,16	2,09	2,02
33,5	2,59	2,47	2,37	2,27	2,19	2,12	2,05
34,0	2,63	2,51	2,40	2,31	2,22	2,15	2,08
34,5	2,67	2,55	2,44	2,34	2,26	2,18	2,11
35,0	2,71	2,58	2,47	2,38	2,29	2,21	2,14
35,5	2,75	2,62	2,51	2,41	2,82	2,24	2,17
36,0	2,79	2,66	2,54	2,44	2,36	2,28	2,20
36,5	2,83	2,69	2,58	2,48	2,39	2,31	2,28
37,0	2,86	2,73	2,61	2,51	2,42	2,34	2,26
37,5	2,90	2,77	2,65	2,55	2,45	2,37	2,29
38,0	2,94	2,80	2,68	2,59	2,49	2,40	2,83
38,5	2,98	2,84	2,72	2,61	2,52	2,43	2,36
39,0	3,02	2,88	2,76	2,65	2,55	2,46	2,39
39,5	3,06	2,92	2,79	2,68	2,58	2,50	2,42
40,0	3,10	2,95	2,83	2,72	2,62	2,53	2,45
40,5	3,13	2,99	2,86	2,75	2,65	2,56	2,48
41,0	3,17	3,03	2,90	2,78	2,68	2,59	2,51
41,5	3,21	3,06	2,93	2,61	2,71	2,62	2,54
42,0	3,25	3,10	2,97	2,85	2,75	2,65	2,57
42,5	3,29	3,14	3,00	2,89	2,78	2,69	2,60
43,0	3,33	3,17	3,04	2,92	2,81	2,72	2,63
43,5	3,37	3,21	3,07	2,95	2,85	2,76	2,66
44,0	3,41	3,25	3,11	2,99	2,88	2,78	2,69
44,5	3,44	3,28	3,14	3,02	2,91	2,81	2,72
45,0	3,48	3,32	3,18	3,05	2,94	2,84	2,75

Таблица 1.15. Суммарная площадь насадок в зависимости от сочетания внутренних диаметров.

Суммарная площадь, см^2	Внутренние диаметры насадок, мм	Суммарная площадь, см^2	Внутренние диаметры насадок, мм	Суммарная площадь, см^2	Внутренние диаметры насадок, мм
0,85	6,0-6,0-6,0	2,07	9,0-9,0-10,0	2,56	9,0-10,0-12,0
0,95	6,0-6,0-7,0	2,13	9,5-9,5-9,5	2,61	9,0-9,0-13,0
1,05	6,0-3,0-7,0	2,14	9,0-9,5-10,0	2,61	3,5-11,0-11,0
1,07	6,0-6,0-8,0	2,15	9,0-9,0-10,0	2,61	10,0-10,5-1,0
1,15	7,0-7,0-7,0	2,21	9,5-9,5-10,0	2,61	10,5-10,5-10,5
1,17	6,0-7,0-8,0	2,22	9,0-9,5-10,5	2,62	9,5-10,5-11,5
1,20	6,0-6,0-9,0	2,22	9,0-10,0-10,0	2,62	10,0-10,0-11,5
1,27	7,0-7,0-8,0	2,25	9,0-9,0-11,0	2,63	9,0-11,0-11,5
1,29	6,0-8,0-8,0	2,29	9,5-9,5-10,5	2,63	9,5-10,0-12,0
1,80	6,0-7,0-9,0	2,29	9,5-10,0-10,0	2,64	9,0-10,5-12,0
1,85	6,0-6,0-10,0	2,30	9,5-9,0-11,0	2,68	9,0-9,5-13,0
1,89	7,0-8,0-8,0	2,30	9,0-10,0-10,5	2,69	10,0-11,0-11,0
1,40	7,0-7,0-9,0	2,32	9,0-9,0-11,5	2,69	10,5-10,5-11,0
1,42	6,0-8,0-9,0	2,37	9,0-10,0-10,5	2,70	9,5-11,0-11,5
1,45	6,0-7,0-10,0	2,38	9,0-10,0-11,0	2,70	10,0-10,5-11,5
1,51	8,0-8,0-8,0	2,38	9,0-10,5-10,5	2,71	9,5-10,5-12,0
1,52	7,0-8,0-9,0	2,39	9,0-9,5-11,5	2,71	10,0-10,0-12,0
1,55	7,0-7,0-10,0	2,41	9,0-9,0-12,0	2,72	9,0-11,0-12,0
1,57	6,0-8,0-10,0	2,45	9,5-10,0-11,0	2,72	9,0-11,5-11,5
1,64	8,0-8,0-9,0	2,45	10,0-10,0-10,5	2,75	9,5-9,5-13,0
1,66	7,0-9,0-9,0	2,45	9,5-10,5-10,5	2,76	9,0-10,0-13,0
1,67	7,0-8,0-10,0	2,46	9,0-10,5-11,0	2,77	10,5-11,0-11,0
1,70	6,0-9,0-10,0	2,46	9,5-9,5-11,5	2,78	10,5-10,5-11,5
1,79	6,0-8,0-10,0	2,47	9,0-10,0-11,5	2,78	10,0-11,0-11,5
1,80	7,0-9,0-10,0	2,48	9,0-9,5-12,0	2,79	9,5-11,0-12,0
1,85	6,0-10,0-10,0	2,53	10,0-10,0-11,0	2,79	9,5-11,5-11,5
1,92	8,0-9,0-10,0	2,53	10,0-10,5-10,5	2,79	10,0-10,5-12,0
1,92	9,0-9,0-9,0	2,53	9,5-10,5-11,0	2,81	9,0-11,5-12^0
1,95	7,0-10,0-10,0	2,54	9,0-11,0-11,0	2,82	9,0-9,0-14,0
1,99	9,0-3,0-3,5	2,54	9,5-10,0-11,5	2,83	9,5-10,0-13,0
2,06	9,0-9,5-9,5	2,55	9,0-10,5-11,5	2,84	9,0-10,5-13,0
2,07	8,0-10,0-10,0	2,55	9,5-9,5-12,0	2,85	11,0-11,0-11,0

Продолжение

Продолжение таблицы 1.15. Суммарная площадь насадок в зависимости от сочетания внутренних диаметров.

Суммарная площадь, $см^2$	Внутренние диаметры насадок, мм	Суммарная площадь, $см^2$	Внутренние диаметры насадок, мм	Суммарная площадь, $см^2$	Внутренние диаметры насадок, мм
2,86	10,5-1,0-11,5	3,12	11,0-11,5-12,0	3,39	12,0-12,0-12,0
2,87	10,0-11,0-12,0	3,12	11,5-11,5-11,5	3,41	11,0-12,0-13,0
2,87	10,5-10,5-12,0	3,12	10,0-10,0-14,0	3,41	11,5-11,5-13,0
2,87	10,0-11,5-11,5	3,13	9,0-11,0-14,0	3,43	9,5-11,0-15,0
2,88	9,5-11,5-12,0	3,13	10,5-12,0-12,0	3,44	11,0-11,0-14,0
2,89	9,0-9,5-14,0	3,15	10,5-11,0-13,0	3,45	10,5-11,5-14,0
2,90	9,0-12,0-12,0	3,16	10,0-11,5-13,0	3,45	10,0-13,0-13,0
2,91	9,5-10,5-13,0	3,17	9,5-12,0-13,0	3,46	10,0-12,0-14,0
2,91	10,0-10,0-13,0	3,18	9,5-9,5-15,0	3,50	11,5-12,0-13,0
2,92	9,0-11,0-13,0	3,19	9,0-10,0-15,0	3,50	10,0-11,0-15,0
2,94	11,0-11,0-11,5	3,20	9,5-11,0-14,0	3,51	9,0-13,0-14,0
2,95	10,5-11,0-12,0	3,20	10,0-10,5-14,0	3,53	10,5-13,0-14,0
2,95	10,5-11,5-11,5	3,21	11,5-11,5-12,0	3,53	11,0-11,5-14,0
2,96	10,0-11,5-12,0	3,21	11,0-12,0-12,0	3,53	9,0-12,0-15,0
2,96	9,5-9,5-14,0	3,22	9,0-11,5-14,0	3,54	10,5-12,0-14,0
2,97	9,0-10,0-14,0	3,23	11,0-11,0-13,0	3,58	9,5-13,0-14,0
2,97	9,5-12,0-12,0	3,24	10,5-11,5-13,0	3,59	12,0-12,0-13,0
2,99	9,5-11,0-13,0	3,25	10,0-12,0-13,0	3,61	11,0-13,0-13,0
2,99	10,0-10,5-13,0	3,26	3,5-10,0-15,0	3,61	9,5-12,0-15,0
3,01	9,0-11,5-13,0	3,26	10,0-11,0-14,0	3,62	14,0-14,0-14,0
3,03	11,0-11,0-12,0	3,28	10,5-10,5-14,0	3,62	11,0-12,0-14,0
3,03	11,0-11,5-11,5	3,29	3,5-11,5-14,0	3,62	11,5-11,5-14,0
3,04	10,5-11,5-12,0	3,30	11,5-12,0-12,0	3,66	10,0-13,0-14,0
3,04	9,5-10,0-14,0	3,30	9,0-13,0-13,0	3,67	11,0-11,0-15,0
3,04	9,0-9,0-15,0	3,31	9,0-12,0-14,0	3,68	10,0-12,0-15,0
3,05	9,0-10,5-14,0	3,32	11,0-11,5-13,0	3,70	11,5-13,0-13,0
3,05	10,0-12,0-12,0	3,33	10,5-12,0-13,0	3,71	11,5-12,0-14,0
3,07	10,0-11,0-13,0	3,34	10,0-10,0-15,0	3,72	9,0-14,0-14,0
3,07	10,5-10,5-13,0	3,35	10,5-11,0-14,0	3,73	9,0-13,0-15,0
3,08	9,5-11,5-13,0	3,35	9,0-11,0-15,0	3,74	10,5-13,0-14,0
3,10	9,0-12,0-13,0	3,37	9,5-13,0-13,0	3,79	9,5-14,0-14,0
3,11	9,0-9,5-15,0	3,37	10,0-11,5-14,0	3,79	12,0-13,0-13,0
3,12	9,5-10,5-14,0	3,38	9,5-12,0-14,0	3,80	12,0-12.0-14,0

Продолжение

Продолжение таблицы 1.15. Суммарная площадь насадок в зависимости от сочетания внутренних диаметров.

Суммарная площадь, $см^2$	Внутренние диаметры насадок, мм	Суммарная площадь, $см^2$	Внутренние диаметры насадок, мм	Суммарная площадь, $см^2$	Внутренние диаметры насадок, мм
3,80	9,5-13,0-15,0	4,03	11,0-14,0-14,0	4,32	10,0-15,0-15,0
3,82	11,0-13,0-14,0	4,03	12,0-12,0-15,0	4,41	13,0-14,0-14,0
3,85	11,0-12,0-15,0	4,04	11,0-13,0-15,0	4,42	13,0-13,0-15,0
3,87	10,0-14,0-14,0	4,12	11,5-14,0-14,0	4,44	12,0-14,0-15,0
3,88	10,0-13,0-15,0	4,17	9,5-15,0-15,0	4,48	11,0-15,0-15,0
3,91	11,5-13,0-14,0	4,19	10,0-14,0-15,0	4,63	13,0-14,0-15,0
3,94	9,0-14,0-15,0	4,20	13,0-13,0-14,0	4,66	12,0-15,0-15,0
3,94	10,5-14,0-14,0	4,21	12,0-14,0-14,0	4,84	14,0-14,0-15,0
3,99	13,0-13,0-13,0	4,22	12,0-13,0-15,0	4,86	13,0-15,0-15,0
4,00	12,0-13,0-14,0	4,24	9,5-15,0-15,0	5,07	14,0-15,0-15,0
4,01	9,5-14,0-15,0	4,26	11,0-14,0-15,0	5,30	15,0-15,0-15,0

Таблица 1.16. Внутренний диаметр насадок (в мм) в зависимости от суммарной площади и количества насадок

Площадь, $см^2$	Внутренний диаметр насадок, мм			Площадь, $см^2$	Внутренний диаметр насадок, мм		
	Одна насадка	Две насадки	Три насадки		Одна насадка	Две насадки	Три насадки
0,85	10,4	7,4	6,0	2,35	17,3	12,2	10,0
0,90	10,7	7,6	6,2	2,40	17,5	12,4	10,1
0,95	11,0	7,8	6,3	2,45	17,6	12,5	10,1
1,00	11,3	8,0	6,6	2,50	17,9	12,6	10,3
1,05	11,6	8,2	6,7	2,55	18,0	12,7	10,4
1,10	11,8	8,4	6,6	2,60	18,2	12,9	10,5
1,15	12,1	8,6	7,0	2,65	18,4	13,0	10,6
1,20	12,4	8,8	7,1	2,70	18,5	13,1	10,7
1,25	12,6	8,9	7,3	2,75	18,7	13,2	10,8
1,30	12,9	9,1	7,4	2,80	18,9	13,3	10,9
1,35	13,1	9,3	7,6	2,85	19,0	13,4	11,0
1,40	13,4	9,4	7,7	2,90	19,2	13,6	11,1
1,45	13,6	9,6	7,8	2,95	19,4	13,7	11,2
1,50	13,8	9,8	8,0	3,00	19,5	13,8	11,3
1,55	14,0	10,0	8,1	3,05	19,7	18,9	11,4
1,60	14,3	10,1	8,2	3,10	19,5	14,1	11,5
1,65	14,5	10,3	8,4	3,15	20,0	14,2	11,6
1,70	14,7	10,4	8,5	3,20	20,2	14,3	11,7
1,75	14,9	10,6	8,6	3,25	20,8	14,4	11,7
1,80	15,1	10,7	8,8	3,30	20,5	14,5	11,8
1,85	15,3	10,8	8,9	3,35	20,6	14,6	11,9
1,90	15,6	11,0	9,0	3,40	20,8	14,7	12,0
1,95	15,8	11,1	9,0	3,45	21,0	14,8	12,1
2,00	16,0	11,3	9,1	8,50	21,1	14,9	12,2
2,05	16,2	11,4	9,3	3,55	21,3	15,0	12,3
2,10	16,3	11,6	9,4	3,60	21,5	15,1	12,4
2,15	16,5	11,7	9,6	3,65	21,5	15,2	12,5
2,20	16,7	11,8	9,7	3,70	21,7	15,3	12,5
2,25	16,9	12,0	9,8	3,75	21,8	15,4	12,6
2,30	17,1	12,1	9,9	3,80	22,0	16,5	12,7

Продолжение

Продолжение таблицы 1.16. Внутренний диаметр насадок (в мм) в зависимости от суммарной площади и количества насадок

Площадь, $см^2$	Внутренний диаметр насадок. мм			Площадь, $см^2$	Внутренний диаметр насадок. мм		
	Одна насадка	Две насадки	Три насадки		Одна насадка	Две насадки	Три насадки
3,85	22,1	15,6	12,7	4,95	25,1	17,7	14,5
3,90	22,3	15,7	12,9	5,00	25,5	17,6	14,6
3,95	22,4	15,8	13,0	5,05	25,4	17,9	14,6
4,00	22,5	15,9	13,0	5,10	25,5	18,0	14,7
4,05	22,7	16,0	13,1	5,15	25,6	18,1	14,8
4,10	22,9	16,1	13,2	5,20	25,7	18,2	14,9
4,15	23,0	16,2	13,3	5,25	25,9	18,3	14,9
4,20	23,1	16,3	13,4	5,30	26,0	18,4	15,0
4,25	23,2	16,4	13,5	5,35	26,1	18,4	15,0
4,30	23,4	16,5	13,5	5,40	26,2	18,5	15,1
4,35	23,5	16,6	13,6	5,45	26,3	18,6	15,2
4,40	23,7	16,7	13,7	5,50	26,4	18,7	15,3
4,45	23,8	16,8	13,8	5,55	26,6	18,8	15,3
4,50	23,9	16,9	13,8	5,60	26,7	18,9	15,4
4,55	24,1	17,0	13,9	5,65	26,8	18,9	15,5
4,60	24,2	17,1	14,0	5,70	26,9	19,0	15,6
4,65	24,3	17,2	14,1	5,75	27,0	19,1	15,6
4,70	24,4	17,3	14,1	5,80	27,2	19,2	15,7
4,75	24,6	17,4	14,2	5,85	27,3	19,3	15,8
4,80	24,7	17,5	14,3	5,90	27,4	19,4	15,8
4,85	24,9	17,6	14,4	5,95	27,5	19,4	15,9
4,90	25,0	17,7	14,4	6,00	27,6	19,5	16,0

Таблица 1.17. Скорость истечения промывочной жидкости в зависимости от перепада давлений (γ= 1,0гс/см^3)

Перепад давлений на долоте, кгс/см^2	Скорость истечения промывочной жидкости, м/сек	Перепад давлений на долоте, кгс/см^2	Скорость истечения промывочной жидкости, м/сек
30	70,6	75	111,6
35	76,3	80	116,3
40	81,5	36	122,3
45	86,4	100	128,8
50	91,1	110	135,1
55	95,6	120	141,1
60	99,8	130	146,9
65	103,9	140	152,4
70	107,8	150	157,9

Таблица 1.18. Значение поправочного коэффициента в зависимости от удельного веса промывочной жидкости

Удельный вес промывочной жидкости, гс/см^3	Поправочный коэффициент
1,05	0,976
1,10	0,953
1,15	0,933
1.20	0,913
1,25	0,894
1.30	0,877
1.35	0,861
1,40	0,845
1,45	0,831
1,50	0,817
1,55	0,803
1,60	0,791
1,65	0,778
1,70	0,767
1,75	0,756
1,80	0,746
1,85	0.735
1,90	0,725
1,95	0,716
2,00	0,707
2,05	0,699
2,10	0,690
2.15	0,682
2,20	0,675
2,25	0,666
2,30	0,660
2,35	0,653
2,40	0,646
2,45	0,639
2,50	0,632

Таблица1.14. Суммарная площадь насадок в зависимости от перепада давлений на долоте и расхода промывочной жидкости (ρ = 1,0 гс/см^3)

Расход л/сек	Перепад давлений, кгс/см ^{2}					
	30	35	40	45	50	55
15,0	2,12	1,96	1,34	1,73	1,64	1,57
15.5	2,19	2,03	1,90	1,79	1,70	1,62
16,0	2,26	2.09	1,96	1,85	1.75	1,67
16,5	2,33	2,16	2,02	1,90	1,81	1,72
17,0	2,40	2,22	2,08	1,96	1,86	1,77
17.5	2,48	2,29	2,14	2,02	1,92	1,83
18.0	2.55	2,36	2,20	2,08	1,97	1,88
18,5	2.62	2,42	2,26	2.13	2,02	1,93
19,0	2,69	2,49	2,33	2,19	2,08	1,98
19,5	2,76	2., 55	2,39	2.25	2,13	2,04
20.0	2,88	2,62	2,45	2,31	2,19	2,09
20,5	2,90	2,68	2,51	2,37	2,24	2.14
21,0	2.97	2,75	2,57	2,42	2,30	2,19
21,5	3,04	2,81	2.63	2,48	2,35	2,24
22,0	3,11	2,88	2,69	2,54	2,41	2,30
22.5	3,18	2,94	2,75	2.63	2,46	2,35
23,0	3,25	3,00	2,81	2,65	2,52	2,40
23,5	3,32	3.07	2,88	2.71	2,57	2,45
24,0	3,40	3.14	2,94	2,77	2,63	2.50
24,5	3,47	3,21	3,00	2,83	2,68	2,56
25,0	3,54	3,27	3,06	2 88	2,74	2,61
25,5	3,61	3,34	3,12	2.94	2,79	2,66
26,0	3,68	3,40	3,18	3,00	2,85	2.71
26,5	3,75	3,47	3,24	3,06	2,90	2,77
27,0	3,82	3,53	3,30	3,12	2,96	2,82
27.5	3,89	5,60	3,37	3,17	3,01	2,87
28.0	3.96	3,66	3,43	3,23	3,06	2,92
28,5	4,03	3,73	3,49	3,29	3,12	2.97
29,0	4.10	3,79	3,55	3,35	3,17	3,08
29,5	4.17	5,86	3,61	3,40	3,23	3,08

Продолжение

Продолжение таблицы 1.14. Суммарная площадь насадок ($см^2$) в зависимости от перепада давлений на долоте и расхода промывочной жидкости (ρ = 1,0 $гс/см^3$).

Расход л/сек	Перепад давлений, $кГс/см^2$					
	30	35	40	45	50	55
30,0	4,24	3,92	3,67	8,46	8,28	3,18
30,5	4,31	3,99	8,73	8,52	3,34	3,18
31,0	4,39	4,06	3,79	8,58	3,89	3,24
31,5	4,46	4,12	8,85	8,68	3,45	8,29
32,0	4,52	4,20	3,92	3,69	3,50	8,34
32,5	4,59	4,25	8,98	8,75	3,55	3,39
33,0	4,66	4,82	4,04	8,81	3,61	8,44
33,5	4,78	4,38	4,10	8,87	3,67	3,50
34,0	4,80	4,45	4,16	3,92	3,72	3,55
34,5	4,88	4,51	4,22	8,98	3,78	3,60
35,0	4,95	4,58	4,28	4,04	3,83	3,65
35,5	5,02	4,64	4,34	4,10	3,89	3,71
36,0	5,09	4,71	4,41	4,15	3,94	3,76
36,5	5,17	4,78	4,47	4,21	4,00	3,81
37,0	5,28	4,84	4,58	4,27	4,05	3,86
37,5	5,30	4,91	4,59	4,33	4,10	3,91
38,0	5,37	4,97	4,65	4,38	4,16	3,97
38,5	5,44	5,04	4,71	4,44	4,21	4,02
39,0	5,51	5,10	4,77	4,50	4,27	4,07
39,5	5,58	5,17	4,83	4,56	4,32	4,12
40,0	5,65	5,28	4,90	4,62	4,38	4,17
40,5	5,72	5,80	4,96	4,67	4,43	4,23
41,0	5,79	5,36	5,02	4,73	4,49	4,28
41,5	5,86	5,43	5,08	4,79	4,54	4,33
42,0	5,94	5,49	5,14	4,85	4,60	4,38
42,5	6,00	5,56	5,2B	4,90	4,65	4,44
43,0	6,08	5,68	5,26	4,96	4,71	4,49
43,5	6,15	5,69	5,32	5,02	4,76	4,54
44,0	6,22	5,76	5,38	5,08	4,82	4,59
44,5	6,29	5,82	5,45	5,13	4,87	4,64
45,0	6,86	5,89	5,51	5,19	4,93	4,70

Продолжение

Продолжение таблицы 1.14. Суммарная площадь насадок ($см^2$) в зависимости от перепада давлений на долоте и расхода промывочной жидкости (ρ = 1,0 $гс/см^3$)

Расход л/сек	Перепад давлений, $кгс/см^2$					
	60	65	70	75	80	90
31,5	3,15	3,02	2,91	2,82	2,72	2,57
32,0	3,20	3,07	2,95	2,86	2,77	2,61
32,5	3,25	3,12	3,01	2,90	2,81	2,65
33,0	3,30	3,17	3,05	2,95	2,86	2,69
33,5	3,35	3,22	3,10	2,99	2,90	2,78
34,0	3,40	3,26	3,15	3,04	2,94	2.77
34,5	3,45	3,31	3,19	3,08	2,99	2,81
35,0	3,50	3,36	3,24	3,13	3,03	2,66
35,5	3,55	3,41	3,28	3,17	3,07	2,90
36,0	3,60	3,46	3,33	3,22	3,12	2,94
36,5	3,65	3,50	3,38	3,26	3,16	2.98.
37,0	3,70	3,55	3,42	3,30	3,20	3,02
37,5	3,75	3,60	3,47	3,35	3,25	3,06
38,0	3,80	3,65	3,52	3,40	3,29	8,10
38,5	3,85	3,70	3,56	3,44	3,83	3,14
39,0	3,90	3,74	3,61	3,49	3,38	3,18
39,5	3,95	3,79	3,65	3,53	8,42	3,22
40,0	4,00	3,84	3,70	3,58	3,46	3.26
40,5	4,05	3,89	3,75	3,62	3,50	3,30
41,0	4,10	3,94	3.79	8,66	3,55	8,85
41,5	4,15	3,98	8,84	3,71	3,59	3,89
42,0	4,20	4,03	3„89	3,75	3,63	8,43
42,5	4,25	4,08	3,93	3,80	3,68	3,47
43,0	4,30	4,13	3,98	8,84	3,72	8,51
43,5	4,35	4,18	4,02	3,89	3,76	8,55
44,0	4,40	4,22	4,07	8,93	8,81	8,59
44,5	4,45	4,27	4,12	3,98	3,85	8,68
45,0	4,50	4,32	4,16	4,02	3,89	8.67

Продолжение

Продолжение таблицы 1.14. Суммарная площадь насадок ($см^2$) в зависимости от перепада давлений на долоте и расхода промывочной жидкости (ρ = 1,0 $кг/см^3$)

Расход л/сек	Перепад давлений, $кгс/см^2$						
	100	110	120	130	140	150	160
15,0	1,16	1,11	1,06	1,02	0,98	0,95	0,92
15,5	1,20	1,14	1,10	1,05	1,01	0,98	0,95
16,0	1,24	1,18	1,13	1,09	1,05	1,01	0,98
16,5	1,28	1,22	1,17	1,12	1,08	1,04	1,01
17,0	1,32	1,25	1,20	1,15	1,11	1,07	1,04
17,5	1,35	1,29	1,24	1,19	1,14	1,11	1,07
18,0	1,39	1,33	1,27	1,22	1,18	1,14	1,10
18,5	1,43	1,37	1,31	1,26	1,21	1,17	1,18
19,0	1,47	1,40	1,34	1,29	1,24	1,20	1,16
19,5	1,51	1,44	1,38	1,32	1,28	1,23	1,19
20,0	1,55	1,48	1,41	1,36	1,31	1,26	1,22
20,5	1,59	1,51	1,45	1,39	1,34	1,80	1,25
21,0	1,62	1,55	1,48	1,42	1,37	1,33	1,29
21,5	1,66	1,59	1,52	1,46	1,41	1,36	1,32
22,0	1,70	1,62	1,55	1,49	1,44	1,39	1,35
22,5	1,74	1,66	1,59	1,53	1,47	1,42,	1,38
23,0	1,78	1,70	1,63	1,56	1,50	1,45	1,41
23,5	1,82	1,73	1,66	1,60	1,54	1,49	1,44
24,0	1,86	1,77	1,?0	1,63	1,57	1,52	1,47
24,5	1,90	1,81	1,73	1,66	1,60	1,55	1,50
25,0	1,94	1,84	1,77	1,70	1,64	1,58	1,53
25,5	1,97	1,83	1,30	1,73	1,67	1,61	1,56
26,0	2,01	1,92	1,64	1,77	1,70	1,64	1,59
26,5	2,05	1,96	1,87	1,30	1,73	1,67	1,62
27,0	2,09	1,99	1,91	1,83	1,77	1,71	1,65
27,5	2,15	2,03	1,94	1,87	1,30	1,74	1,68
28,0	2,17	2,07	1,98	1,90	1,33	1,77	1,71
28,5	2,21	2,10	2,01	1,93	1,86	1,80	1,74
29,0	2,24	2,14	2,05	1,97	1,90	1,33	1,77
29,5	2,28	2,18	2,08	2,00	1,93	1,86	1,81
30,0	2,32	2,21	2,12	2,04	1,96	1,90	1,84
30,5	2,36	2,25	2,16	2,07	2,00	1,93	1,87

Продолжение

Продолжение таблицы 1.14. Суммарная площадь насадок ($см^2$) в зависимости от перепада давлений на долоте и расхода промывочной жидкости (ρ = 1,0 $гс/см^3$)

Расход л/сек	Перепад давлений, $кгс/см^2$						
	100	110	120	130	140	150	160
31,0	2,40	2,29	2,19	2,10	2,03	1,96	1,90
31,5	2,44	2,32	2,23	2,14	2,06	1,99	1,98
32,0	2,48	2,36	2,26	2,17	2,09	2,02	1,96
32,5	2,52	2,40	2,30	2,21	2,13	2,05	1,99
33,0	2,55	2,44	2,33	2,24	2,16	2,09	2,02
33,5	2,59	2,47	2,37	2,27	2,19	2,12	2,05
34,0	2,63	2,51	2,40	2,31	2,22	2,15	2,08
34,5	2,67	2,55	2,44	2,34	2,26	2,18	2,11
35,0	2,71	2,58	2,47	2,38	2,29	2,21	2,14
35,5	2,75	2,62	2,51	2,41	2,82	2,24	2,17
36,0	2,79	2,66	2,54	2,44	2,36	2,28	2,20
36,5	2,83	2,69	2,58	2,48	2,39	2,31	2,28
37,0	2,86	2,73	2,61	2,51	2,42	2,34	2,26
37,5	2,90	2,77	2,65	2,55	2,45	2,37	2,29
38,0	2,94	2,80	2,68	2,59	2,49	2,40	2,83
38,5	2,98	2,84	2,72	2,61	2,52	2,43	2,36
39,0	3,02	2,88	2,76	2,65	2,55	2,46	2,39
39,5	3,06	2,92	2,79	2,68	2,58	2,50	2,42
40,0	3,10	2,95	2,83	2,72	2,62	2,53	2,45
40,5	3,13	2,99	2,86	2,75	2,65	2,56	2,48
41,0	3,17	3,03	2,90	2,78	2,68	2,59	2,51
41,5	3,21	3,06	2,93	2,61	2,71	2,62	2,54
42,0	3,25	3,10	2,97	2,85	2,75	2,65	2,57
42,5	3,29	3,14	3,00	2,89	2,78	2,69	2,60
43,0	3,33	3,17	3,04	2,92	2,81	2,72	2,63
43,5	3,37	3,21	3,07	2,95	2,85	2,76	2,66
44,0	3,41	3,25	3,11	2,99	2,88	2,78	2,69
44,5	3,44	3,28	3,14	3,02	2,91	2,81	2,72
45,0	3,48	3,32	3,18	3,05	2,94	2,84	2,75

Таблица 1.15. Суммарная площадь насадок в зависимости от сочетания внутренних диаметров.

Суммарная площадь, см^2	Внутренние диаметры насадок, мм	Суммарная площадь, см^2	Внутренние диаметры насадок, мм	Суммарная площадь, см^2	Внутренние диаметры насадок, мм
0,85	6,0-6,0-6,0	2,07	9,0-9,0-10,0	2,56	9,0-10,0-12,0
0,95	6,0-6,0-7,0	2,13	9,5-9,5-9,5	2,61	9,0-9,0-13,0
1,05	6,0-3,0-7,0	2,14	9,0-9,5-10,0	2,61	3,5-11,0-11,0
1,07	6,0-6,0-8,0	2,15	9,0-9,0-10,0	2,61	10,0-10,5-1,0
1,15	7,0-7,0-7,0	2,21	9,5-9,5-10,0	2,61	10,5-10,5-10,5
1,17	6,0-7,0-8,0	2,22	9,0-9,5-10,5	2,62	9,5-10,5-11,5
1,20	6,0-6,0-9,0	2,22	9,0-10,0-10,0	2,62	10,0-10,0-11,5
1,27	7,0-7,0-8,0	2,25	9,0-9,0-11,0	2,63	9,0-11,0-11,5
1,29	6,0-8,0-8,0	2,29	9,5-9,5-10,5	2,63	9,5-10,0-12,0
1,80	6,0-7,0-9,0	2,29	9,5-10,0-10,0	2,64	9,0-10,5-12,0
1,85	6,0-6,0-10,0	2,30	9,5-9,0-11,0	2,68	9,0-9,5-13,0
1,89	7,0-8,0-8,0	2,30	9,0-10,0-10,5	2,69	10,0-11,0-11,0
1,40	7,0-7,0-9,0	2,32	9,0-9,0-11,5	2,69	10,5-10,5-11,0
1,42	6,0-8,0-9,0	2,37	9,0-10,0-10,5	2,70	9,5-11,0-11,5
1,45	6,0-7,0-10,0	2,38	9,0-10,0-11,0	2,70	10,0-10,5-11,5
1,51	8,0-8,0-8,0	2,38	9,0-10,5-10,5	2,71	9,5-10,5-12,0
1,52	7,0-8,0-9,0	2,39	9,0-9,5-11,5	2,71	10,0-10,0-12,0
1,55	7,0-7,0-10,0	2,41	9,0-9,0-12,0	2,72	9,0-11,0-12,0
1,57	6,0-8,0-10,0	2,45	9,5-10,0-11,0	2,72	9,0-11,5-11,5
1,64	8,0-8,0-9,0	2,45	10,0-10,0-10,5	2,75	9,5-9,5-13,0
1,66	7,0-9,0-9,0	2,45	9,5-10,5-10,5	2,76	9,0-10,0-13,0
1,67	7,0-8,0-10,0	2,46	9,0-10,5-11,0	2,77	10,5-11,0-11,0
1,70	6,0-9,0-10,0	2,46	9,5-9,5-11,5	2,78	10,5-10,5-11,5
1,79	6,0-8,0-10,0	2,47	9,0-10,0-11,5	2,78	10,0-11,0-11,5
1,80	7,0-9,0-10,0	2,48	9,0-9,5-12,0	2,79	9,5-11,0-12,0
1,85	6,0-10,0-10,0	2,53	10,0-10,0-11,0	2,79	9,5-11,5-11,5
1,92	8,0-9,0-10,0	2,53	10,0-10,5-10,5	2,79	10,0-10,5-12,0
1,92	9,0-9,0-9,0	2,53	9,5-10,5-11,0	2,81	9,0-11,5-12^0
1,95	7,0-10,0-10,0	2,54	9,0-11,0-11,0	2,82	9,0-9,0-14,0
1,99	9,0-3,0-3,5	2,54	9,5-10,0-11,5	2,83	9,5-10,0-13,0
2,06	9,0-9,5-9,5	2,55	9,0-10,5-11,5	2,84	9,0-10,5-13,0
2,07	8,0-10,0-10,0	2,55	9,5-9,5-12,0	2,85	11,0-11,0-11,0

Продолжение

Продолжение таблицы 1.15. Суммарная площадь насадок в зависимости от сочетания внутренних диаметров.

Суммарная площадь, $см^2$	Внутренние диаметры насадок, мм	Суммарная площадь, $см^2$	Внутренние диаметры насадок, мм	Суммарная площадь, $см^2$	Внутренние диаметры насадок, мм
2,86	10,5-1,0-11,5	3,12	11,0-11,5-12,0	3,39	12,0-12,0-12,0
2,87	10,0-11,0-12,0	3,12	11,5-11,5-11,5	3,41	11,0-12,0-13,0
2,87	10,5-10,5-12,0	3,12	10,0-10,0-14,0	3,41	11,5-11,5-13,0
2,87	10,0-11,5-11,5	3,13	9,0-11,0-14,0	3,43	9,5-11,0-15,0
2,88	9,5-11,5-12,0	3,13	10,5-12,0-12,0	3,44	11,0-11,0-14,0
2,89	9,0-9,5-14,0	3,15	10,5-11,0-13,0	3,45	10,5-11,5-14,0
2,90	9,0-12,0-12,0	3,16	10,0-11,5-13,0	3,45	10,0-13,0-13,0
2,91	9,5-10,5-13,0	3,17	9,5-12,0-13,0	3,46	10,0-12,0-14,0
2,91	10,0-10,0-13,0	3,18	9,5-9,5-15,0	3,50	11,5-12,0-13,0
2,92	9,0-11,0-13,0	3,19	9,0-10,0-15,0	3,50	10,0-11,0-15,0
2,94	11,0-11,0-11,5	3,20	9,5-11,0-14,0	3,51	9,0-13,0-14,0
2,95	10,5-11,0-12,0	3,20	10,0-10,5-14,0	3,53	10,5-13,0-14,0
2,95	10,5-11,5-11,5	3,21	11,5-11,5-12,0	3,53	11,0-11,5-14,0
2,96	10,0-11,5-12,0	3,21	11,0-12,0-12,0	3,53	9,0-12,0-15,0
2,96	9,5-9,5-14,0	3,22	9,0-11,5-14,0	3,54	10,5-12,0-14,0
2,97	9,0-10,0-14,0	3,23	11,0-11,0-13,0	3,58	9,5-13,0-14,0
2,97	9,5-12,0-12,0	3,24	10,5-11,5-13,0	3,59	12,0-12,0-13,0
2,99	9,5-11,0-13,0	3,25	10,0-12,0-13,0	3,61	11,0-13,0-13,0
2,99	10,0-10,5-13,0	3,26	3,5-10,0-15,0	3,61	9,5-12,0-15,0
3,01	9,0-11,5-13,0	3,26	10,0-11,0-14,0	3,62	14,0-14,0-14,0
3,03	11,0-11,0-12,0	3,28	10,5-10,5-14,0	3,62	11,0-12,0-14,0
3,03	11,0-11,5-11,5	3,29	3,5-11,5-14,0	3,62	11,5-11,5-14,0
3,04	10,5-11,5-12,0	3,30	11,5-12,0-12,0	3,66	10,0-13,0-14,0
3,04	9,5-10,0-14,0	3,30	9,0-13,0-13,0	3,67	11,0-11,0-15,0
3,04	9,0-9,0-15,0	3,31	9,0-12,0-14,0	3,68	10,0-12,0-15,0
3,05	9,0-10,5-14,0	3,32	11,0-11,5-13,0	3,70	11,5-13,0-13,0
3,05	10,0-12,0-12,0	3,33	10,5-12,0-13,0	3,71	11,5-12,0-14,0
3,07	10,0-11,0-13,0	3,34	10,0-10,0-15,0	3,72	9,0-14,0-14,0
3,07	10,5-10,5-13,0	3,35	10,5-11,0-14,0	3,73	9,0-13,0-15,0
3,08	9,5-11,5-13,0	3,35	9,0-11,0-15,0	3,74	10,5-13,0-14,0
3,10	9,0-12,0-13,0	3,37	9,5-13,0-13,0	3,79	9,5-14,0-14,0
3,11	9,0-9,5-15,0	3,37	10,0-11,5-14,0	3,79	12,0-13,0-13,0
3,12	9,5-10,5-14,0	3,38	9,5-12,0-14,0	3,80	12,0-12.0-14,0

Продолжение

Продолжение таблицы 1.15. Суммарная площадь насадок в зависимости от сочетания внутренних диаметров.

Суммарная площадь, $см^2$	Внутренние диаметры насадок, мм	Суммарная площадь, $см^2$	Внутренние диаметры насадок, мм	Суммарная площадь, $см^2$	Внутренние диаметры насадок, мм
3,80	9,5-13,0-15,0	4,03	11,0-14,0-14,0	4,32	10,0-15,0-15,0
3,82	11,0-13,0-14,0	4,03	12,0-12,0-15,0	4,41	13,0-14,0-14,0
3,85	11,0-12,0-15,0	4,04	11,0-13,0-15,0	4,42	13,0-13,0-15,0
3,87	10,0-14,0-14,0	4,12	11,5-14,0-14,0	4,44	12,0-14,0-15,0
3,88	10,0-13,0-15,0	4,17	9,5-15,0-15,0	4,48	11,0-15,0-15,0
3,91	11,5-13,0-14,0	4,19	10,0-14,0-15,0	4,63	13,0-14,0-15,0
3,94	9,0-14,0-15,0	4,20	13,0-13,0-14,0	4,66	12,0-15,0-15,0
3,94	10,5-14,0-14,0	4,21	12,0-14,0-14,0	4,84	14,0-14,0-15,0
3,99	13,0-13,0-13,0	4,22	12,0-13,0-15,0	4,86	13,0-15,0-15,0
4,00	12,0-13,0-14,0	4,24	9,5-15,0-15,0	5,07	14,0-15,0-15,0
4,01	9,5-14,0-15,0	4,26	11,0-14,0-15,0	5,30	15,0-15,0-15,0

Таблица 1.16. Внутренний диаметр насадок (в мм) в зависимости от суммарной площади и количества насадок

Площадь, см^2	Внутренний диаметр насадок, мм			Площадь, см^2	Внутренний диаметр насадок, мм		
	Одна насадка	Две насадки	Три насадки		Одна насадка	Две насадки	Три насадки
0,85	10,4	7,4	6,0	2,35	17,3	12,2	10,0
0,90	10,7	7,6	6,2	2,40	17,5	12,4	10,1
0,95	11,0	7,8	6,3	2,45	17,6	12,5	10,1
1,00	11,3	8,0	6,6	2,50	17,9	12,6	10,3
1,05	11,6	8,2	6,7	2,55	18,0	12,7	10,4
1,10	11,8	8,4	6,6	2,60	18,2	12,9	10,5
1,15	12,1	8,6	7,0	2,65	18,4	13,0	10,6
1,20	12,4	8,8	7,1	2,70	18,5	13,1	10,7
1,25	12,6	8,9	7,3	2,75	18,7	13,2	10,8
1,30	12,9	9,1	7,4	2,80	18,9	13,3	10,9
1,35	13,1	9,3	7,6	2,85	19,0	13,4	11,0
1,40	13,4	9,4	7,7	2,90	19,2	13,6	11,1
1,45	13,6	9,6	7,8	2,95	19,4	13,7	11,2
1,50	13,8	9,8	8,0	3,00	19,5	13,8	11,3
1,55	14,0	10,0	8,1	3,05	19,7	18,9	11,4
1,60	14,3	10,1	8,2	3,10	19,5	14,1	11,5
1,65	14,5	10,3	8,4	3,15	20,0	14,2	11,6
1,70	14,7	10,4	8,5	3,20	20,2	14,3	11,7
1,75	14,9	10,6	8,6	3,25	20,8	14,4	11,7
1,80	15,1	10,7	8,8	3,30	20,5	14,5	11,8
1,85	15,3	10,8	8,9	3,35	20,6	14,6	11,9
1,90	15,6	11,0	9,0	3,40	20,8	14,7	12,0
1,95	15,8	11,1	9,0	3,45	21,0	14,8	12,1
2,00	16,0	11,3	9,1	8,50	21,1	14,9	12,2
2,05	16,2	11,4	9,3	3,55	21,3	15,0	12,3
2,10	16,3	11,6	9,4	3,60	21,5	15,1	12,4
2,15	16,5	11,7	9,6	3,65	21,5	15,2	12,5
2,20	16,7	11,8	9,7	3,70	21,7	15,3	12,5
2,25	16,9	12,0	9,8	3,75	21,8	15,4	12,6
2,30	17,1	12,1	9,9	3,80	22,0	16,5	12,7

Продолжение

Продолжение таблицы 1.16. Внутренний диаметр насадок (в мм) в зависимости от суммарной площади и количества насадок

Площадь, $см^2$	Внутренний диаметр насадок. мм			Площадь, $см^2$	Внутренний диаметр насадок. мм		
	Одна насадка	Две насадки	Три насадки		Одна насадка	Две насадки	Три насадки
3,85	22,1	15,6	12,7	4,95	25,1	17,7	14,5
3,90	22,3	15,7	12,9	5,00	25,5	17,6	14,6
3,95	22,4	15,8	13,0	5,05	25,4	17,9	14,6
4,00	22,5	15,9	13,0	5,10	25,5	18,0	14,7
4,05	22,7	16,0	13,1	5,15	25,6	18,1	14,8
4,10	22,9	16,1	13,2	5,20	25,7	18,2	14,9
4,15	23,0	16,2	13,3	5,25	25,9	18,3	14,9
4,20	23,1	16,3	13,4	5,30	26,0	18,4	15,0
4,25	23,2	16,4	13,5	5,35	26,1	18,4	15,0
4,30	23,4	16,5	13,5	5,40	26,2	18,5	15,1
4,35	23,5	16,6	13,6	5,45	26,3	18,6	15,2
4,40	23,7	16,7	13,7	5,50	26,4	18,7	15,3
4,45	23,8	16,8	13,8	5,55	26,6	18,8	15,3
4,50	23,9	16,9	13,8	5,60	26,7	18,9	15,4
4,55	24,1	17,0	13,9	5,65	26,8	18,9	15,5
4,60	24,2	17,1	14,0	5,70	26,9	19,0	15,6
4,65	24,3	17,2	14,1	5,75	27,0	19,1	15,6
4,70	24,4	17,3	14,1	5,80	27,2	19,2	15,7
4,75	24,6	17,4	14,2	5,85	27,3	19,3	15,8
4,80	24,7	17,5	14,3	5,90	27,4	19,4	15,8
4,85	24,9	17,6	14,4	5,95	27,5	19,4	15,9
4,90	25,0	17,7	14,4	6,00	27,6	19,5	16,0

Таблица 1.17. Скорость истечения промывочной жидкости в зависимости от перепада давлений (γ= 1,0гс/см^3)

Перепад давлений на долоте, кгс/см^2	Скорость истечения промывочной жидкости, м/сек	Перепад давлений на долоте, кгс/см^2	Скорость истечения промывочной жидкости, м/сек
30	70,6	75	111,6
35	76,3	80	116,3
40	81,5	36	122,3
45	86,4	100	128,8
50	91,1	110	135,1
55	95,6	120	141,1
60	99,8	130	146,9
65	103,9	140	152,4
70	107,8	150	157,9

Таблица 1.17. Скорость истечения промывочной жидкости в зависимости от перепада давлений (γ= 1,0гс/см^3)

Перепад давлений на долоте, кгс/см^2	Скорость истечения промывочной жидкости, м/сек	Перепад давлений на долоте, кгс/см^2	Скорость истечения промывочной жидкости, м/сек
30	70,6	75	111,6
35	76,3	80	116,3
40	81,5	36	122,3
45	86,4	100	128,8
50	91,1	110	135,1
55	95,6	120	141,1
60	99,8	130	146,9
65	103,9	140	152,4
70	107,8	150	157,9

Таблица 1.18. Значение поправочного коэффициента в зависимости от удельного веса промывочной жидкости

Удельный вес промывочной жидкости, гс/см^3	Поправочный коэффициент
1,05	0,976
1,10	0,953
1,15	0,933
1.20	0,913
1,25	0,894
1.30	0,877
1.35	0,861
1,40	0,845
1,45	0,831
1,50	0,817
1,55	0,803
1,60	0,791
1,65	0,778
1,70	0,767
1,75	0,756
1,80	0,746
1,85	0.735
1,90	0,725
1,95	0,716
2,00	0,707
2,05	0,699
2,10	0,690
2.15	0,682
2,20	0,675
2,25	0,666
2,30	0,660
2,35	0,653
2,40	0,646
2,45	0,639
2,50	0,632

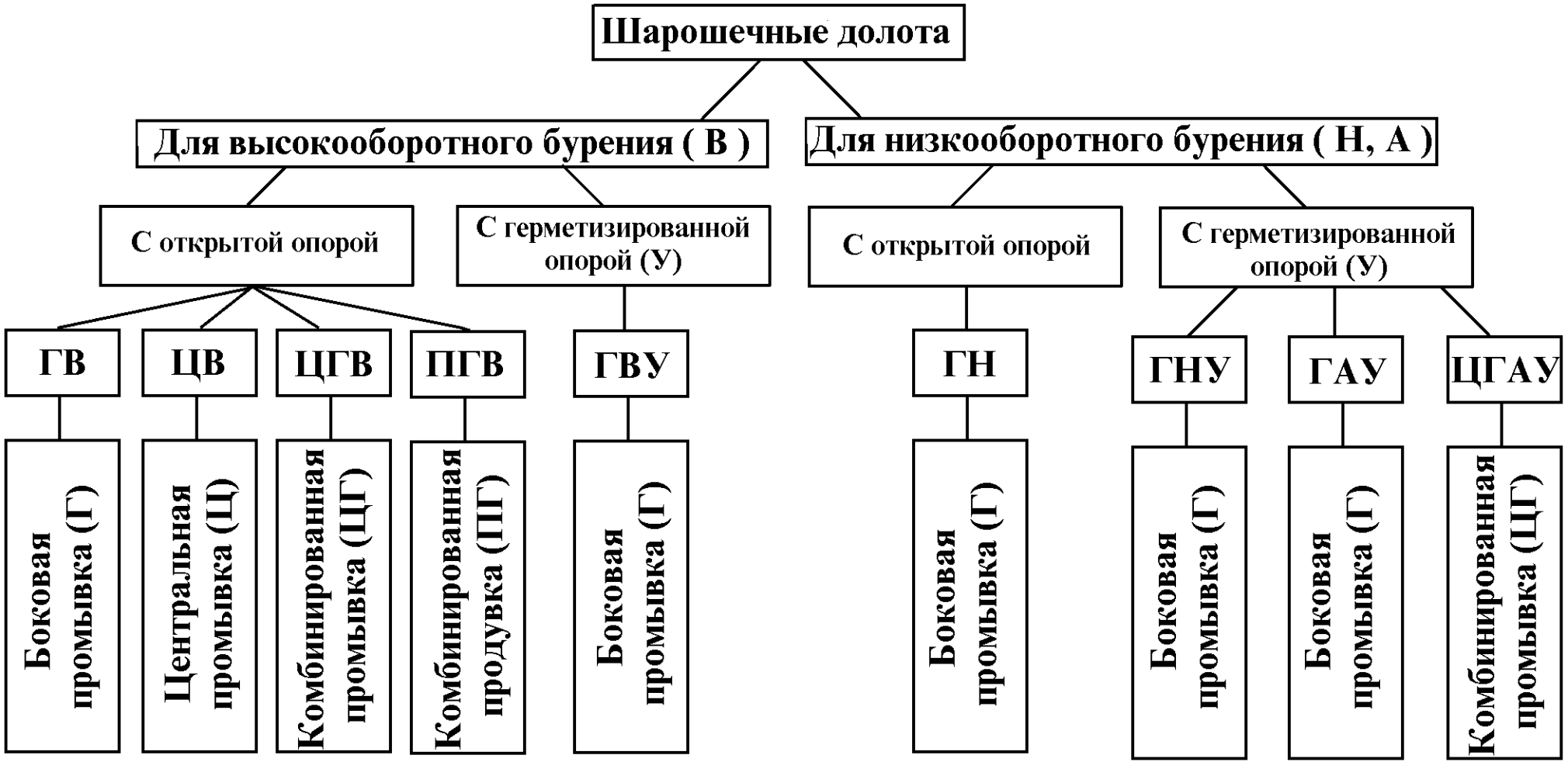


Рис. 1.1. Схема классификации шарошечных долот.

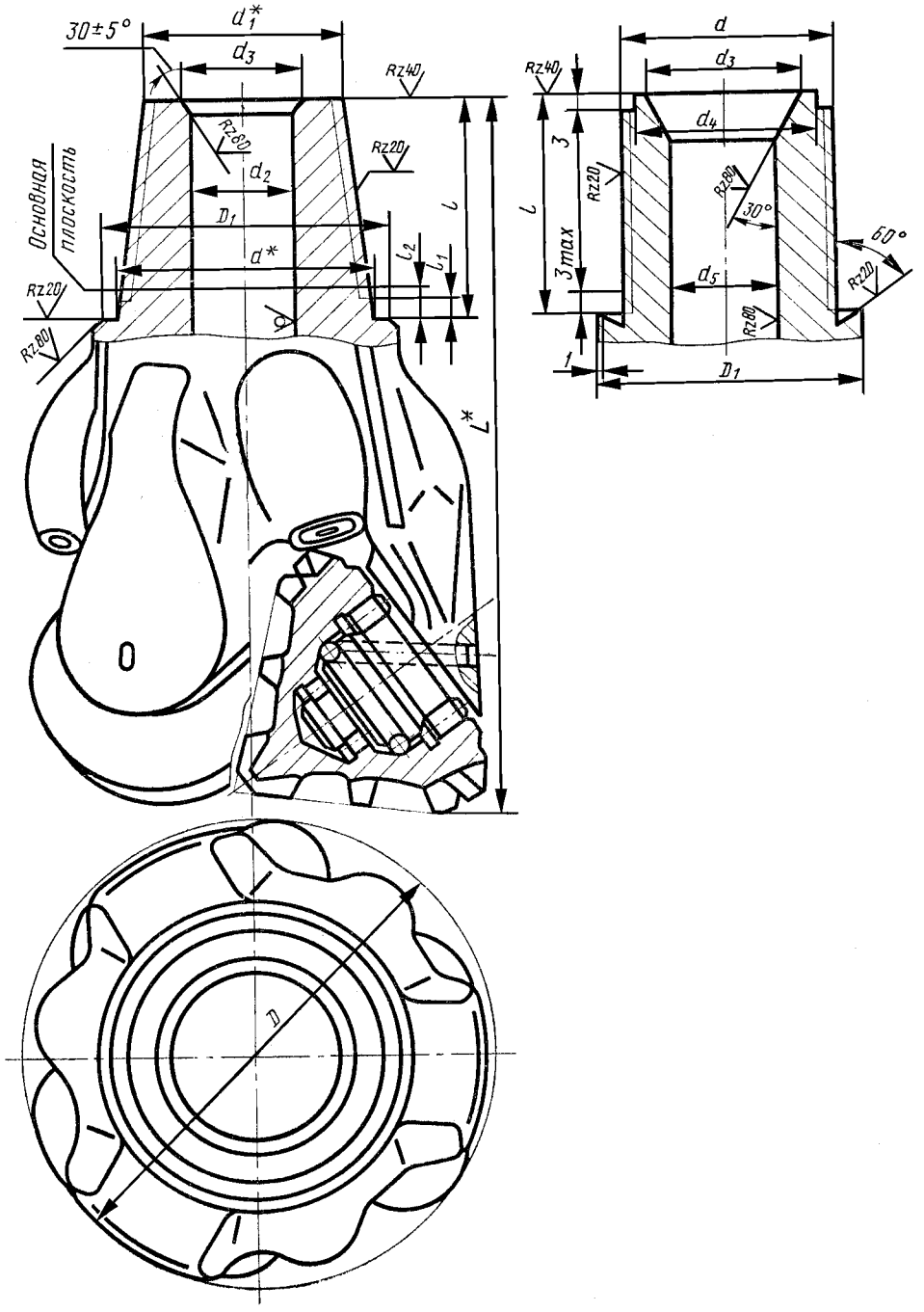


Рис. 1.2. Долота шарошечные (основные размеры по ГОСТ20692-75.

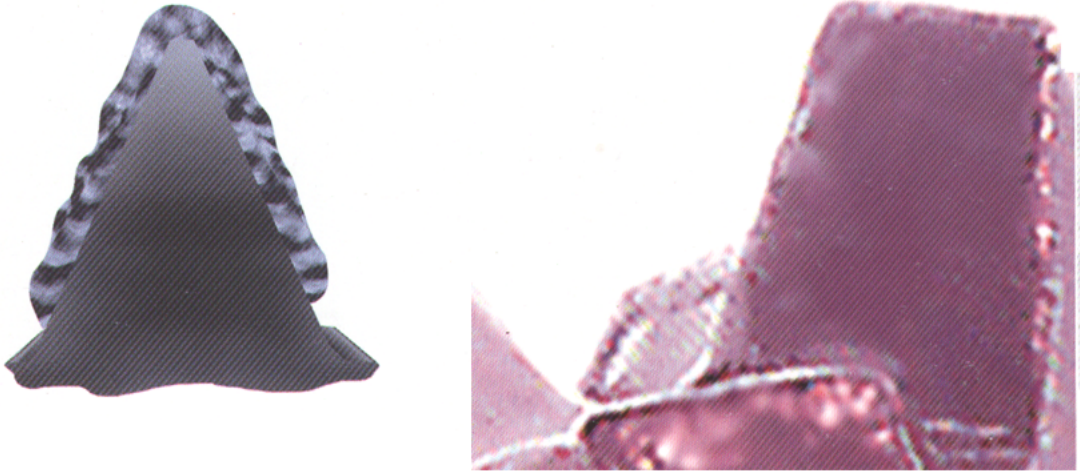


Рис.1.3. Зуб долота, наплавленный зерновым твердым сплавом.

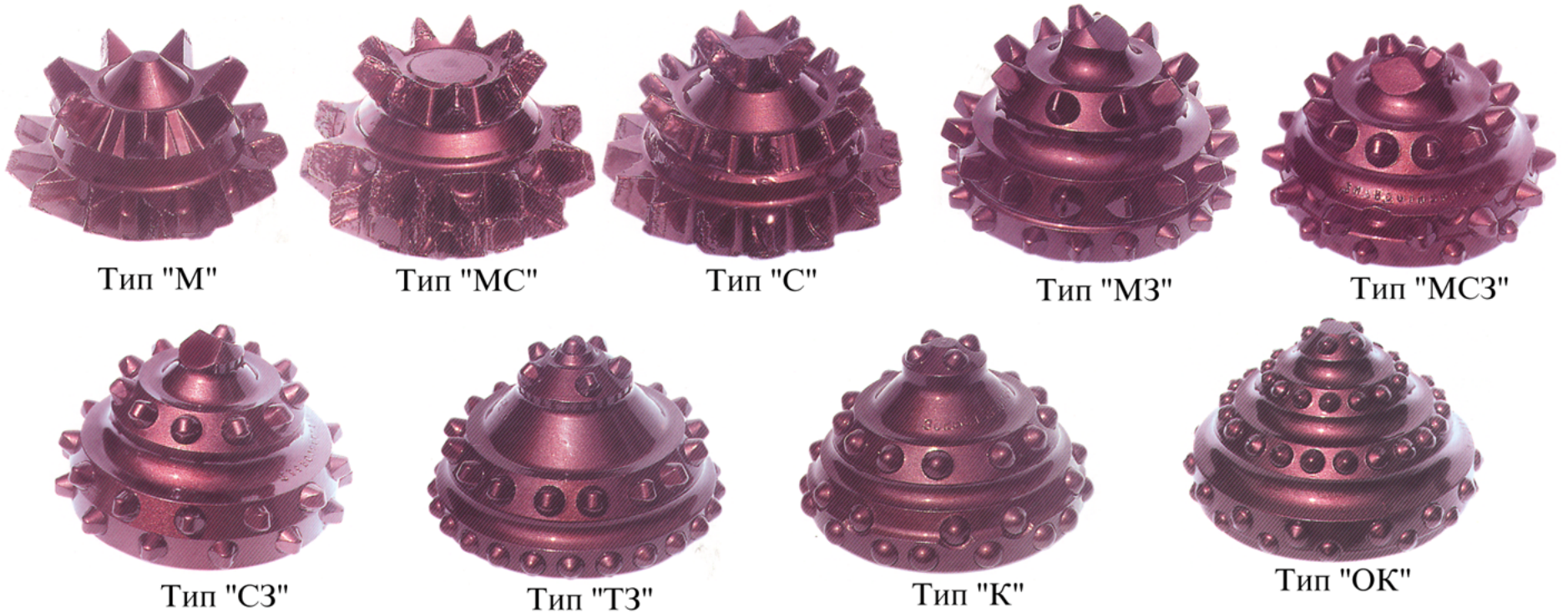


Рис.1.4. Типы вооружения шарошечных долот производства АО "Волгабурмаш".

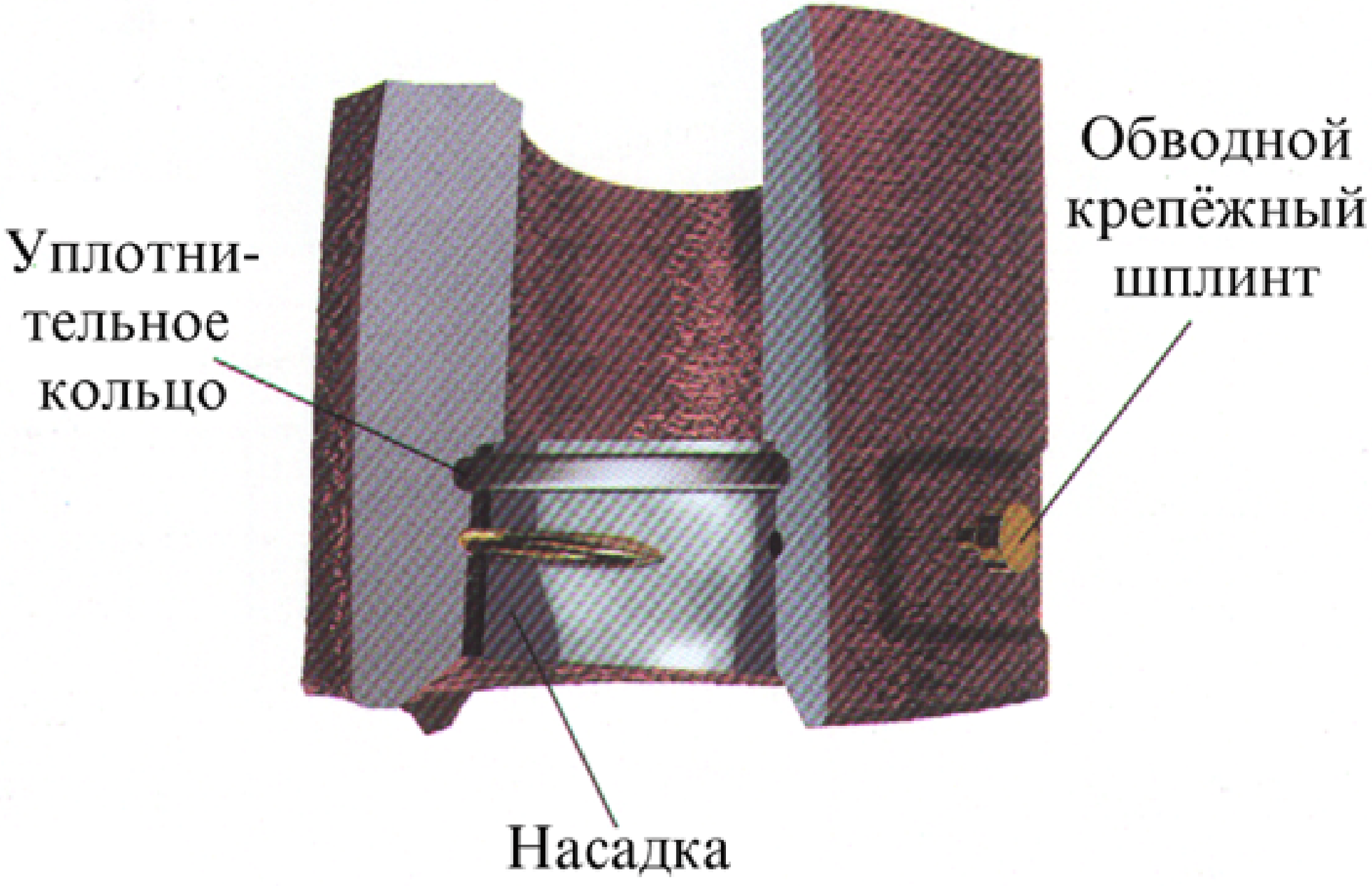


Рис. 1.5. Промывочный узел долота
со стандартной насадкой.

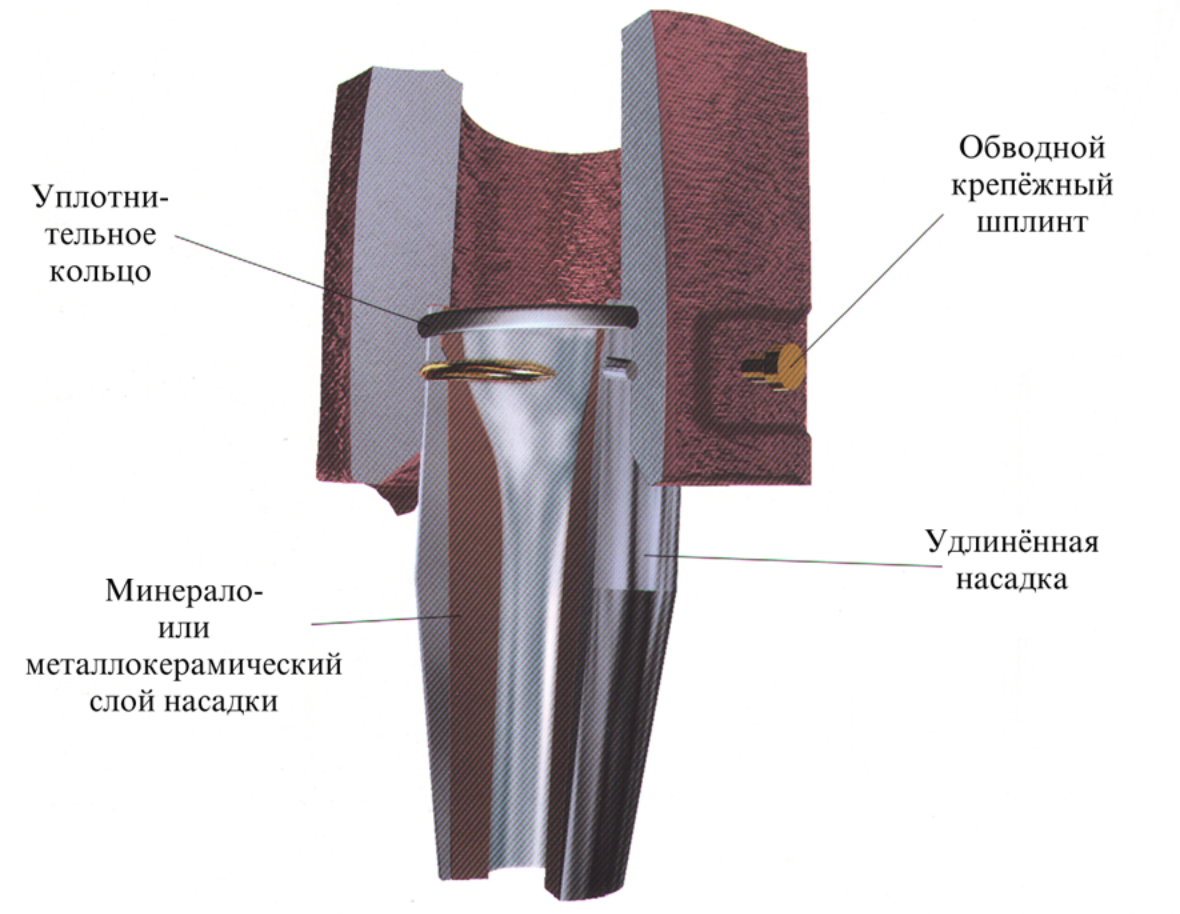


Рис. 1.6. Промывочный узел долота
с удлинённой насадкой.

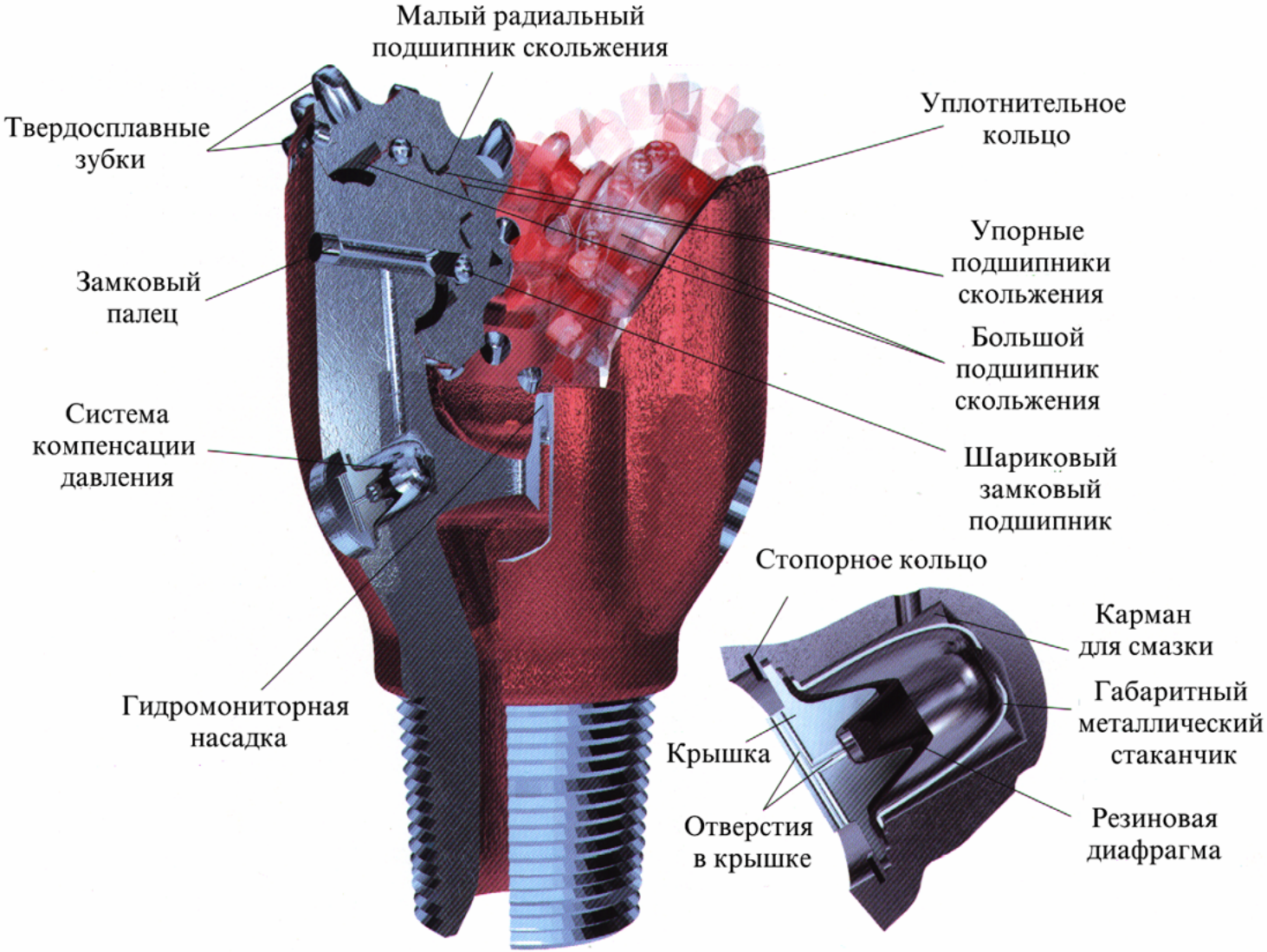


Рис. 1.7. Низкооборотное долото серии "АУ" (до 150 об/мин) производства АО "Волгабурмаш" для бурения ротором и низкооборотными забойными двигателями.



215,9М-ГАУ-R54М



311,1МС-ГАУ-R117



215,9СТ-ГАУ-R109



311,1МЗ-ГАУ-R107



200,0МСЗ-ГАУ-R90



269,9СЗ-ГАУ-R81



215,9ТЗ-ГАУ-R40М

Рис. 1.8. Низкооборотные долота серии "АУ", производства АО"Волгабурмаш" для бурения ротором или низкооборотными забойными двигателями.

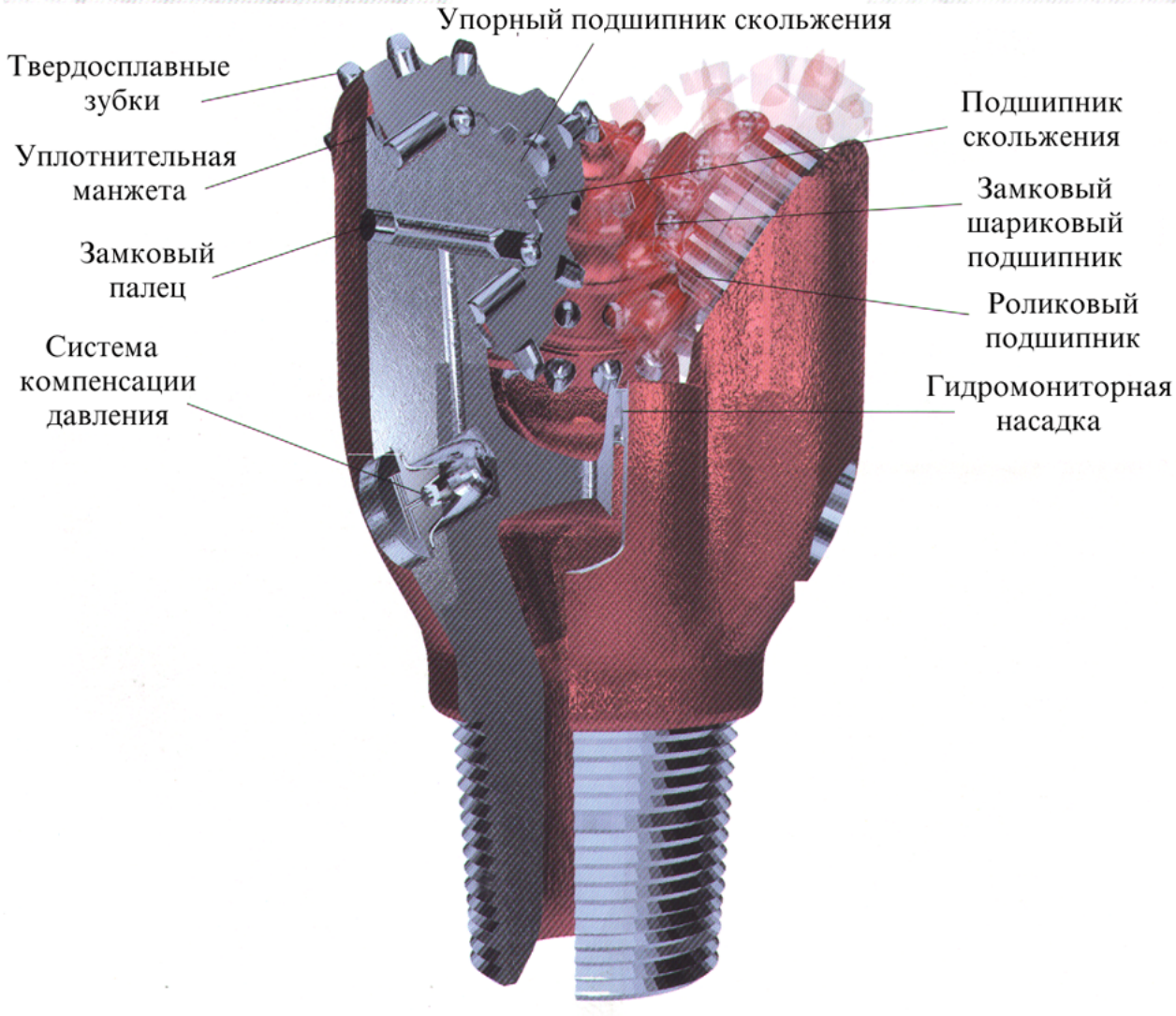


Рис. 1.9. Среднеоборотное долото серии "НУ" (до 300 об/мин) производства АО "Волгабурмаш" для бурения винтовыми забойными двигателями и ротором.



295,3М-ГНУ-R85



215,9МС-ГНУ-R45



190,5С-ГНУ-R55



190,5МЗ-ГНУ-R28



244,5МСЗ-ГНУ-R12



215,9СЗ-ГНУ-R51



295,3ТЗ-ГНУ-R57

Рис.1.10. Среднеоборотные долота серии "НУ" (до 300 об/мин) производства АО "Волгабурмаш" для бурения объемно-гидравлическими забойными двигателями и ротором.

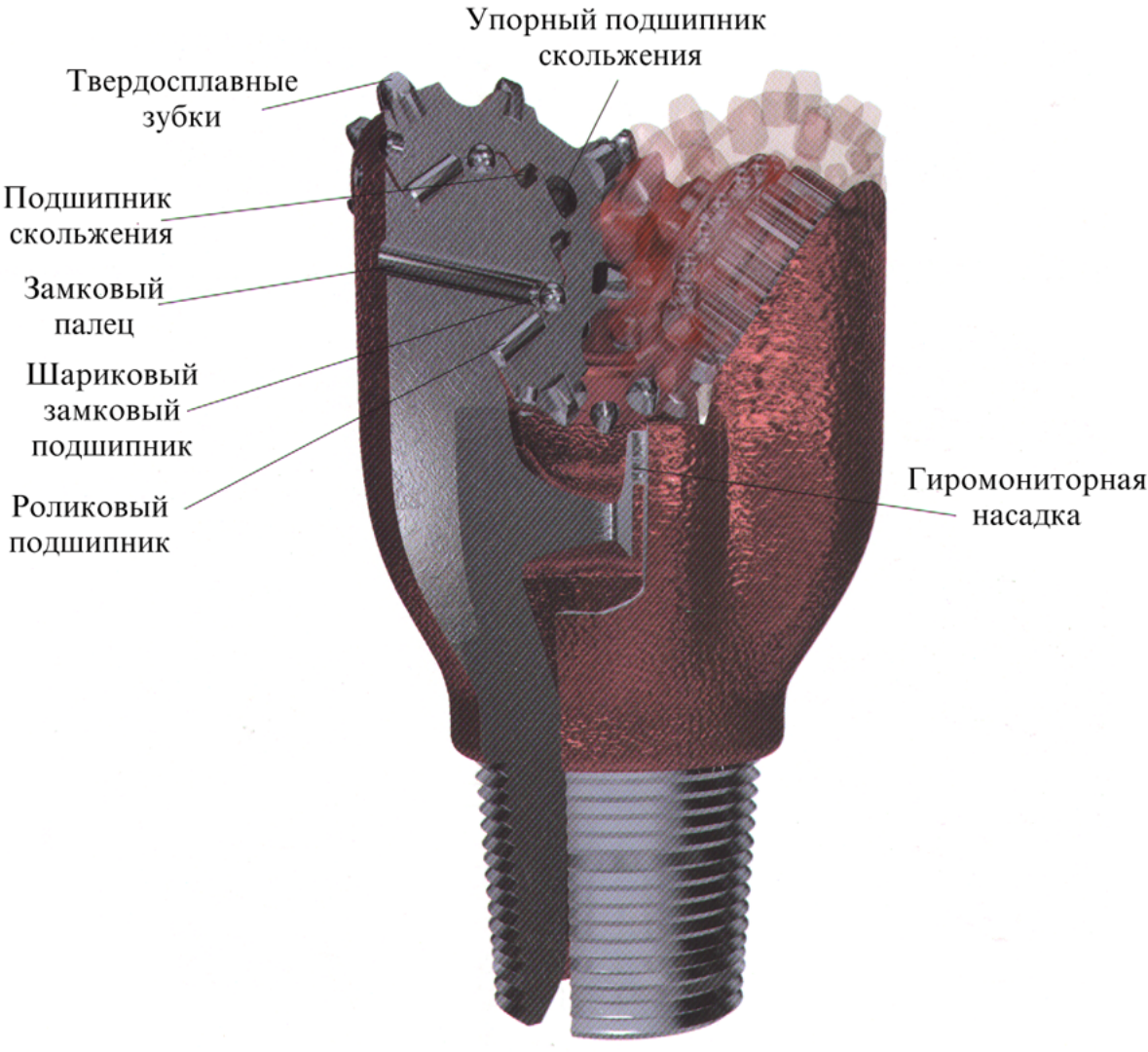


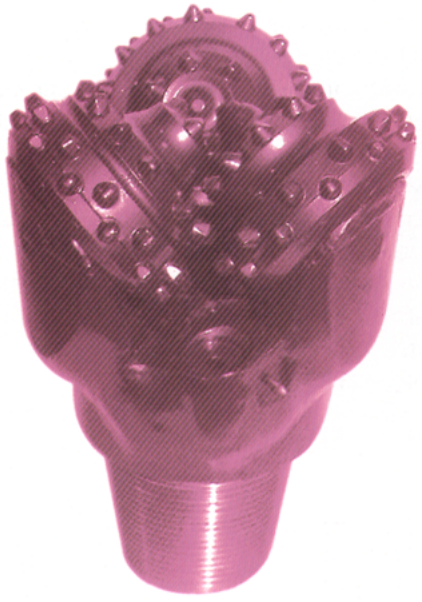
Рис. 1.11. Среднеоборотное долото серии "Н" (до 400 об/мин) производства АО "Волгабурмаш" для бурения низкооборотными турбобурами, винтовыми забойными двигателями и ротором.



215,9МС-ГН-R44



215,9С-ГН-R163



215,9МСЗ-ГН-R87



295,3СЗ-ГН-R96



269,9ТЗ-ГН-R20М

Рис.1.12. Среднеоборотные долота серии "Н" (до 400 об/мин) производства АО "Волгабурмаш" для бурения гидравлическими забойными двигателями или ротором.

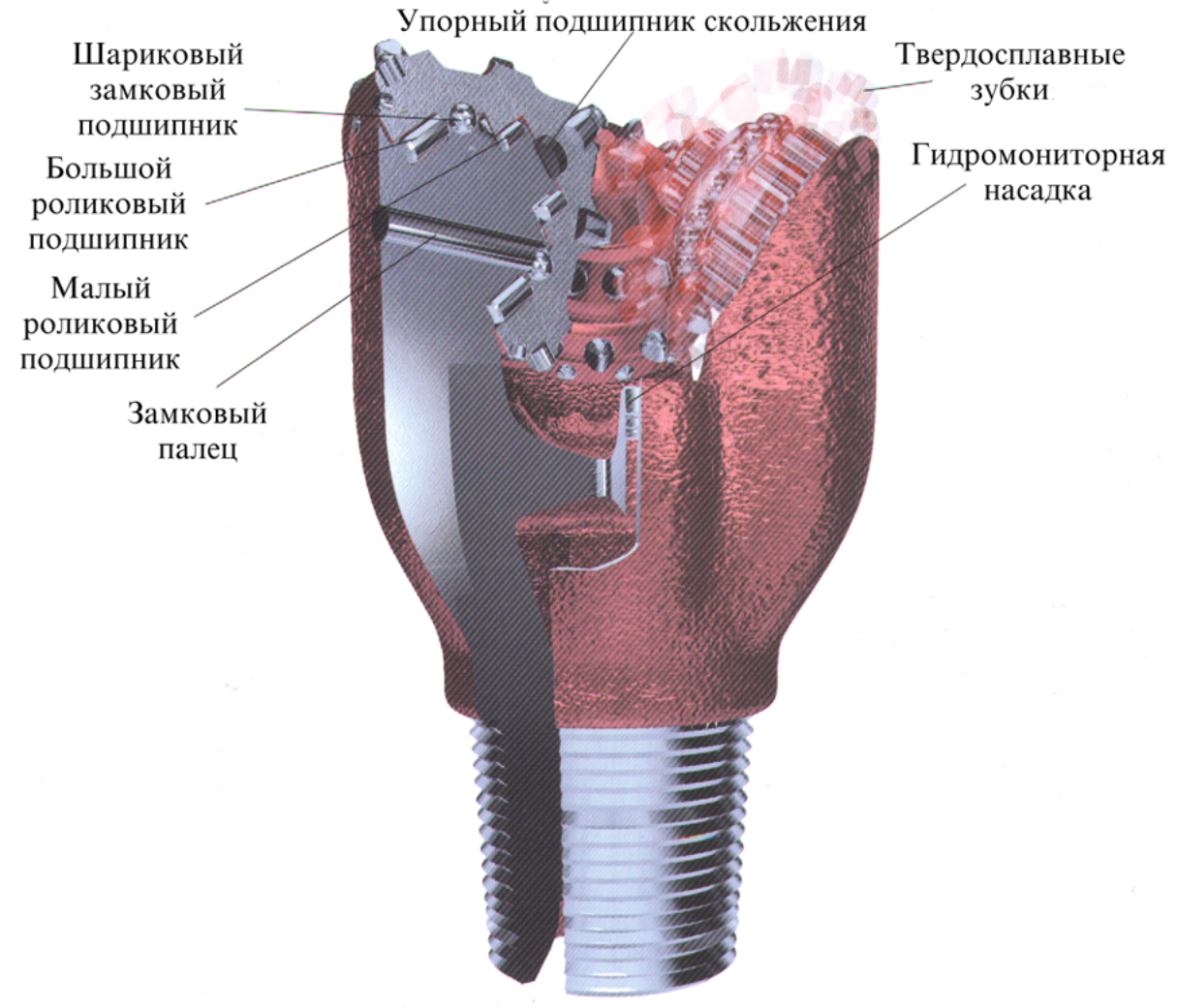


Рис. 1.13. Высокооборотное долото серии "В" (до 600 об/мин) производства АО "Волгабурмаш" для турбинного бурения.



III 215.9М-ГВ-2



III 215.9С-ГВ-2



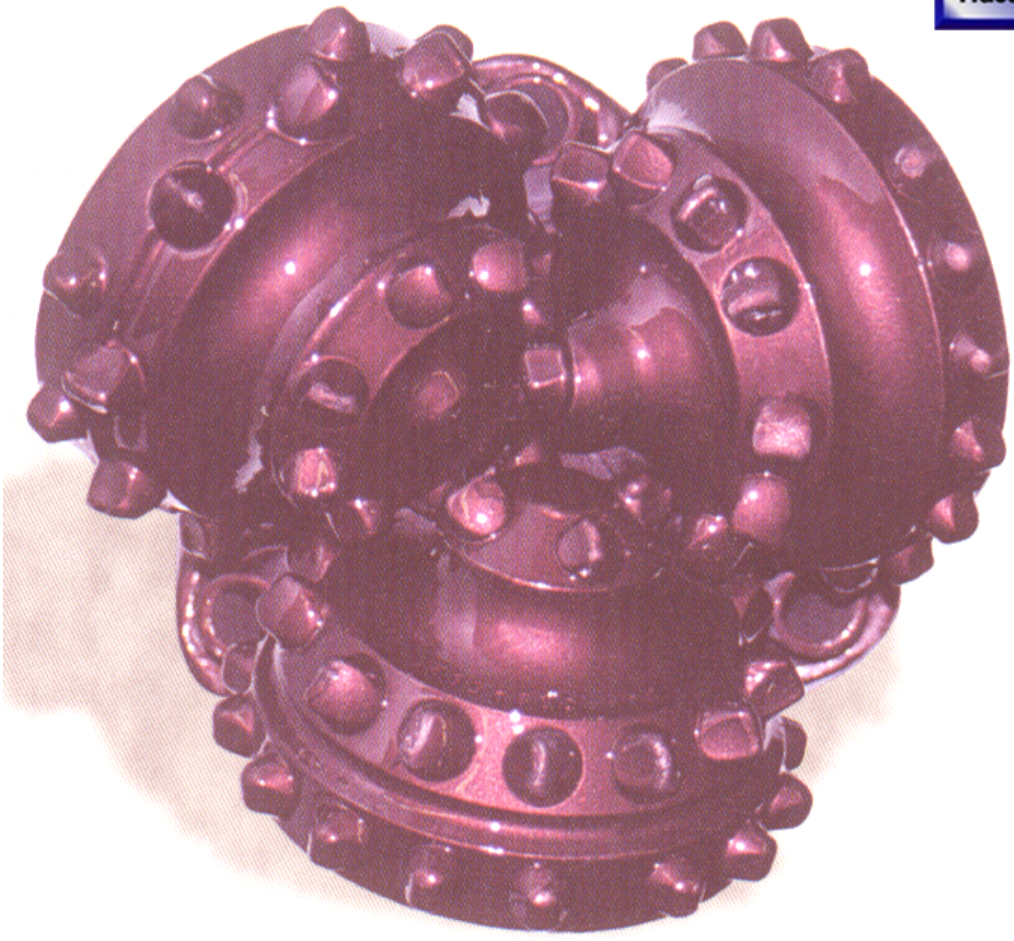
215.9М3-ГВ-R155



215.9С3-ГВ-R162

Рис. 1.14. Высокооборотные долота серии "В" (до 600 об/мин), производства АО "Волгабурмаш" для турбинного бурения.

Назад



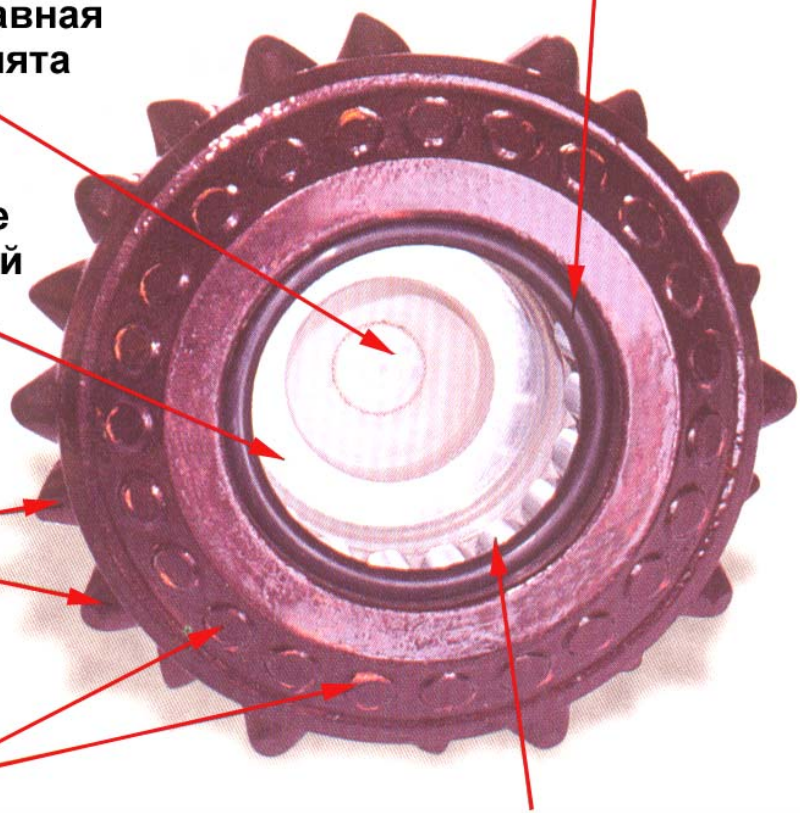
Долото 215,9М3-ГВУ-R206
Код IADC 515Z

Назад

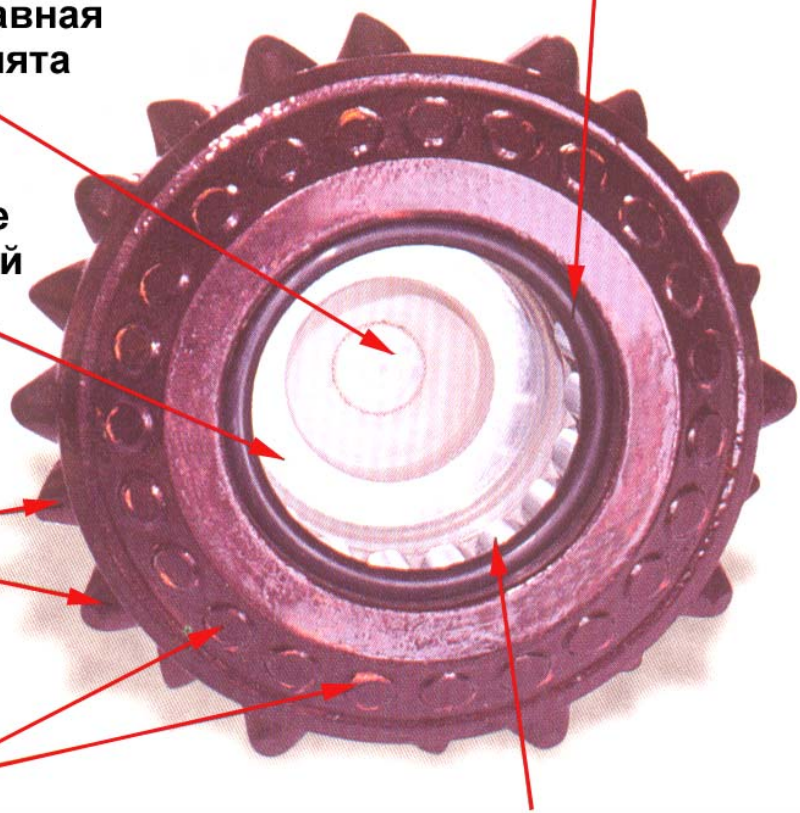


Вооружение долота более мощное и агрессивное представлено зубками выпукло вогнутой, ковшеобразной формы. Передняя вогнутая грань использует эффект черпака, повышая способность к шламоотделению, особенно при использовании в пластичных породах.

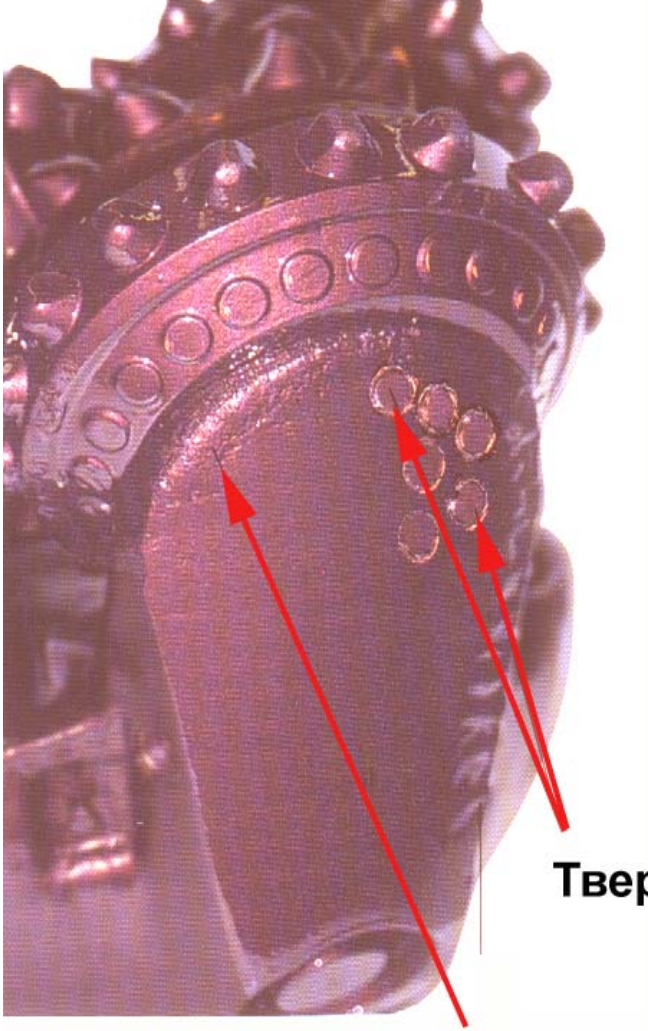
Назад


Уплотнительное кольцо
Твердосплавная упорная пята
Многослойное серебросодержащее покрытие внутренней полости
Твердосплавные зубки увеличенного диаметра на основных конусах
Твердосплавные вставки увеличенного диаметра на обратных конусах
Большой роликовый подшипник в проточке корпуса шарошки

Назад


Уплотнительное кольцо
Твердосплавная упорная пята
Многослойное серебросодержащее покрытие внутренней полости
Твердосплавные зубки увеличенного диаметра на основных конусах
Твердосплавные вставки увеличенного диаметра на обратных конусах
Большой роликовый подшипник в проточке корпуса шарошки

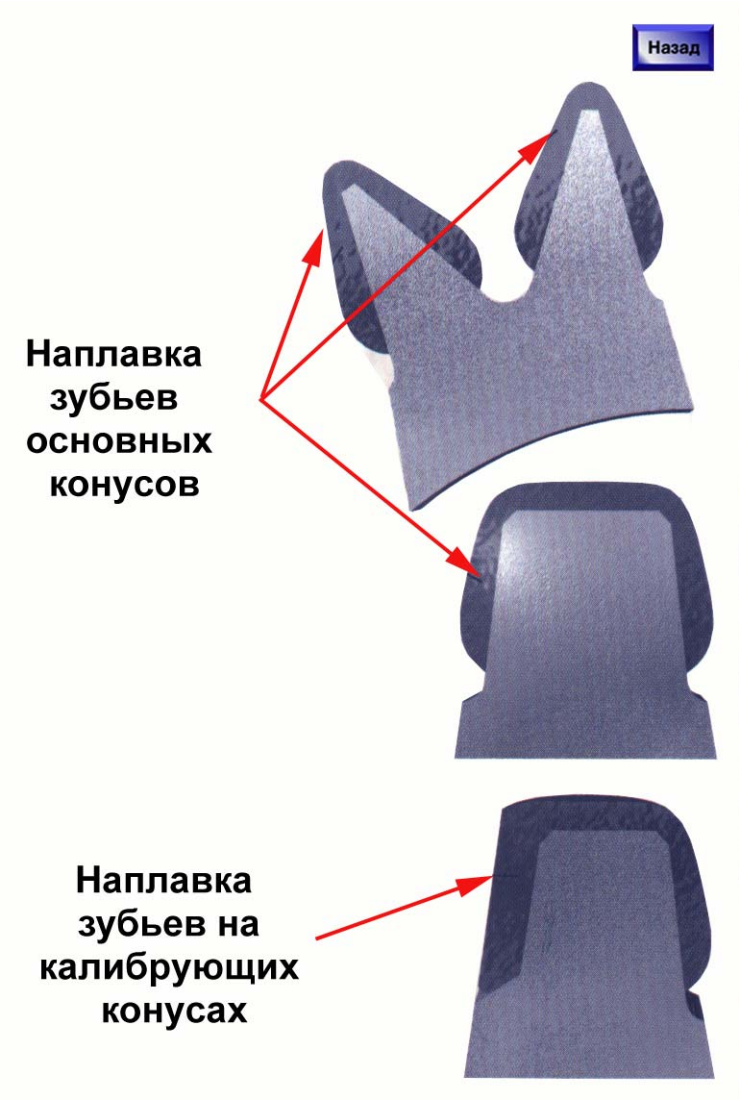
Назад



Твердосплавные вставки

Наплавка твердым сплавом

Армирование спинок лап

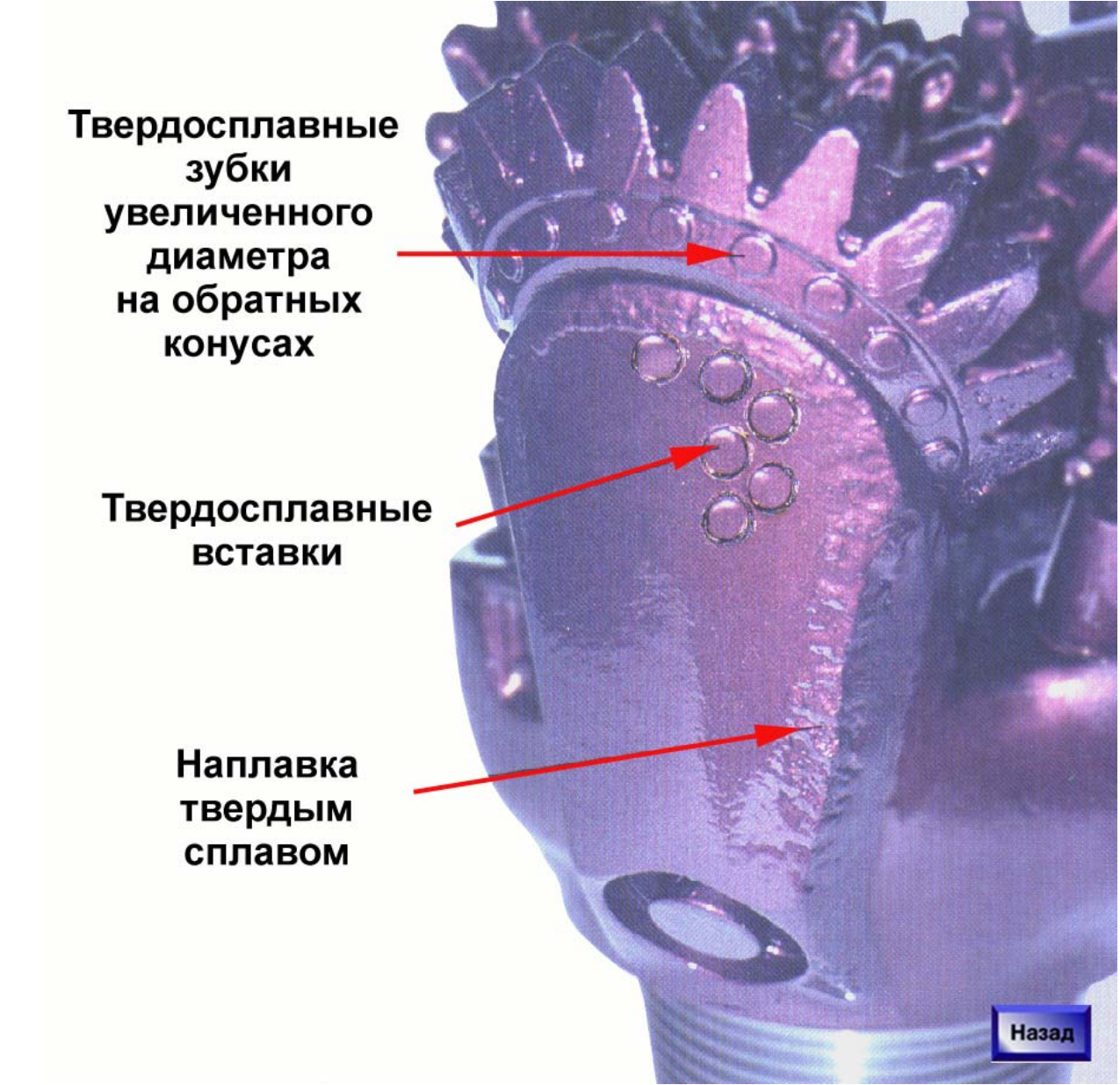


Применены - специальная разделка зубьев под наплавку, новый наплавочный материал на основе скатанных спеченых, спеченых дробленых, литых дробленых карбидов вольфрама разной грануляции

Назад



Долото 215,9С-ГВУ-Р190М
Код IADC 225S


Твердосплавные зубки увеличенного диаметра на обратных конусах
Твердосплавные вставки
Наплавка твердым сплавом
Назад

Назад



Вооружение шарошек представлено фрезерованными зубьями с оптимальными шагом и углом заострения, увеличенной высотой до 17 мм, обеспечивающими высокие прочностные и породоразрушающие свойства.

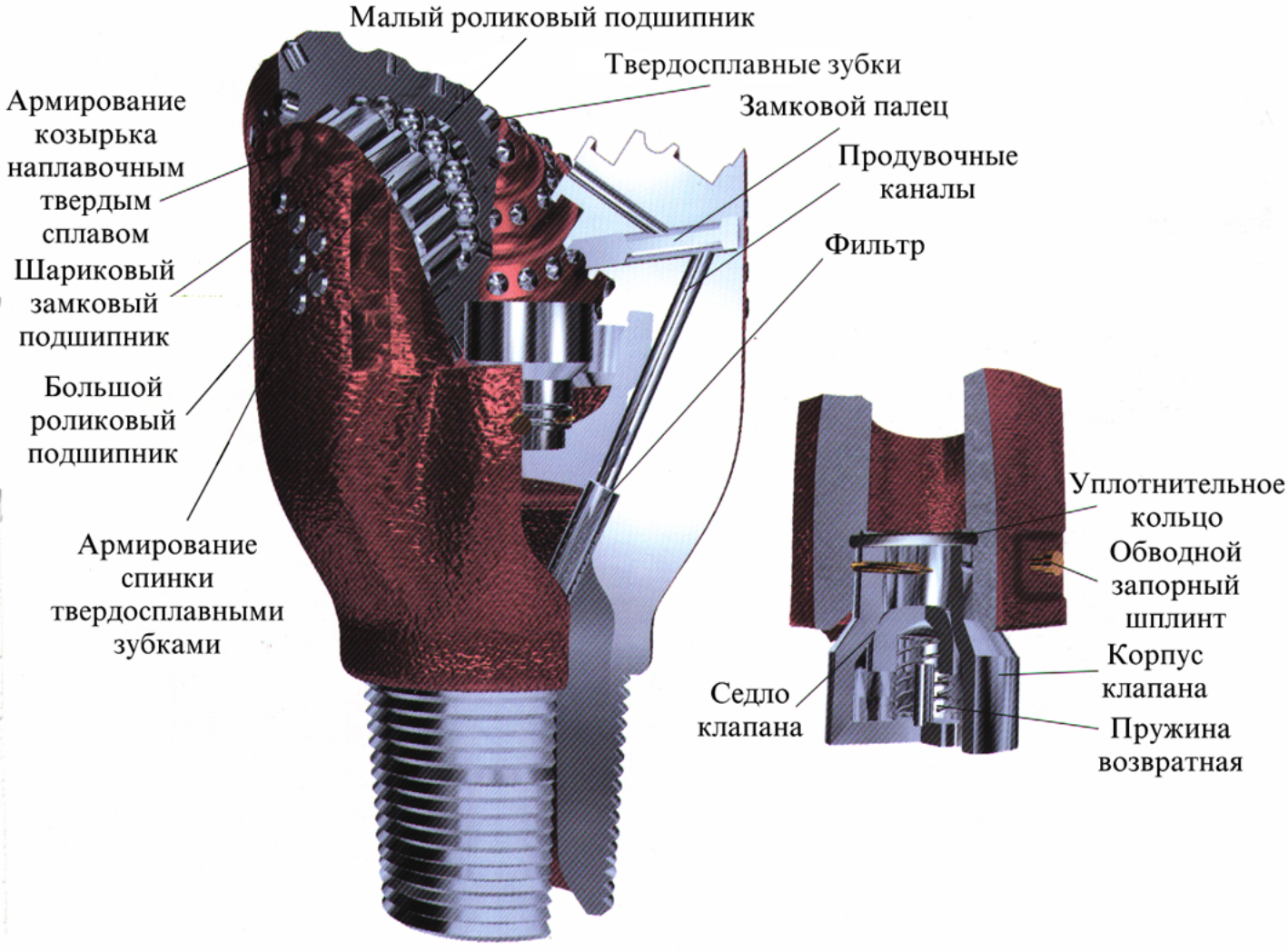


Рис. 1.15. Конструкция долота серии "В" производства АО "Волгабурмаш" для бурения с продувкой воздухом.



244,5Т-ПГВ-R119



244,5Т3-ПГН-R120



244,5К-ПГВ-R118
244,5К-ПГН-R121



244,5ОК-ПГВ-R115
244,5ОК-ПГН-R89М

Рис. 1.16. Долота серий "Н" и "В" производства АО "Волгабурмаш" для бурения с продувкой воздухом.

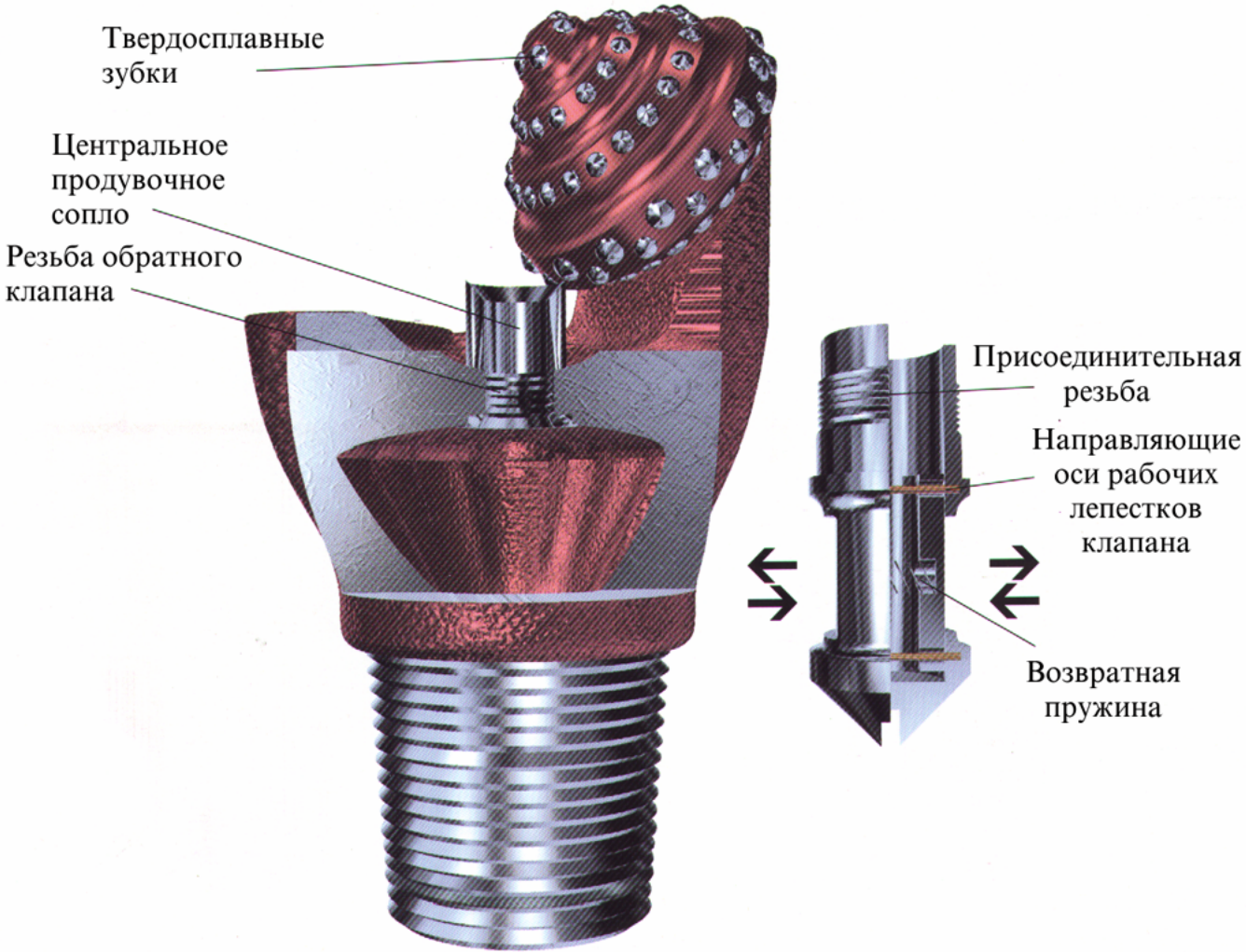


Рис. 1.17. Конструкция шарошечного долота для бурения продувкой забоя воздухом, производства АО "Волгабурмаш"

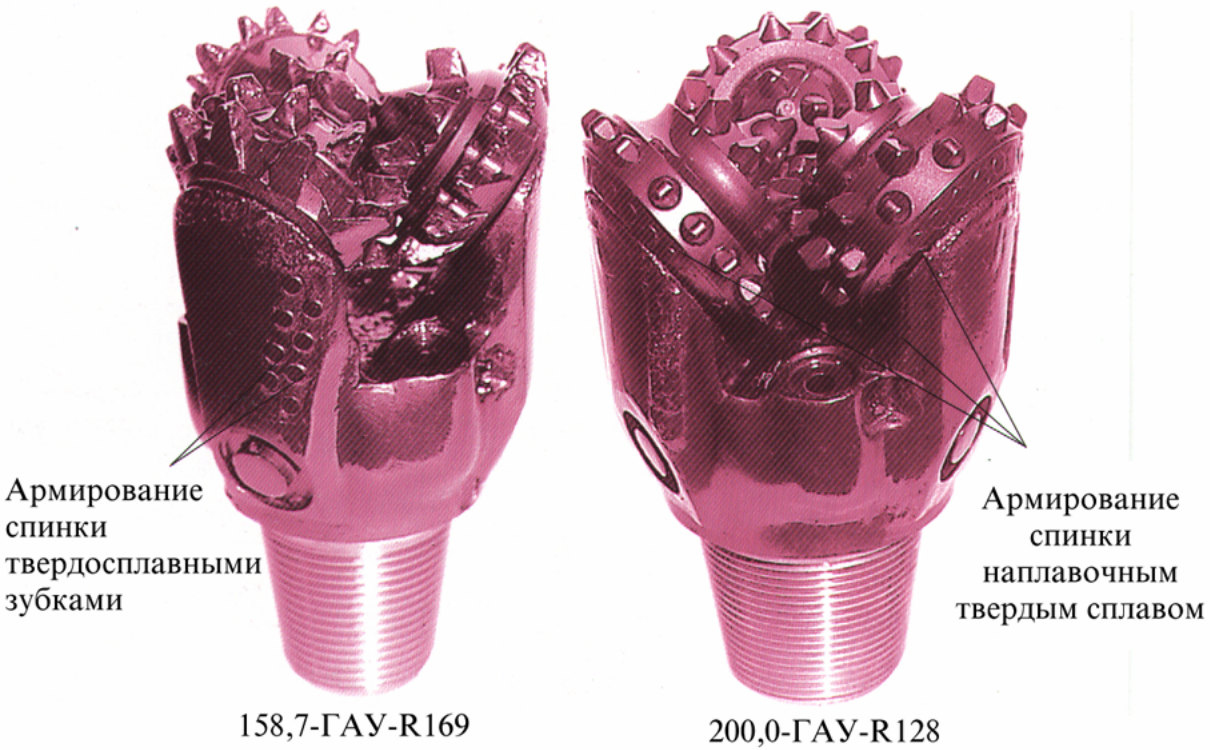


Рис. 1.18. Армирование спинок лап долот для условий бурения в высокоабразивных породах.

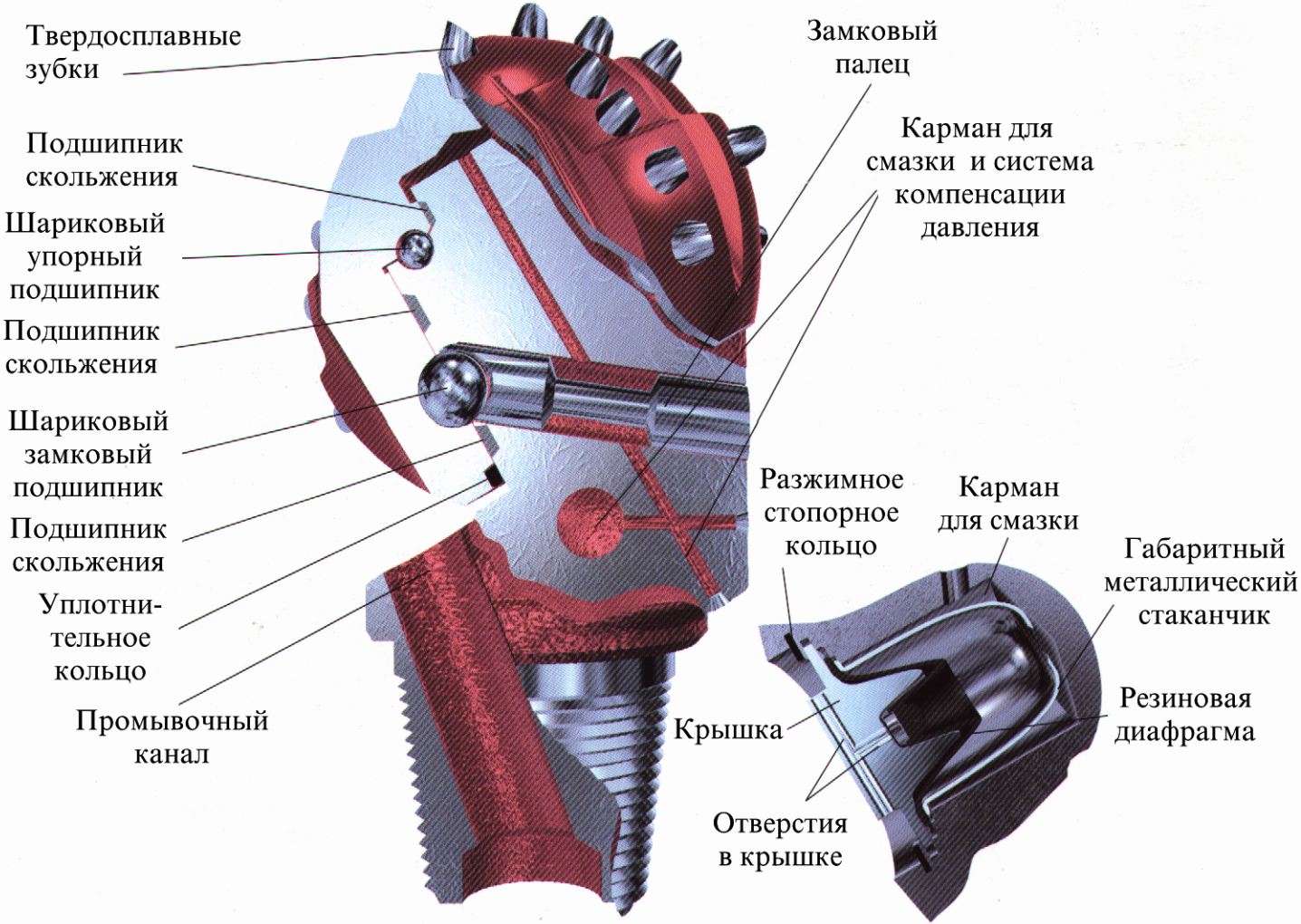


Рис. 1.19. Конструкция низкооборотного одношарошечного долота серии "АУ" производства АО "Волгабурмаш"



I 190,5СЗ-АУ

I 215,9СЗ-АУ

Рис. 1.20. Низкооборотные одношарошечные долота серии "АУ" производства АО"Волгабурмаш".

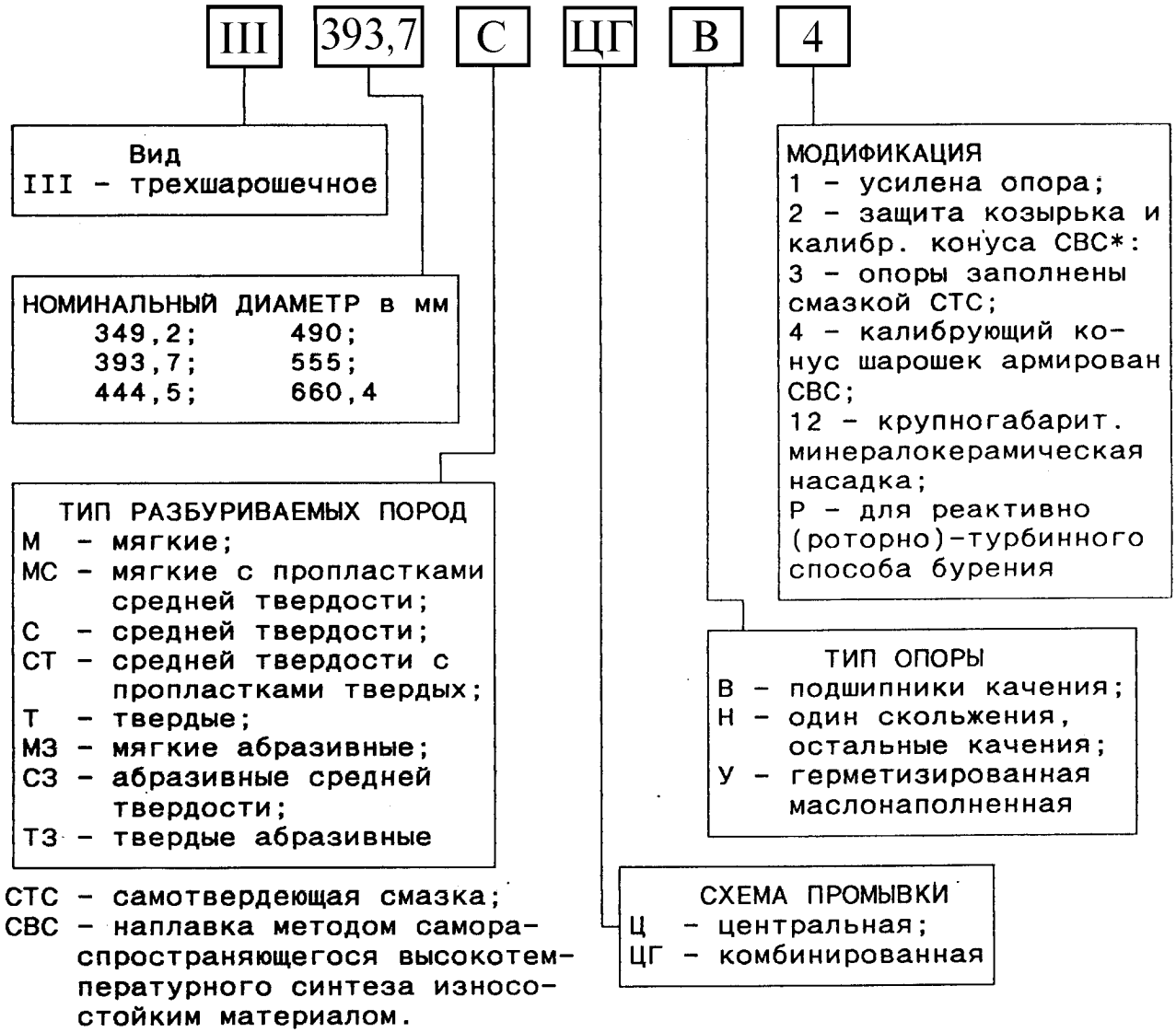


Рис. 1.21. Расшифровка обозначения долот, выпускаемых АО "Сарапульский машиностроительный завод".



Секционное долото
с центральной
промывкой



Корпусное долото с
боковой промывкой
приближенной к забою



Корпусное долото с
боковой гидромониторной
промывкой



Корпусное долото с
центральной промывкой

Рис. 1.22. Трехшарошечные долота производства
АО"Сарапульский машиностроительный завод"

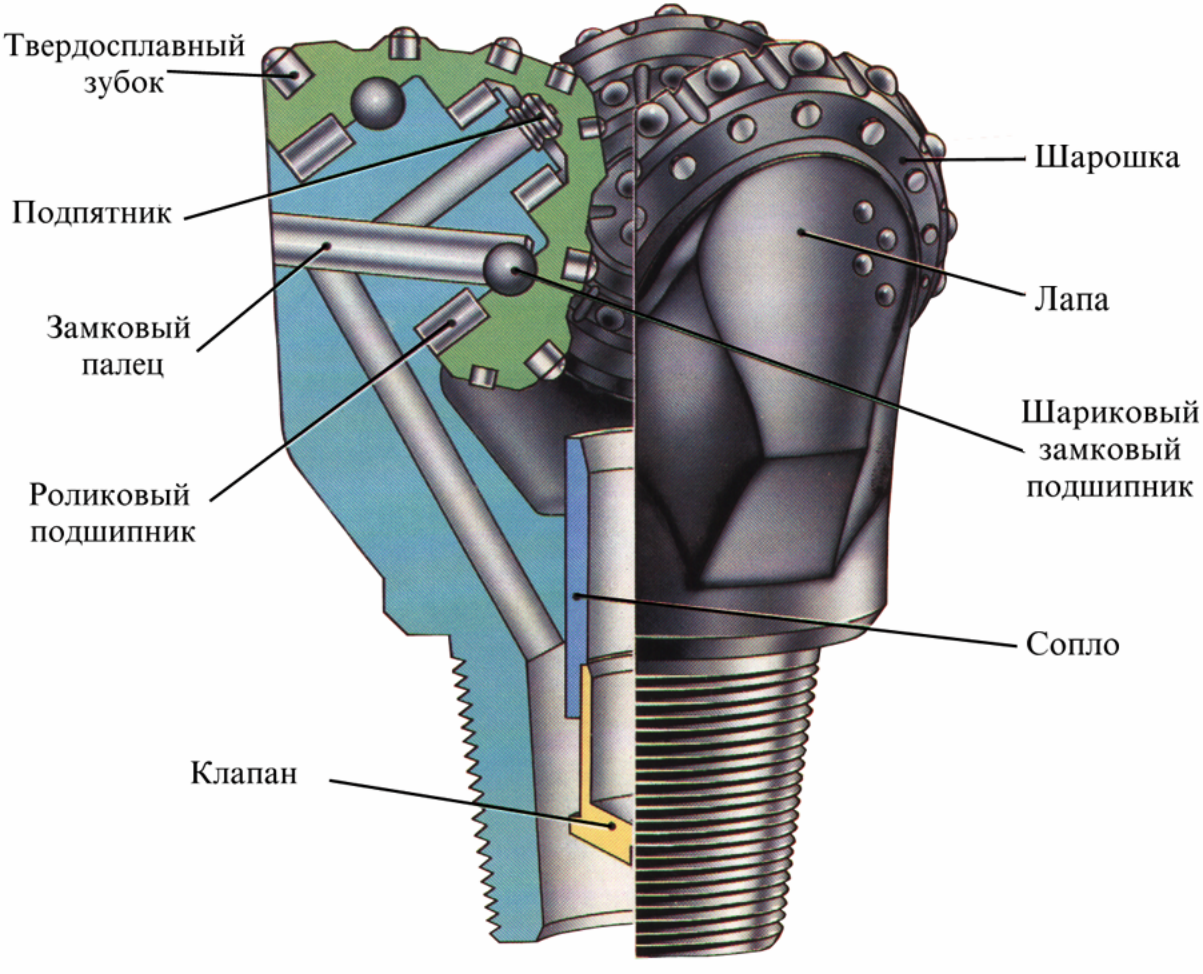


Рис. 1.23. Долото с открытой опорой, производства ОАО "Уралбурмаш" для бурения с продувкой воздухом.

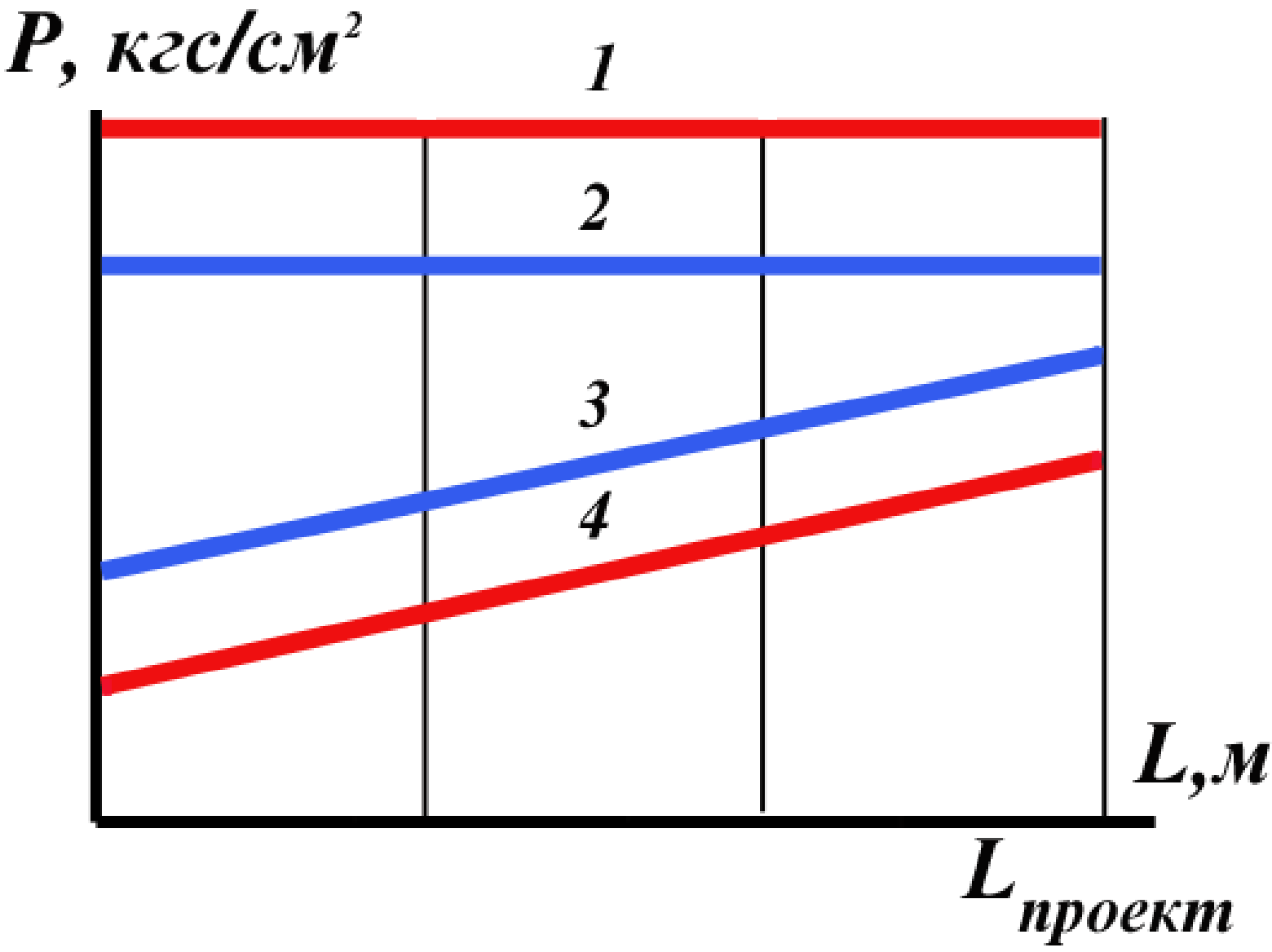


Рис. 1.24. Зависимость давления на насосах от глубины скважины при постоянном расходе. 1 и 2 линии максимального рабочего давления, соответственно, при расходах Q^{II} и Q^{I}, $Q^{II} < Q^{I}$; 3 и 4 линии фактического давления, соответственно, при расходах Q^{I} и Q^{II}, $Q^{II} < Q^{I}$.

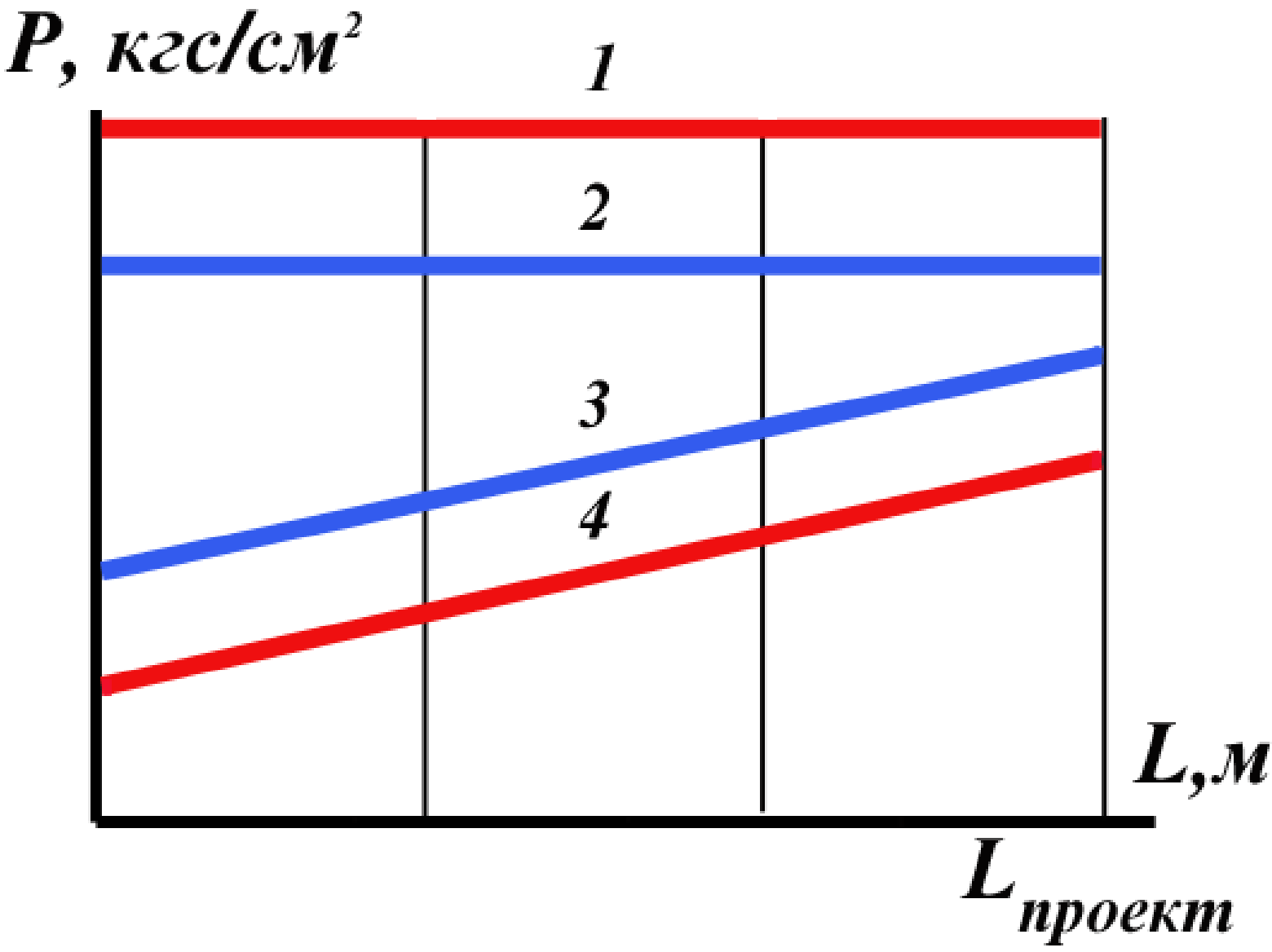


Рис. 1.24. Зависимость давления на насосах от глубины скважины при постоянном расходе. 1 и 2 линии максимального рабочего давления, соответственно, при расходах Q^{II} и Q^{I}, $Q^{II} < Q^{I}$; 3 и 4 линии фактического давления, соответственно, при расходах Q^{I} и Q^{II}, $Q^{II} < Q^{I}$.

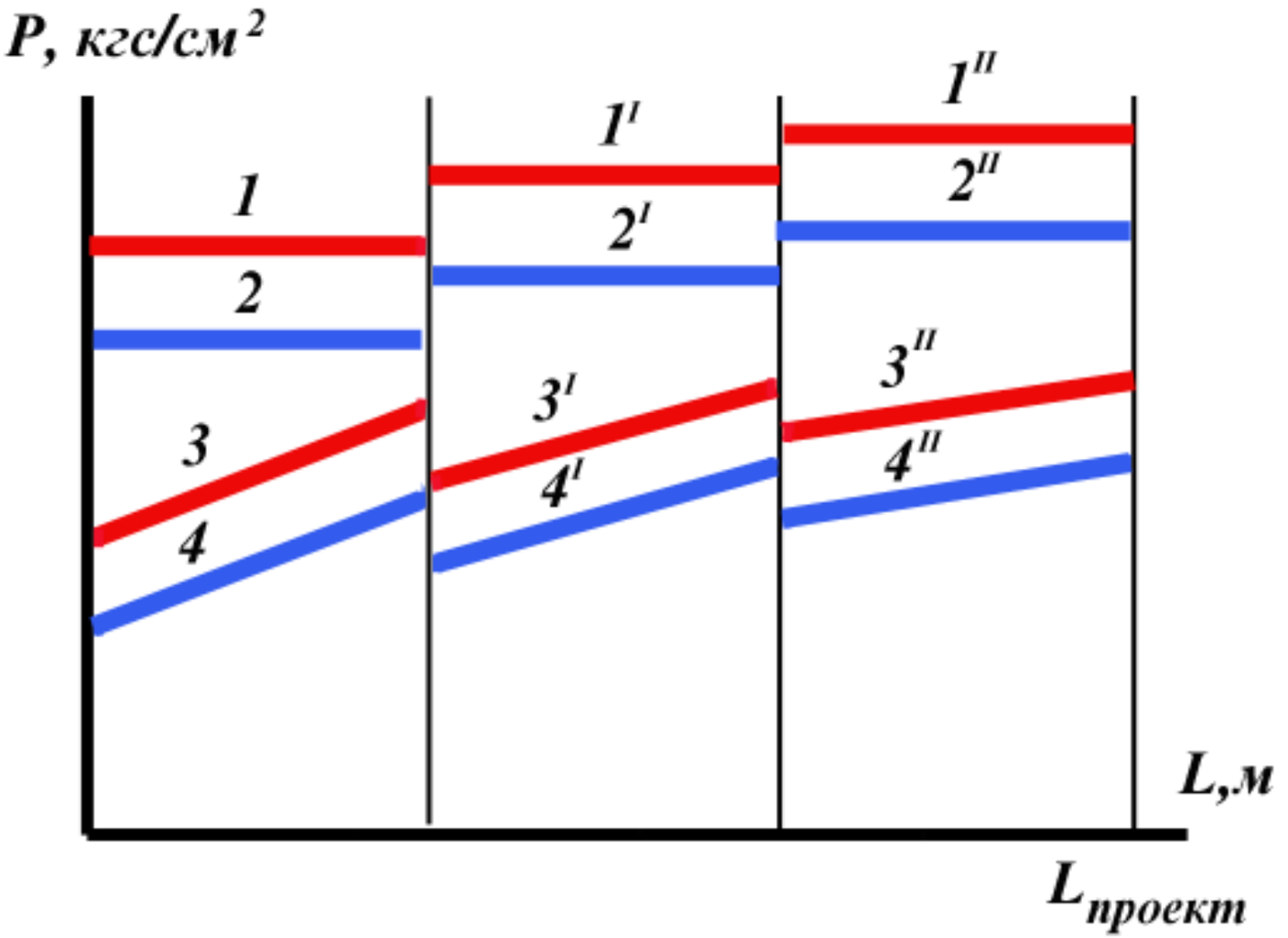


Рис. 1.25. Зависимость давления на буровых нассосах от глубины скважины при различных расходах. 1 - 1^{I} - 1^{II} и 2 - 2^{I} - 2^{II} линии максимального рабочего давления, соответственно, при расходах Q_1^{II} Q_2^{II} Q_3^{II} и Q_1^{I}, Q_2^{I}, Q_3^{I}; $Q_1^{I} > Q_1^{II}$, $Q_2^{I} > Q_2^{II}$, $Q_3^{I} > Q_3^{II}$; 3 - 3^{I} - 3^{II} и 4 - 4^{I} - 4^{II} линии фактического давления, соответственно, при расходах Q_1^{I}, Q_2^{I}, Q^{I} и Q_1^{II}, Q_2^{II}, Q_3^{II} $Q_1^{I} > Q_1^{II}$, $Q_2^{I} > Q_2^{II}$, $Q_3^{I} > Q_3^{II}$

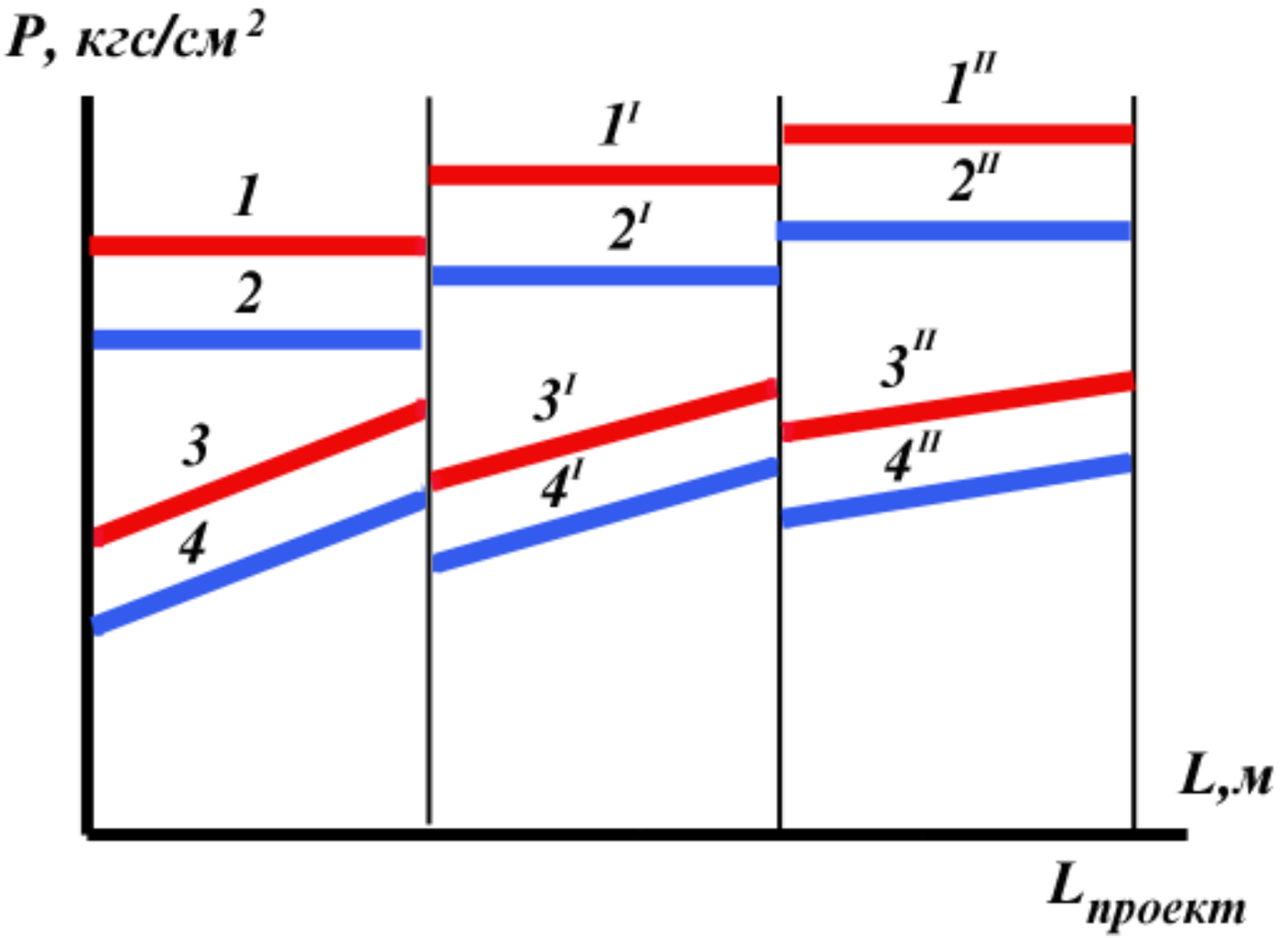


Рис. 1.25. Зависимость давления на буровых нассосах от глубины скважины при различных расходах. 1 - 1^{I} - 1^{II} и 2 - 2^{I} - 2^{II} линии максимального рабочего давления, соответственно, при расходах Q_1^{II} Q_2^{II} Q_3^{II} и Q_1^{I}, Q_2^{I}, Q_3^{I}; $Q_1^{I} > Q_1^{II}$, $Q_2^{I} > Q_2^{II}$, $Q_3^{I} > Q_3^{II}$; 3 - 3^{I} - 3^{II} и 4 - 4^{I} - 4^{II} линии фактического давления, соответственно, при расходах Q_1^{I}, Q_2^{I}, Q^{I} и Q_1^{II}, Q_2^{II}, Q_3^{II} $Q_1^{I} > Q_1^{II}$, $Q_2^{I} > Q_2^{II}$, $Q_3^{I} > Q_3^{II}$

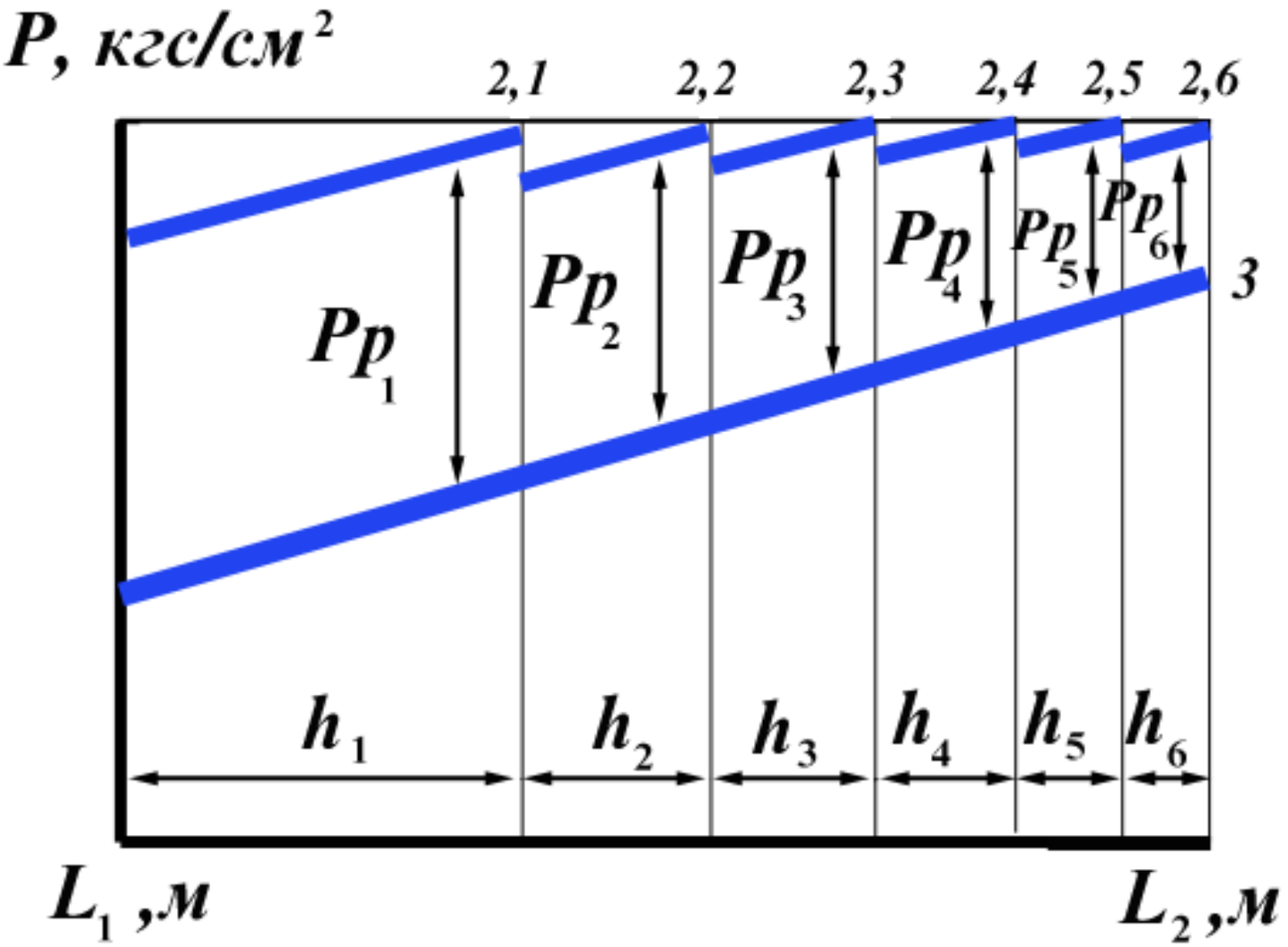


Рис. 1.26. Зависимость давления на буровых насосах от глубины скважины при повышенных перепадах давлений на гидромониторных долотах.
3 - линия фактического давления на насосах при расходе Q_1 и негидромониторных долотах;
2,1 - 2,6 линии фактического давления на насосах при расходе Q_2 и срабатывании в насадках гидромониторных долот, соответственно, перепадов давлений Pp_1 - Pp_6 ($Q_1 > Q_2$)

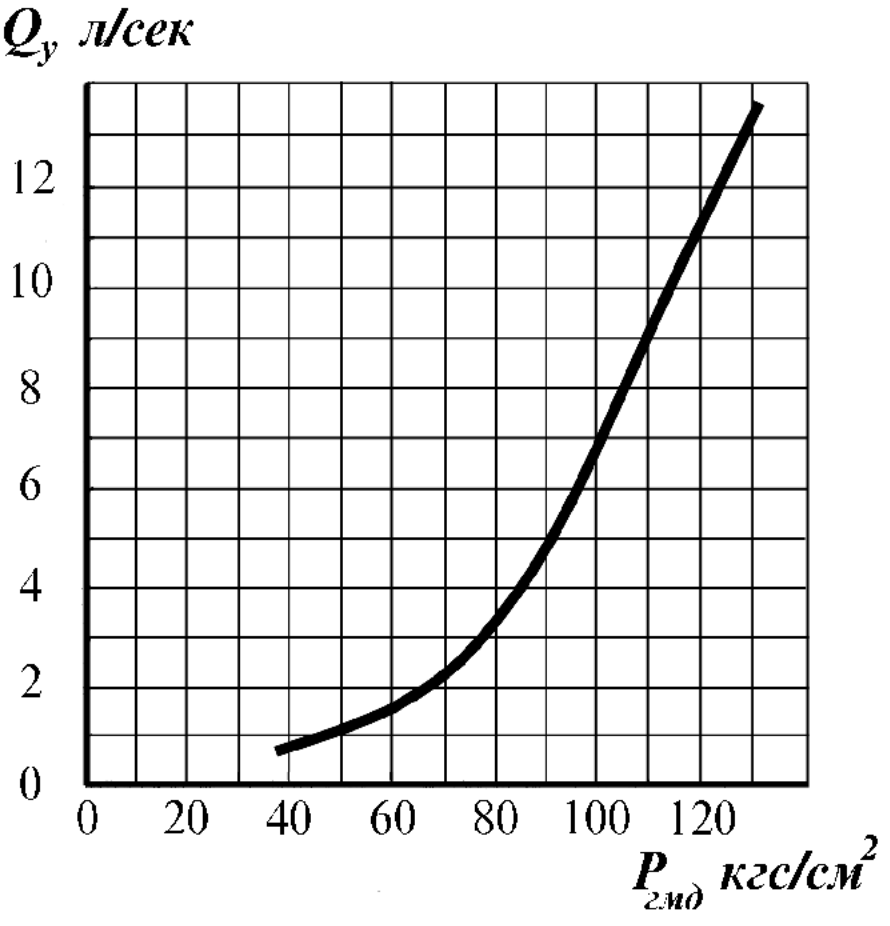


Рис. 1.27. Зависимость утечек через пяту-сальник турбобура габарита 195 мм от перепада давления на долоте при течении воды. (Комплект состоит из 25 подпятников)

Выпуск 2. Алмазные и твердосплавные долота.

2.1. Алмазное буровое долото типа ДАП, оснащенное алмазно-твердосплавными пластинами(АТП) и резцами(АТР).

2.2. Алмазное буровое долото типа ДЛС, оснащенное поликристаллическими синтетическими термостойкими алмазами (ПСТА).

2.3. Алмазные буровые долота типов ДВС, ДКС, ДЛС, ДРС, ДФС, оснащенные синтетическими алмазами СВС-П в виде цилиндров или их частей.

2.4. Алмазные буровые долота типов ДК, ДР, ДИ, оснащенные природными алмазами.

2.5. Алмазные буровые долота типов РСА и РСГА, оснащенные алмазно-твердосплавными пластинами.

2.6. Долота алмазные лопастные типов 4Л-РСА, 5Л-РСА, 6Л-РСА и 8Л-РСА, оснащенные алмазно-твердосплавными пластинами.

2.7. Долота алмазные, оснащенные синтетическими алмазами (PDC), типов У123 SF-45G, У123 SF-45H, У144,4 SF-45, У215,9 SF-5M.

2.8. Долота твердосплавные.

Выпуск 2. Алмазные и твердосплавные долота.

Отечественной промышленностью алмазные и твердосплавные буровые долота изготавливаются, в основном, по **ГОСТ 26474-85** пяти типов - **М**, **МС**, **С**, **СТ** и **Т**, где:

М - для бурения мягких пород;

МС - для бурения мягких пород с пропластками пород средней твердости;

С - для бурения пород средней твердости;

СТ - для бурения пород средней твердости с пропластками твердых;

Т - для бурения твердых пород.

В шифре алмазных буровых долот первая буква обозначения "**Д**" указывает на вид инструмента и его назначение для сплошного бурения скважин;

вторая, третья, четвертая буквы указывают на конструктивные особенности и способ армирования рабочей части инструмента:

Р - мелкие торовидные выступы на торцевой рабочей поверхности;

К - крупные торовидные выступы на торцевой рабочей поверхности;

Т - ступенчатая форма торцевой поверхности;

И - импрегнированный способ армирования;

АП - армирование алмазно-твердосплавными пластинами;

С - армирование алмазами в виде трехгранных призм в бурильных головках;

В - долото зарезное;

С - алмазы синтетические;

Ф - долото фрезерное;

- цифры обозначают номинальный диаметр долота (в мм);
- буквы после размера указывают назначение долота по типу разбуриваемых горных пород, а цифры после них - модификацию конструкции.

Отечественной промышленностью в последние годы освоен выпуск и других видов высококачественного бурового и специального инструмента режуще-скалывающего типа, оснащенного алмазным и твердосплавным вооружением, для бурения скважин в мягких и средних малообразивных горных породах, такие, например, как:

- долота алмазные лопастные типа **4Л-РСА**, **5Л-РСА**, **6Л-РСА** и **8Л-РСА** для сплошного бурения;
- долота алмазные типа **РСА** для сплошного бурения и типа РСГА для бурения участков стабилизации и горизонтальных участков;
- долота твердосплавные лопастные типа **4Л-РСТ**, **5Л-РСТ**, **6Л-РСТ** и **8Л-РСТ** для сплошного бурения, а также для разбуривания цементных мостов и песчаных пробок;
- долота твердосплавные типа **РСТ** для сплошного бурения, и типа **РСГТ** для бурения горизонтальных участков.

Алмазные долота для сплошного бурения для бурения с отбором керна имеют твердосплавную износостойкую матрицу и оснащены алмазными резцами различного типа.

Кроме того, для вертикального, направленного и горизонтального бурения **"DPI - СП "Удмуртские долота"** освоено также производство буровых долот различных типоразмеров, армированных синтетическими алмазами типа **РДС**.

Код обозначения этих долот – пяти -символьный:

Первый символ (буква в шифре) указывает на тип корпуса/резца.

Второй символ (буква) - конструктивный параметр.

Третий символ (цифра) - размер резца.

Четвертый символ (цифра) - категория разбуриваемых пород.

Пятый символ (буква/буквы) - второй (дополнительный) конструктивный параметр.

S-T45H...Стальное **PDC** долото с усиленными лопастями, 1/2" резцами, для средних пород и горизонтального применения.

S-T67....Стальное **PDC** долото с усиленными лопастями, 3/4" резцами, для тяжелых пород.

M-T67....Матричное **PDC** долото с усиленными лопастями,1/2" резцами, для очень тяжелых пород.

M-C45....Матричное **PDC** долото с улучшенной очисткой, 1/2" резцами, для средних пород.

N-M23....Матричное **PDC** долото с натуральными алмазами со средним коническим профилем, для легких пород.

Тип корпуса/резца

S...Стальной с **PDC** **T**...**TSP**

M...Матричный с **PDC** **P**...TSP и натуральные алмазы

N...Натуральные алмазы **I**...Импрегнированный

Конструктивный параметр

F...Сплошное долото с плоским **M**...Долото с натуральными алмазами и профилем **TSP** со средним конусным профилем

H...Сплошное долото с полусферическим профилем **R**...Долото с натуральными алмазами и **TSP** со сферическим профилем

C...Лопастное долото с улучшенной очисткой **L**...Долото с натуральными алмазами и **TSP** с длинным конусным профилем

T...Лопастное долото с усилением лопастей **S**...Долото со спиральными лопастями

Размер резца

No	Размер **PDC**	Тип и размер **TSP**
1.	1/8"	Малый треугольник
2.	1/4"	Средний треугольник
3.	3/8" (8мм)	Большой треугольник
4.	1/2" (13мм)	-
5.	5/8" (13мм)	-
6.	3/4" (19мм)	Цилиндрический
7.	7/8"	-
8.	1"	-

Категория рзбуриваемых пород

No	**PDC**	Натуральный алмаз**TSP**
1.	Сверхлегкие	- -

2.	-	-	-
3.	Легкие	Легкие	Легкие
4.	-	-	-
5.	Средние	Средние	Средние
6.	-	-	-
7.	Тяжелые	Тяжелые	Тяжелые
8.	-	-	-
9.	Очень тяжелые	Очень тяжелые	-

Второй конструктивный параметр

C...Керноотборное долото

H...Модифицировано для горизонтального применения

SC.. К стандартной конструкции добавлены резцы определенной формы

F...Продувка забоя воздухом

G...Короткая калибрующая поверхность

M...Модифицированное

Для разбуривания цементных пробок и металлических деталей низа обсадной колонны и "хвостовиков" диаметром 102 и 114 мм (обратных клапанов, "стоп"-колец, продавочных пробок), спускаемых в боковые горизонтальные стволы, этим же предприятием разработаны и освоены безшарошечные долота типа **PC** малого диаметра от 78 до 146 мм. Конструкция этого типа долота состоит из корпуса, изготовленного из стали марки 40Х и составляющего упрочнения и вооружения из твердосплавных пластин-резцов материала ВК-8. По принципу воздействия на цементный камень или породу эти долота производят преимущественно режущее и скоблящее действие без качения, ударов и вибраций, характерных для шарошечных долот.

Долота типа **PC** используются при роторном способе бурения или в сочетании с винтовыми объемными двигателями.

Применение алмазных и твердосплавных долот обеспечивает увеличение проходки в 10 - 15 раз и рейсовой скорости в 1,5-2,0 раза по сравнению с трехшарошечными долотами с открытой опорой в одинаковых горно-геологических условиях.

Принятые в таблицах настоящего раздела каталога сокращения: **МА** - малоабразивные породы; **ВА** - высокоабразивные породы; **СА** - среднеабразивные породы; **ДВС** - долото зарезное; **ДФС** - долото-фрез для вырезки окон в обсадной колонне

В **таблицах 2.1.** и **2.2.** приведена классификация долот по типу алмазного и твердосплавного вооружения, размерам и оптимальным областям применения.

В **таблицах 2.3.- 2.7.** помещены технические характеристики некоторых типоразмеров долот, в том числе лопастных.

По заявке заказчика могут быть спроектированы и изготовлены другие типоразмеры алмазных и твердосплавных буровых долот, не указанные в таб-лицах настоящего раздела.

2. 1. Алмазное буровое долото типа ДАП, оснащенное алмазно - твердосплавными пластинами АТП и резцами АТР.

Классификация по назначению в бурении горных пород алмазных буровых долот типа ДАП с алмазно-твердосплавными пластинами типа АТП и резцами типа АТР представлена в виде **таблицы 2.1.** технические характеристики этих долот приведены в **таблице 2.3.**

Общий вид долота типа **ДАП 214,3 М2** приведен на **рис. 2.1.**

2. 2. Алмазное буровое долото типа ДЛС, оснащенное поликристаллическими синтетическими термостойкими алмазами ПСТА.

Классификация по назначению в бурении горных пород алмазных буровых долот типа ДЛС с алмазами типа ПСТА представлена в виде **таблицы 2.1**, технические характеристики этих долот приведены в **таблице 2.3.** Общий вид долота **ДЛС 159,4 СТ1** приведен на **рис. 2.2.**

2. 3. Алмазные буровые долота типов ДВС, ДКС, ДЛС, ДРС, ДФС, оснащенные синтетическими алмазами СВС - П в виде цилиндров или их частей.

Классификация по назначению в бурении горных пород алмазных буровых долот, оснащенных синтетическими алмазами **СВС-П** в виде цилиндров или их частей, представлена в виде **таблицы 2.1.** , технические характеристики этих долот приведены в **таблице 2.3.**

Алмазные долота типа **ДФС** предназначены также для зарезки нового ствола, а типа **ДВС** - для фрезерования окон в обсадной колонне.

Общие виды долот **ДКСИ188,9С6** и **ДФС138,7СТ** приведены соответственно на **рис. 2.3.** и **2.4.**

2. 4. Алмазные буровые долота типов ДК, ДР, ДИ, оснащенные природными алмазами.

Классификация по назначению в бурении горных пород алмазных буровых долот, оснащенных природными алмазами, представлена в **таблице 2.1.** Технические характеристики этих долот приведены в **таблице 2.3.**

Общий вид долота **ДИ 188,9 Т3** приведен на **рис. 2.5.**

2. 5. Алмазные буровые долота типов РСА и РСГА, оснащенные алмазно – твердосплавными пластинами.

Долота алмазные типов **РСА** и **РСГА** , оснащенные алмазно-твердосплавными пластинами, типов **РСА** и **РСГА** предназначены для бурения сплошным забоем нефтяных и газовых скважин. Долота типа **РСГА** предназначены также для бурения горизонтальных участков.

Классификация по назначению в бурении горных пород алмазных буровых долот типа **РСА** и **РСГА** с алмазно-твердосплавными пластинами представлена в **таблице 2.1.**, технические характеристики этих долот приведены в **таблице 2.4.**

Общие виды долот типов **РСА** и **РСГА** приведены на **рис. 2.6.**

2. 6. Долота алмазные лопастные типов 4Л - РСА, 5Л - РСА, 6Л - РСА и 8Л - РСА, оснащенные алмазно - твердосплавными пластинами.

Долота алмазные лопастные типа **4Л-РСА**, **5Л-РСА**, **6Л-РСА** и **8Л-РСА** предназначены для бурения сплошным забоем нефтяных и газовых скважин.

Классификация по назначению в бурении горных пород алмазных буровых долот типа **4Л-РСА**, **5Л-РСА**, **6Л-РСА** и **8Л-РСА** с алмазно-твердосплавными пластинами представлена в **таблице 2.1.**, технические характеристики некоторых из этих долот приведены в **таблице 2.5.**

Общие виды долот типов **4Л-РСА** и **5Л-РСА** приведены на **рис. 2.7.**

2. 7. Долота алмазные, оснащенные синтетическими алмазами (PDC), типов У123 SF - 45G, У123 SF - 45H, У144,4 SF- 45, У215,9 SF- 5M.

Долото алмазное типа **У215,9 SF-5M** предназначено для бурения вертикального участка скважины.

Долота алмазные типов **У123 SF-45G** и **У144,4 SF-45** предназначены для бурения участка набора кривизны бокового горизонтального ствола скважины.

Долото алмазное типа **У123 SF-45H** предназначено для бурения горизонтального участка бокового горизонтального ствола скважины.

Классификация по назначению в бурении горных пород алмазных буровых долот типов **У123 SF-45G**, **У123 SF-45H**, **У144,4 SF-45** и **У215,9 SF-5M** с синтетическими алмазами **(PDC)** представлена в **таблице 2.1.**, технические характеристики этих долот приведены в **таблице 2.6.**

Общие виды долот типов **У215,9 SF-5M** и **У123 SF-45G** приведены на **рис. 2.8. а** и **б**.

2. 8. Долота твердосплавные.

Долота твердосплавные типа **РСТ**, **РСГТ** и твердосплавные лопастные типа **4Л-РСТ**, **6Л-РСТ**, **8Л-РСТ** предназначены для бурения сплошным забоем нефтяных и газовых скважин, а также для разбуривания цементных мостов и песчаных пробок. Долота типа **РСГТ** предназначены также для бурения горизонтальных участков и участков стабилизации.

Классификация по назначению в бурении горных пород буровых долот типа **РСТ**, **РСГТ**, **4Л-РСТ**, **6Л-РСТ** и **8Л-РСТ** с твердосплавными пластинами представлена в **таблице 2.2.,** технические характеристики некоторых из этих долот (типов **РСТ** и **4Л-РСТ**) приведены в **таблице 2.7.**

Общие виды долот типов **РСТ** и **4Л-РСТ** приведены на **рис. 2.9.**

2.9. Долота эксцентричные (бицентричные) алмазные.

Долота эксцентричные (бицентричные) алмазные, предназначены для бурения с одновременным расширением участка набора кривизны и горизонтального ствола скважины, в породах средней крепости. Основные характеристики долот приведены в **таблице 2.8**., общий вид на **рис. 2.10.**

2.10. Долото зарезное алмазное .

Долота зарезные алмазные имеют вооружение – зубки "Славутич", предназначены для зарезки нового ствола в необсаженной части ствола. Общий вид долота представлен на **рис 2.11.** основные размеры в **таблице 2.9.**

Таблица 2.1. Классификация по назначению алмазных буровых долот

Виды алмазных резцов	Шифр долота	Код долота по IADC	Твердость и абразивность породы						
			Мягкие		Средние		Твердые		
			МА	**СА**	**МА**	**СА**	**МА**	**СА**	**ВА**
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Алмазно-твердосплавные пластины (АТП)	ДАП104,8МС	М225							
	ДАП120,6МС	М226							
	ДАП159,4МС	М326							
	ДАП165,1МС	М326							
	ДАП188,9МС	М326							
	ДАП188,9М5	М324							
	ДАП214,3М1	М325							
	ДАП214,3М2	М355							
	ДАП214,3М5	М324							
	ДАП214,3МС2	М356							
	ДАП215,9М5	М355							
	ДАП215,9М7	М355							

Продолжение

Продолжение таблицы 2.1. Классификация по назначению алмазных буровых долот

Виды алмазных резцов	Шифр долота	Код долота по IADC	Твердость и абразивность породы						
			Мягкие		Средние		Твердые		
			МА	**СА**	**МА**	**СА**	**МА**	**СА**	**ВА**
Синтетические алмазы в форме трехгранных призм(ПСТА)	ДЛС120,6СТ	Т259							
	ДЛС159,4СТ1	Т3R8							
	ДЛС165,1СТ	Т3R8							
	ДЛС214,3СТ3	Т5R8							
	ДЛС295,3СТ	Т6R8							
Синтетические алмазы СВС-П в виде цилиндров или их частей	ДКС101,6СТ	Т228							
	ДФС118СТ	Т9Х9							
	ДРС120,6СТ2	Т226							
	ДРС138,1СТ4	Т5R9							
	ДФС139,7СТ	Т9Х9							
	ДЛС149,4С9	Т358							

Продолжение

Продолжение таблицы 2.1. Классификация по назначению алмазных буровых долот

Виды алмазных резцов	Шифр долота	Код долота по IADC	Твердость и абразивность породы						
			Мягкие		Средние		Твердые		
			МА	**СА**	**МА**	**СА**	**МА**	**СА**	**ВА**
Синтетические алмазы СВС-П в виде цилинд-ров или их частей	ДРС149,4СТ4	T5R9							
	ДРС159,4СТ4	T5R9							
	ДВС188,9С2	T7R9							
	ДКСИ188,9С6	T5X0							
	ДВС214,3С2	T7R9							
	ДКСИ214,3С6	T4X0							
	ДЛС214,3С2	T5R8							
	ДЛС214,3С9	T359							
	ДКС267,5С6	T4X9							
	ДКС292,9С6	T4X9							
	ДЛС295,3С8	T5R8							

Продолжение

Продолжение таблицы 2.1. Классификация по назначению алмазных буровых долот

Виды алмазных резцов	Шифр долота	Код долота по IADC	Твердость и абразивность породы						
			Мягкие		Средние		Твердые		
			МА	**СА**	**МА**	**СА**	**МА**	**СА**	**ВА**
Природные алмазы	ДК104,8СТ	D5X8							
	ДК149,4С6	D4X9							
	ДР163,5Т3	D5R6							
	ДК188,9С6	D5X6							
	ДР188,9Т3	D4R9							
	ДИ188,9С6	D5X0							
	ДК214,3С6	D4X6							
	ДР214,3Т3	D5X9							
	ДИ214,3С6	D4X0							
Алмазно-твердо-сплавные пластины (АТП)	РСА-73(75)								
	РСА-93(95)								
	РСА-98								
	РСА-112								

Продолжение

Продолжение таблицы 2.1. Классификация по назначению алмазных буровых долот

Виды алмазных резцов	Шифр долота	Код долота по IADC	Твердость и абразивность породы						
			Мягкие		Средние		Твердые		
			МА	**СА**	**МА**	**СА**	**МА**	**СА**	**ВА**
Алмазно-твердо-сплавные пластины (АТП)	PCA-114								
	PCA-118								
	PCA-120,6								
	PCA-132								
	PCA-139,7								
	PCA-144								
	PCA-146								
	PCA-151								
	PCA-159								
	PCA-161								
	PCA-165,1								
	PCA-188,7								
	PCA-214,3								

Продолжение

Продолжение таблицы 2.1. Классификация по назначению алмазных буровых долот

Виды алмазных резцов	Шифр долота	Код долота по IADC	Твердость и абразивность породы						
			Мягкие		Средние		Твердые		
			МА	**СА**	**МА**	**СА**	**МА**	**СА**	**ВА**
Алмазно-твердо-сплавные пластины (АТП)	РСГА-120								
	РСГА-124								
	РСГА-144								
	РСГА-214,3								
	112 РСА								
	114 РСА								
	118 РСА								
	120,6РСА								
	122 РСА								
	124 РСА								
	126 РСА								
	188,7РСА								
	214,3РСА								

Продолжение

Продолжение таблицы 2.1. Классификация по назначению алмазных буровых долот

Виды Алмазных резцов	Шифр долота	Код долота по IADC	Твердость и абразивность породы						
			Мягкие		Средние		Твердые		
			МА	**СА**	**МА**	**СА**	**МА**	**СА**	**ВА**
Алмазно-твердо-сплавные пластины (АТП)	214,3РСА								
	6Л-132РСА								
	6Л-214,3РСА								
	8Д-192,7РСА								
Синтетические алмазы (PDC)	Y123 SF-45G								
	Y123SF-45								
	Y144,4SF-45								
	Y215,9SF-5M								

Таблица 2.1. Классификация по назначению алмазных буровых долот

Виды алмазных резцов	Шифр долота	Код долота по IADC	Твердость и абразивность породы						
			Мягкие		Средние		Твердые		
			МА	**СА**	**МА**	**СА**	**МА**	**СА**	**ВА**
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Алмазно-твердосплавные пластины (АТП)	ДАП104,8МС	М225							
	ДАП120,6МС	М226							
	ДАП159,4МС	М326							
	ДАП165,1МС	М326							
	ДАП188,9МС	М326							
	ДАП188,9М5	М324							
	ДАП214,3М1	М325							
	ДАП214,3М2	М355							
	ДАП214,3М5	М324							
	ДАП214,3МС2	М356							
	ДАП215,9М5	М355							
	ДАП215,9М7	М355							

Продолжение

Продолжение таблицы 2.1. Классификация по назначению алмазных буровых долот

Виды алмазных резцов	Шифр долота	Код долота по IADC	Твердость и абразивность породы						
			Мягкие		Средние		Твердые		
			МА	**СА**	**МА**	**СА**	**МА**	**СА**	**ВА**
Синтетические алмазы в форме трехгранных призм(ПСТА)	ДЛС120,6СТ	Т259							
	ДЛС159,4СТ1	Т3R8							
	ДЛС165,1СТ	Т3R8							
	ДЛС214,3СТ3	Т5R8							
	ДЛС295,3СТ	Т6R8							
Синтетические алмазы СВС-П в виде цилиндров или их частей	ДКС101,6СТ	Т228							
	ДФС118СТ	Т9Х9							
	ДРС120,6СТ2	Т226							
	ДРС138,1СТ4	Т5R9							
	ДФС139,7СТ	Т9Х9							
	ДЛС149,4С9	Т358							

Продолжение

Продолжение таблицы 2.1. Классификация по назначению алмазных буровых долот

Виды алмазных резцов	Шифр долота	Код долота по IADC	Твердость и абразивность породы						
			Мягкие		Средние		Твердые		
			МА	**СА**	**МА**	**СА**	**МА**	**СА**	**ВА**
Синтетические алмазы СВС-П в виде цилинд-ров или их частей	ДРС149,4СТ4	T5R9							
	ДРС159,4СТ4	T5R9							
	ДВС188,9С2	T7R9							
	ДКСИ188,9С6	T5X0							
	ДВС214,3С2	T7R9							
	ДКСИ214,3С6	T4X0							
	ДЛС214,3С2	T5R8							
	ДЛС214,3С9	T359							
	ДКС267,5С6	T4X9							
	ДКС292,9С6	T4X9							
	ДЛС295,3С8	T5R8							

Продолжение

Продолжение таблицы 2.1. Классификация по назначению алмазных буровых долот

Виды алмазных резцов	Шифр долота	Код долота по IADC	Твердость и абразивность породы						
			Мягкие		Средние		Твердые		
			МА	**СА**	**МА**	**СА**	**МА**	**СА**	**ВА**
Природные алмазы	ДК104,8СТ	D5X8							
	ДК149,4С6	D4X9							
	ДР163,5Т3	D5R6							
	ДК188,9С6	D5X6							
	ДР188,9Т3	D4R9							
	ДИ188,9С6	D5X0							
	ДК214,3С6	D4X6							
	ДР214,3Т3	D5X9							
	ДИ214,3С6	D4X0							
Алмазно-твердо-сплавные пластины (АТП)	РСА-73(75)								
	РСА-93(95)								
	РСА-98								
	РСА-112								

Продолжение

Продолжение таблицы 2.1. Классификация по назначению алмазных буровых долот

Виды алмазных резцов	Шифр долота	Код долота по IADC	Твердость и абразивность породы						
			Мягкие		Средние		Твердые		
			МА	**СА**	**МА**	**СА**	**МА**	**СА**	**ВА**
Алмазно-твердо-сплавные пластины (АТП)	PCA-114								
	PCA-118								
	PCA-120,6								
	PCA-132								
	PCA-139,7								
	PCA-144								
	PCA-146								
	PCA-151								
	PCA-159								
	PCA-161								
	PCA-165,1								
	PCA-188,7								
	PCA-214,3								

Продолжение

Продолжение таблицы 2.1. Классификация по назначению алмазных буровых долот

Виды алмазных резцов	Шифр долота	Код долота по IADC	Твердость и абразивность породы						
			Мягкие		Средние		Твердые		
			МА	**СА**	**МА**	**СА**	**МА**	**СА**	**ВА**
Алмазно-твердо-сплавные пластины (АТП)	РСГА-120								
	РСГА-124								
	РСГА-144								
	РСГА-214,3								
	112 РСА								
	114 РСА								
	118 РСА								
	120,6РСА								
	122 РСА								
	124 РСА								
	126 РСА								
	188,7РСА								
	214,3РСА								

Продолжение

Продолжение таблицы 2.1. Классификация по назначению алмазных буровых долот

Виды Алмазных резцов	Шифр долота	Код долота по IADC	Твердость и абразивность породы						
			Мягкие		Средние		Твердые		
			МА	**СА**	**МА**	**СА**	**МА**	**СА**	**ВА**
Алмазно-твердо-сплавные пластины (АТП)	214,3РСА								
	6Л-132РСА								
	6Л-214,3РСА								
	8Д-192,7РСА								
Синтетические алмазы (PDC)	Y123 SF-45G								
	Y123SF-45								
	Y144,4SF-45								
	Y215,9SF-5M								

Таблица 2.2. Классификация по назначению буровых долот типов РСТ, 4Л-РСТ, 5Л-РСТ, 6Л-РСТ, 8Л-РСТ и РСГТ, оснащенных твердосплавными пластинами.

Виды резцов	Тип долота	Твердость и абразивность породы						
		Мягкие		Средние		Твердые		
		МА	**СА**	**МА**	**СА**	**МА**	**СА**	**ВА**
Твердосплавные пластины (ТП)	РСТ-73							
	РСТ-98							
	РСТ-112							
	РСТ-114							
	РСТ-118							
	РСТ-120,6							
	РСТ-122							
	РСТ-124							
	РСТ-126							

Продолжение

Продолжение таблицы 2.2. Классификация по назначению буровых долот типов РСТ, 4Л-РСТ, 5Л-РСТ, 6Л-РСТ, 8Л-РСТ и РСГТ, оснащенных твердосплавными пластинами.

Виды резцов	Тип долота	Твердость и абразивность породы						
		Мягкие		Средние		Твердые		
		МА	**СА**	**МА**	**СА**	**МА**	**СА**	**ВА**
Твердосплавные пластины (ТП)	РСТ-132							
	РСТ-139,7							
	РСТ-146							
	РСТ-151							
	РСТ-159							
	РСТ-161							
	РСТ-165,1							
	РСТ-188,7							
	РСТ-214,3							
	4Л-112 РСТ							

Продолжение

Продолжение таблицы 2.2. Классификация по назначению буровых долот типов РСТ, 4Л-РСТ, 5Л-РСТ, 6Л-РСТ, 8Л-РСТ и РСГТ, оснащенных твердосплавными пластинами.

Виды резцов	Тип долота	Твердость и абразивность породы						
		Мягкие		Средние		Твердые		
		МА	**СА**	**МА**	**СА**	**МА**	**СА**	**ВА**
Твердосплавные пластины (ТП)	4Л-114 РСТ							
	4Л-118 РСТ							
	4Л-120,6РСТ							
	4Л-122 РСТ							
	4Л-124 РСТ							
	4Л-126 РСТ							
	4Л-188,7РСТ							
	4Л-214,3РСТ							
	5Л-214,3РСТ							
	6Л-132 РСТ							
	6Л-144 РСТ							
	6Л-214,3РСТ							
	6Л-267 РСТ							
	8Л-292,7РСТ							
	РСГТ120							
	РСГТ124							
	РСГТ144							

Таблица 2.3. Технические характеристики алмазных долот

Шифр долота	Наименование показателя					
	Диаметр, мм (площадь сечения отверстий, $см^2$)		Количество, шт.		Присоедини-тельная резьба (ниппель) по ГОСТ28487-90	Масса кг
	Долота	Промывочных отверстий	Секторов (лопастей)	Промывочных отверстий		
С алмазно - твердосплавными пластинами (АТП) и резцами (АТР)						
ДАП104,8МС	104,8	13	6	3	3-66	12
ДАП120,6МС	120,6	14	6	3	3-76	16,5
ДАП159,4МС	159,4	18	6	3	3-88	32
ДАП165,1МС	165,1	18	6	3	3-88	35
ДАП188,9М5	188,9	20	3	3	3-117	65
ДАП188,9МС	188,9	16	9	3	3-117	78
ДАП214,3М1	214,3	18	3	3	3-117	70
ДАП214,3М2	214,3	18	6	3	3-117	75
ДАП214,3МС2	214,3	18	12	3	3-117	85
ДАП214,3М5	214,3	25	3	3	3-117	70
ДАП215,9МС7	215,9	20	8	3	3-117	80
ДАП295,3МГ	295,3	11,6	6	6	3-152	145
ДАП295,3М1	295,3	25	9	3	3-152	158

Продолжение

Продолжение таблицы 2.3. Технические характеристики алмазных долот

Шифр долота	Наименование показателя					
	Диаметр, мм (площадь сечения отверстий, $см^2$)		Количество, шт.		Присоедини-тельная резьба (ниппель) по ГОСТ28487-90	Масса кг
	Долота	Промывочных отверстий	Секторов (лопастей)	Промывочных отверстий		
ДАП295,3М2	295,3	25	9	3	3-152	158
С поликристаллическими синтетическими термостойкими алмазами (ПСТА)						
ДЛС120,6СТ	120,6	14	6	3	3-76	15,5
ДЛС159,4СТ1	159,4	18	9	3	3-88	30
ДЛС165,1СТ	165,1	18	9	6	3-88	34
ДЛС214,3СТ3	214,3	25	9	3	3-117	70
ДЛС295,3СТ	295,3	30	9	3	3-152	150
С синтетическими алмазами (СВСП)						
ДКС101,6С	101,6	12	3/6	3	3-66	11
ДРС120,6СТ2	120,6	14	3/18	3	3-76	18
ДРС138,1СТ4	138,1	16	6/12	3	3-88	21
ДРС149,4СТ4	149,4	18	6/12	3	3-88	26
ДЛС149,4С9	149,4	18	8	3	3-88	24

Продолжение

Продолжение таблицы 2.3. Технические характеристики алмазных долот

Шифр долота	Наименование показателя					
	Диаметр, мм (площадь сечения отверстий, $см^2$)		Количество, шт.		Присоедини-тельная резьба (ниппель) по ГОСТ28487-90	Масса, кг
	Долота	Промывочных отверстий	Секторов (лопастей)	Промывочных отверстий		
ДРС159,4СТ4	159,4	19	6/12	3	3-88	28
ДКСИ188,9С6	188,9	22	3/6	3	3-117	46
ДКСИ214,3СБ	214,3	25	3/6	3	3-117	57
ДЛС214,3С2	214,3	25	3/24	3	3-117	61
ДЛС214,3С9	214,3	18	12	3	3-117	72
ДКС267,5С6	267.5	30	3/6	3	3-152	101
ДФС118СТ	118,0	(3,1)	12/24	6	3-76	14
ДФС139,7СТ	139,7	(4,3)	12/24	6	3-88	17
ДВС188,9С2	188,9	(11,4)	9	3	3-117	43
ДВС214,3С2	214,3	(14,7)	3/9	3	3-117	53
С природными алмазами						
ДК104,8СТ	104,8	12	3/6	3	3-66	11
ДК149,4С6	149,4	14	3/10	3	3-76	18
ДР163,5Т3	163,5	16	6/12	3	3-88	21
ДК188,9С6	188,9	18	6/12	3	3-88	26
ДР188,9Т3	188,9	18	8	3	3-88	24
ДИ188,9С6	188,9	19	6/12	3	3-88	28
ДК214,3С6	214,3	22	3/6	3	3-117	46
ДР214,3Т3	214,3	25	3/6	3	3-117	57
ДИ214,3С6	214,3	25	3/24	3	3-117	61

Разработчик и поставщик: ОАО НПО "Буровая техника"- ВНИИБТ,
113114, Россия, г.Москва, ул.Летниковская, 9, факс.(095) 9596711, тел.(095) 236-01-70,
телетайп 112168 ДОЛОТО. e-Mail:vniibt@dataforce.net

Таблица 2.4. Технические параметры лопастных алмазных долот типов РСА и РСГА

Наименование показателя	Тип долота				
	РСА			**РСГА**	
Диапазон диаметров, мм	73 - 114	188,7	214,3	120,0	214,3
Кол-во алмазных ластин, шт	5 - 10	27	32	14	31
Диаметр алмазных пластин, мм	13,51	3,5	13,5	13,5	13,5
Кол-во промывочных отверстий, шт	1	3	3	1	4
Высота долота, мм	105	210	250	145	290
Присоединительная резьба (муфта)	3-50	3-117	3-117	3-76	3-117
Частота вращения долота, об/мин	60 - 120	70 - 750	70 - 750	70 - 750	70 - 750
Расход промывочной жидкости, л/сек	6 - 12	28 - 36	30 - 42	6 - 12	30 - 42
Нагрузка на долото, кН	30 - 50	50 - 100	50 - 100	20 - 750	20 - 50

Изготовитель: НПП "Азимут", 450062, Башкортостан, г.Уфа, ул. Космонавтов, 1, корп.4, 126117 PTB SU ASIMUT, факс.(3472) 431152, тел.(3472) 435509 e-Mail:NPPAzimut@ufacom.ru

Таблица 2.5. Технические параметры лопастных алмазных долот типов 4Л-РСА и 5Л-РСА

Наименование показателя	Шифр долота				
	4Л-120,6РСА	**4Л-188,7РСА**	**4Л-214,3РСА**	**5Л-188,7РСА**	**5Л-214,3РСА**
Номинальный диаметр, мм	120,6	188,7	214,3	188,7	214,3
Кол-во лопастей, шт	4	4	4	5	5
Кол-во алмазных пластин, шт	10	16	20	21	25
Диаметр алмазных пластин, мм	13,5	13,5	13,5	13,5	13,5
Кол-во промывочных отверстий, шт	4	4	4	6	6
Высота долота, мм	110	220	220	220	220
Присоединительная резьба (муфта)	З-50	З-117	З-117	З-117	З-117
Частота вращения долота, об/мин	70 - 750	70 - 750	70 - 750	70 - 750	70 - 750
Расход промывочной жидкости, л/сек	10 - 15	28 - 36	30 - 42	28 - 36	30 - 42
Нагрузка на долото, кН	20 - 50	50 - 100	50 - 100	50 - 100	50 - 100

Изготовитель: НПП "Азимут", 450062, Башкортостан, г.Уфа, ул. Космонавтов, 1, корп.4,
126117 РТВ SU ASIMUT, факс.(3472) 431152, тел.(3472) 435509 e-Mail:NPPAzimut@ufacom.ru

Таблица 2.6. Технические параметры алмазных долот типов У123 SF-45G, У123 SF-45H, У144,4 SF-45 и У215,9 SF-5M с синтетическими алмазами (PDC)

Наименование показателя	Шифр долота			
	У123 SF-45G	**У123 SF-45H**	**У144,4SF-45**	**У215,9SF-5M**
Номинальный диаметр, мм	123,0	123,0	144,4	215,9
Кол-во алмазных резцов, шт	51	51	32	40
Диаметр алмазных резцов, мм	13,5	13,5	13,5	19,0
Кол-во промывочных отверстий, шт	2	2	3	3
Высота долота, мм	195	270	305	300
Присоединительная резьба(муфта)	З-76	З-76	З-88	З-117
Частота вращения долота, об/мин	60 - 140	60 - 140	60 - 140	60 - 200
Расход промывочной жидкости, л/сек	8 - 15	8 - 20	10 - 20	18 - 29
Давление промывочной жидкости, МПа	60 - 140	60 - 140	60 - 140	60 - 120
Нагрузка на долото, кН	9 - 80	9 - 80	9 - 90	18 - 136
Изготовитель: СПО ЗАО "Удмуртские долота" 426057, Удмуртия, г,Ижевск, ул.Красноармейская, 182, факс.(3412) 514022, тел.(3412) 788417 e-Mail:msharnin@udol.udm.ru				

Таблица 2.2. Классификация по назначению буровых долот типов РСТ, 4Л-РСТ, 5Л-РСТ, 6Л-РСТ, 8Л-РСТ и РСГТ, оснащенных твердосплавными пластинами.

Виды резцов	Тип долота	Твердость и абразивность породы						
		Мягкие		Средние		Твердые		
		МА	**СА**	**МА**	**СА**	**МА**	**СА**	**ВА**
Твердосплавные пластины (ТП)	РСТ-73							
	РСТ-98							
	РСТ-112							
	РСТ-114							
	РСТ-118							
	РСТ-120,6							
	РСТ-122							
	РСТ-124							
	РСТ-126							

Продолжение

Продолжение таблицы 2.2. Классификация по назначению буровых долот типов РСТ, 4Л-РСТ, 5Л-РСТ, 6Л-РСТ, 8Л-РСТ и РСГТ, оснащенных твердосплавными пластинами.

Виды резцов	Тип долота	Твердость и абразивность породы						
		Мягкие		Средние		Твердые		
		МА	**СА**	**МА**	**СА**	**МА**	**СА**	**ВА**
Твердосплавные пластины (ТП)	РСТ-132							
	РСТ-139,7							
	РСТ-146							
	РСТ-151							
	РСТ-159							
	РСТ-161							
	РСТ-165,1							
	РСТ-188,7							
	РСТ-214,3							
	4Л-112 РСТ							

Продолжение

Продолжение таблицы 2.2. Классификация по назначению буровых долот типов РСТ, 4Л-РСТ, 5Л-РСТ, 6Л-РСТ, 8Л-РСТ и РСГТ, оснащенных твердосплавными пластинами.

Виды резцов	Тип долота	Твердость и абразивность породы						
		Мягкие		Средние		Твердые		
		МА	**СА**	**МА**	**СА**	**МА**	**СА**	**ВА**
Твердосплавные пластины (ТП)	4Л-114 РСТ							
	4Л-118 РСТ							
	4Л-120,6РСТ							
	4Л-122 РСТ							
	4Л-124 РСТ							
	4Л-126 РСТ							
	4Л-188,7РСТ							
	4Л-214,3РСТ							
	5Л-214,3РСТ							
	6Л-132 РСТ							
	6Л-144 РСТ							
	6Л-214,3РСТ							
	6Л-267 РСТ							
	8Л-292,7РСТ							
	РСГТ120							
	РСГТ124							
	РСГТ144							

Таблица 2.7. Технические параметры твердосплавных долот типов РСТ и 4Л-РСТ

Наименование показателя	Тип долота	
	РСТ	4Л - РСТ
Номинальный диаметр, мм	73 - 126	112 - 126
Кол-во лопастей, шт		4
Кол-во алмазных пластин,шт	5 - 12	10 - 12
Диаметр промывочных отверстий, мм	16	16
Кол-во промывочных отверстий, шт	1	1
Высота долота, мм	105 - 135	105 - 135
Присоединительная резьба (муфта)	3-50...3-76	3-50...3-76
Частота вращения долота, об/мин	80 - 120	80 - 120
Расход промывочной жидкости, л/сек	3 - 12	6 – 12
Нагрузка на долото, кН	30 - 50	30 - 50
Изготовитель: НПП "Азимут". e-Mail:NPPAzimut@ufacom.ru 450062, Башкортостан, г.Уфа, ул. Космонавтов, 1, корп.4, 126117 РТВ SU ASIMUT, факс.(3472) 431152, тел.(3472) 435509		

Назад

Таблица 2.8. Основные размеры эксцентричных (бицентричных) алмазных долот.

Обозначение долота	Проходной диаметр, мм	Диаметр расширения, мм
ДБА120,6/140	120,6	140
ДБА120,6/142	120,6	142
ДБА138,1/160	138,1	160
ДБА139,7/160	139,7	160
ДБА140/162	140	162
ДБА152/175	152	175
ДБА215,9/240	215,9	240

Изготовитель - НПП"Азимут". 450062, Росссия, Башкортостан, г.Уфа, ул.Космонавтов, 1, корп. 4. тел. (3472)43-11-52, (3472)60-91-99, тел/факс (3472)43-15-71, **E-maiL: tyusa@online.ru**

Назад

Таблица 2.9. Основные размеры зарезных алмазных долот.

Обозначение	Наружный диаметр, мм	Присоединительная резьба по ГОСТ 28487-90
ДЗ-214,3	**214,3**	**З-117**
Изготовитель - НПП"Азимут". 450062, Росссия, Башкортостан, г.Уфа, ул.Космонавтов, 1, корп. 4. тел. (3472)43-11-52, (3472)60-91-99, тел/факс (3472)43-15-71, **E-maiL: tyusa@online.ru**		

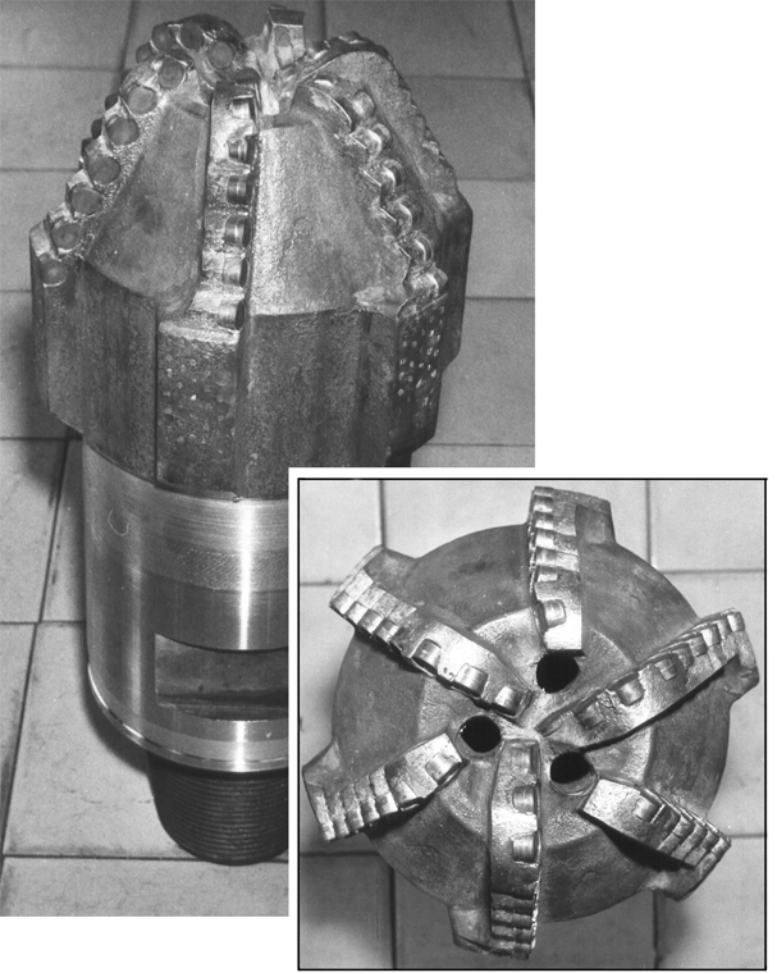


Рис. 2.1. Алмазное буровое долото типа ДАП214,3М2, оснащенное алмазно-твердосплавными пластинами АТП и резцами АТР.

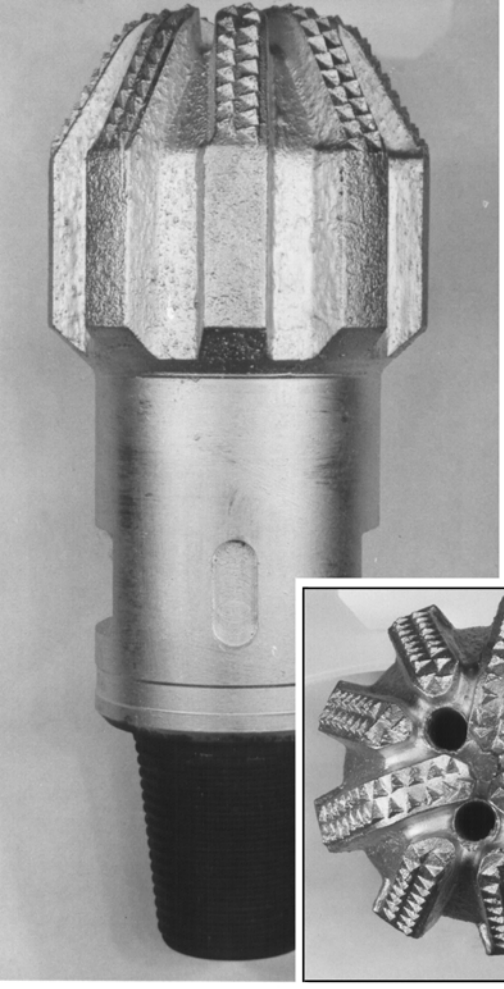


Рис. 2.2. Алмазное буровое долото типа ДЛС159,4СТ1, оснащенное поликристаллическими синтетическими термостойкими алмазами ПСТА.



Рис. 2.3. Алмазное буровое долото типа ДКСИ 188,9С6, оснащенное синтетическими алмазами СВС-П.



Рис. 2.4. Алмазное буровое долото типа ДФС139,7СТ, оснащенное синтетическими алмазами СВС-П.



Рис. 2.5. Алмазное буровое долото типа ДИ188,9ТЗ, оснащенное природными алмазами.

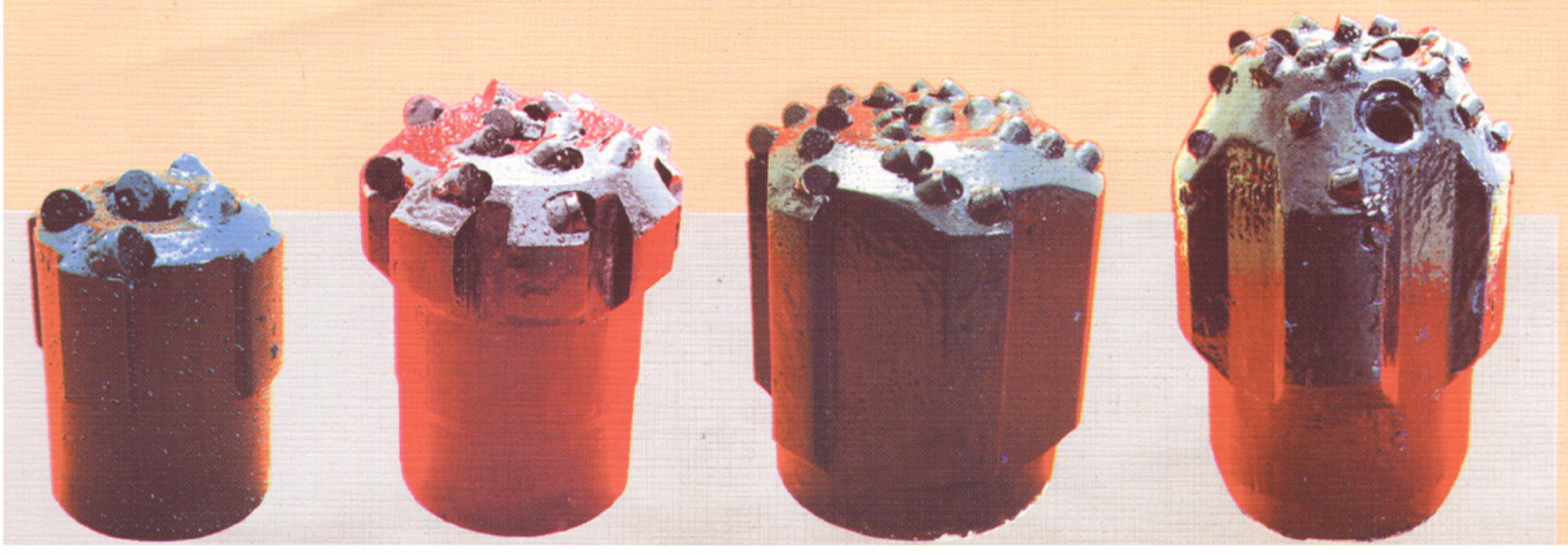


Рис. 2.6. Алмазные буровые долота типов РСА и РСГА, оснащенные алмазно-твердосплавными вставками.

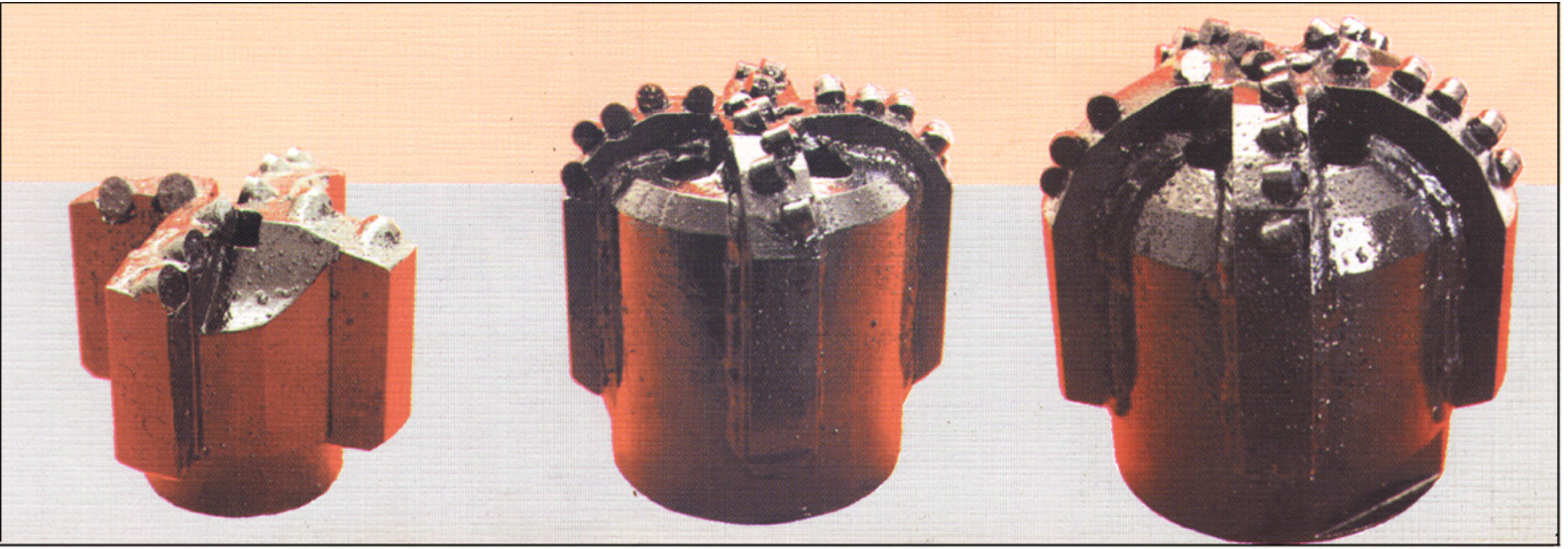


Рис. 2.7. Долота алмазные лопастные типов 4Л-РСА, 5Л-РСА, оснащенные алмазно-твердосплавными вставками.

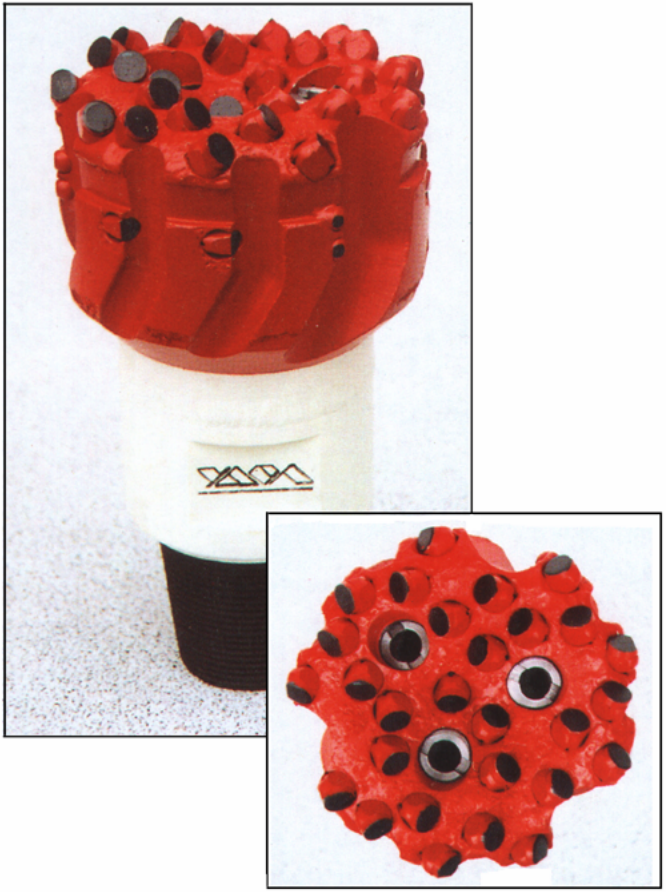


Рис. 2.8 а. Долота алмазные типа У215,9SF-5M, оснащенные синтетическими алмазами.

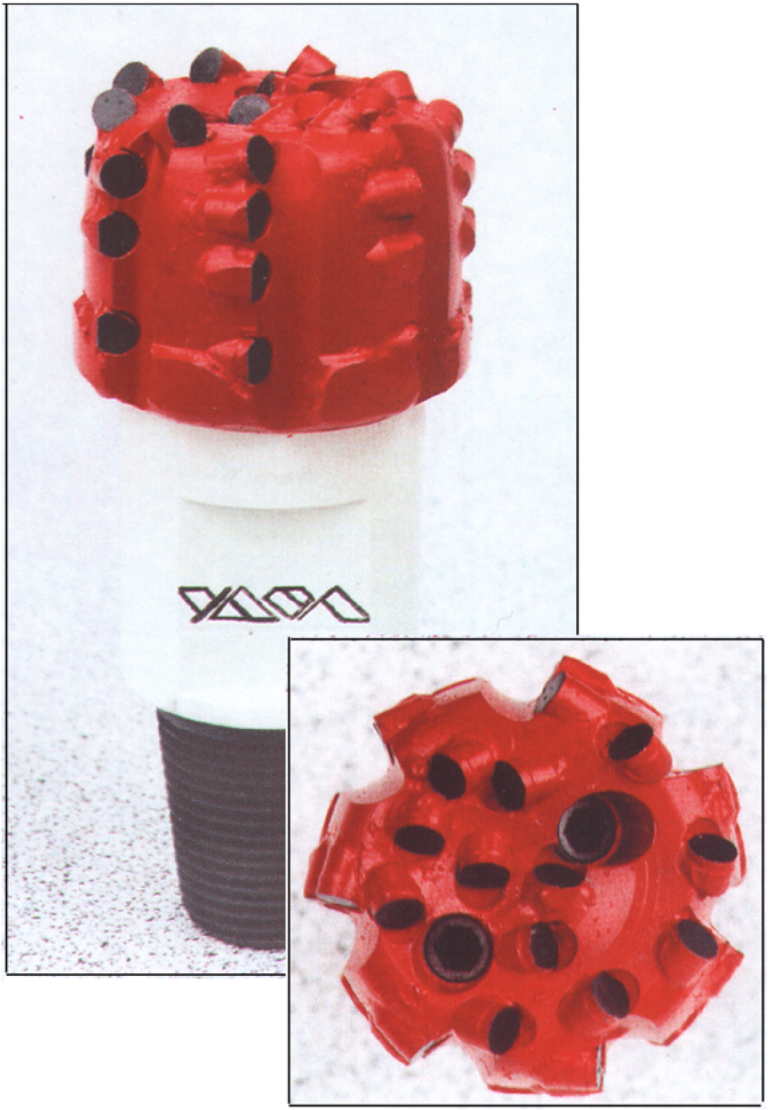


Рис. 2.8 б. Долота алмазные типа У123SF-45G, оснащенные синтетическими алмазами.

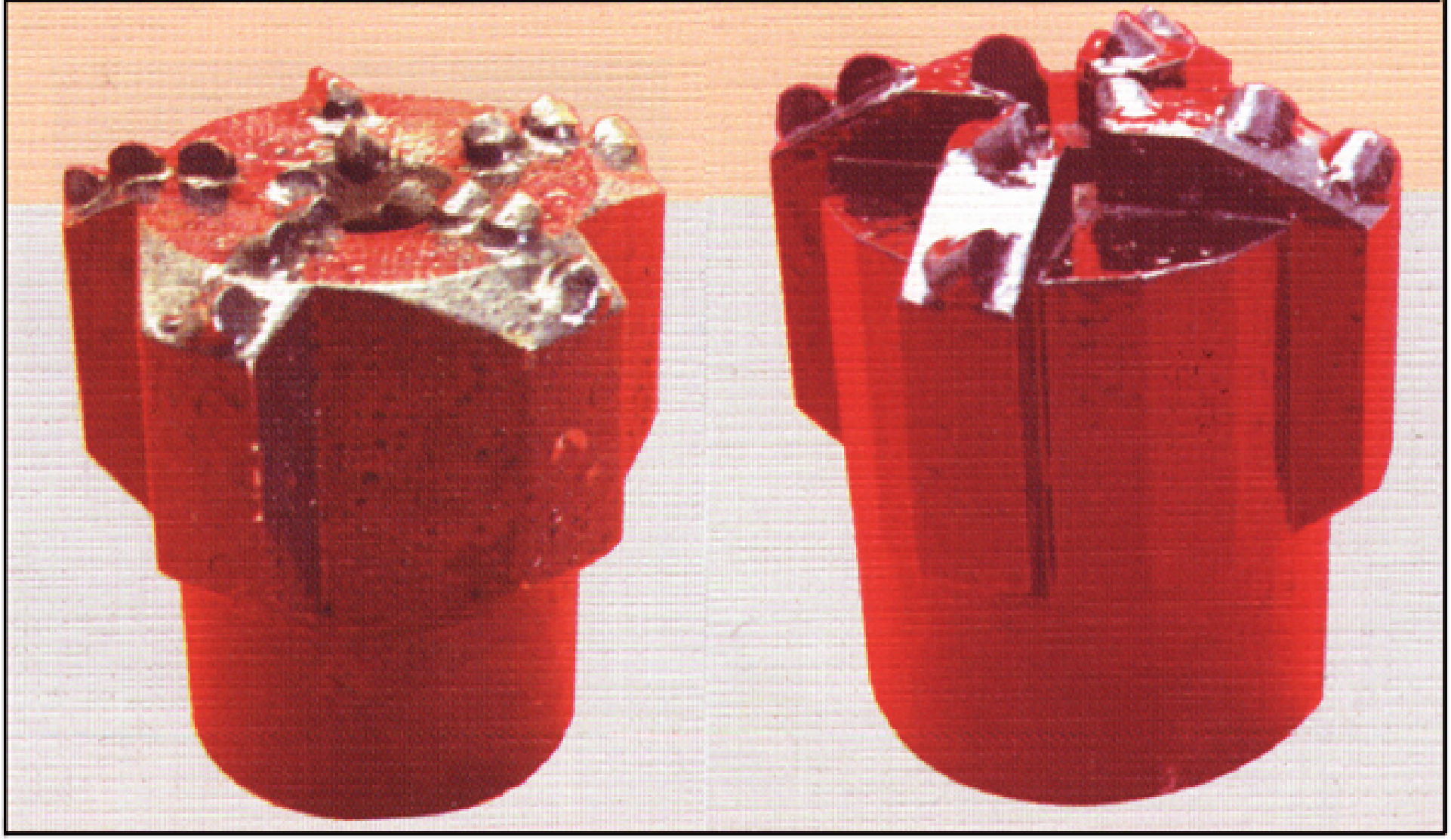


Рис. 2.9. Долота твердосплавные типов РСТ и 4Л-РСТ.

Назад

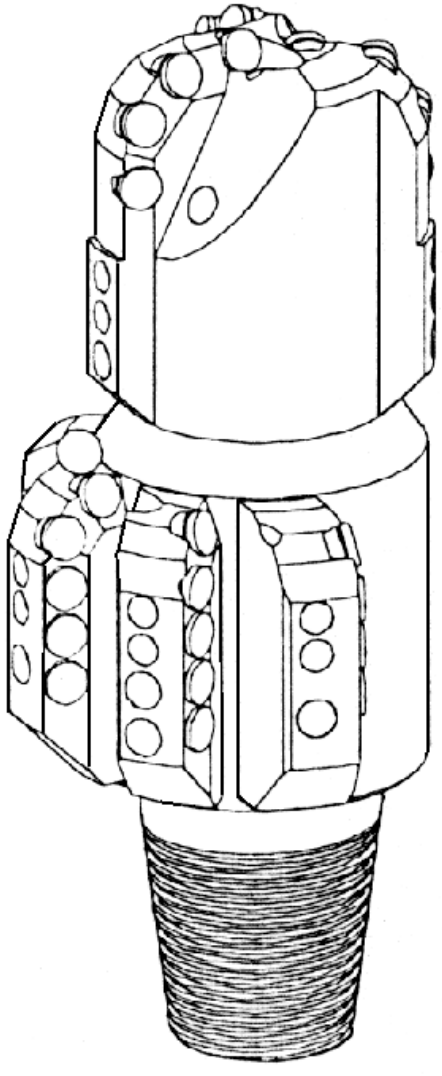


Рис. 2.10. Долото эксцентричное (бицентричное) алмазное, производства НПП "Азимут"

Назад

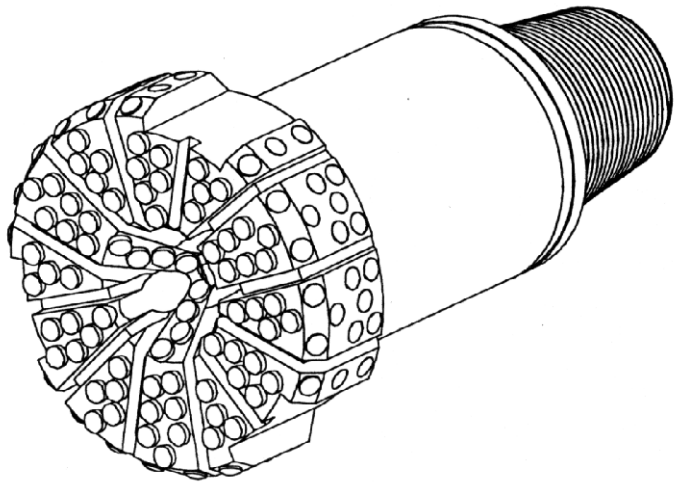


Рис.2.11. Долото зарезное алмазное, прозводства НПП "Азимут". Предназначено для зарезки нового ствола в обсаженной скважине

Выпуск 3. Бурильные головки

3.1. Шарошечные бурильные головки.

3.1.1. Бурильные головки типа МС3.

3.1.2. Бурильные головки типа ТК3.

3.1.3. Бурильные головки типа С3.

3.2.1. Алмазные бурильные головки типа КАП, оснащенные алмазно - твердосплавными пластинами АТП.

3.2.2. Алмазные бурильные головки типа КСС, оснащенные синтетическими алмазами в виде трехгранных призм ПСТА.

3.2.3. Алмазные бурильные головки, оснащенные синтетическими алмазами в виде цилиндров или их частей СВС-П.

3.2.4. Алмазные бурильные головки, оснащенные природными алмазами.

3.2.5. Алмазные бурильные головки типа РСА и 6Л-РСА, оснащенные алмазно - твердосплавными пластинами.

3.2.6. Головки бурильные твердосплавные типа РСТ.

3.2.7. Головки бурильные твердосплавные типа М (серии К).

3. Бурильные головки

3. 1. Шарошечные бурильные головки.

Отечественной промышленностью шарошечные бурильные головки изготавливаются, в основном, четырех типов - МСЗ, СЗ, СТ и ТКЗ, где:

МСЗ - для отбора керна мягких малообразивных пород с пропластками пород средней твердости;

СЗ - для отбора керна пород средней твердости;

СТ - для отбора керна пород средней твердости с пропластками твердых пород;

ТКЗ - для отбора керна твердых абразивных с прослоями крепких пород.

Приняты следующие обозначения подобного типа бурильных головок, например, - **КС-187,3/40СТ**, **К-187,3/80СТ**:

К - для керноприемных устройств без съёмного керноприемника;

КС - для керноприемных устройств со съёмным керноприемником;

187,3 - наружный диаметр бурильной головки, мм;

40 и **80** - диаметр керна, мм;

СТ - тип разбуриваемых пород.

Резьба у бурильных головок серии **К** - муфта, **КС** - ниппель.

Номенклатура выпускаемых бурголовок типов **МСЗ**, **СЗ**, **СТ**, **ТКЗ** и размеры присоединительных резьб для муфт бурголовок серии К и для ниппелей бурголовок серии **КС** приведены в **таблице 3.1.**

В **таблице 3.2.** приведена классификация шарошечных бурильных головок по размерам и оптимальным областям применения.

Принятые в **таблице 3.2.** настоящего раздела каталога сокращения:

МА - малоабразивные породы;

СА - среднеабразивные породы;

ВА - высокоабразивные породы.

В **таблице 3.3.** помещены технические характеристики некоторых типоразмеров шарошечных бурильных головок.

По заявке заказчика могут быть изготовлены и другие типоразмеры шарошечных бурильных головок.

Общие виды шарошечных бурголовок серии **К** - на **рис. 3.1.**

3. 1. 1. Бурильные головки типа МСЗ.

Бурильные головки типа **МСЗ** (серии **К**) для керноприемных устройств без съемного керноприемника предназначены для отбора керна в мягких малоабразивных породах с пропластками пород средней твердости при роторном бурении нефтяных и газовых скважин.

Бурильные головки размером **139,7/67** и **158,7/67** мм - четырехшарошечные, **187,3/100**, **212,7/80**, **212,7/100** мм - пятишарошечные.

Общий вид бурголовки типа МСЗ приведен на **рис. 3.1.а.**

Шарошки 2 бурильной головки смонтированы в пазах корпуса 1 на съемных осях 3. Оси расположены в пазах корпуса горизонтально, каждая из осей запирается хвостовиком соседней. Замком последней является винт.

Частота вращения бурголовок типа **МСЗ** в процессе бурения составляет 60-90 об/мин. Конструкция бурголовок типа **МСЗ** позволяет заменять изношенные шарошки, оси и шайбы, и многократно использовать корпус.

С каждой бурильной головкой поставляется комплект запасных шарошек, осей и шайб, рассчитанный на три замены.

Основные показатели бурильных головок типа **МСЗ** приведены в **таблицах 3.2.** и **3.3.**

3. 1. 2. Бурильные головки типа ТКЗ.

Бурильные головки типа **ТКЗ** (серий **К** и **КС**) дробящего действия, предназначены для отбора керна в твердых абразивных породах с пропластками крепких пород при низкооборотном бурении нефтяных и газовых скважин.

Бурильные головки размером **139,7/67** и **158,7/67** мм - пятишарошечные, **187,3/80** и **212,7/80** мм - шестишарошечные, остальные - восьмишарошечные.

Общий вид бурголовки типа ТКЗ приведен на **рис. 3.1.б.**

Бурильные головки состоят из внутренней 2 и наружных 4 секций с цапфами под шарошки 3 и накладок 1 на каждую внутреннюю шарошку. Сваркой между собой совместно с резьбовой приставкой достигается необходимая монолитность и прочность бурголовок и обеспечивается безконсольное крепление шарошек. Опоры шарошек представляют собой подшипники скольжения с наплавкой твердым сплавом.

Частота вращения бурголовок типа **ТКЗ** в процессе бурения составляет 60-120 об/мин.

Основные показатели бурильных головок типа ТКЗ приведены в **таблицах 3.2.** и **3.3.**

3. 1. 3. Бурильные головки типа СЗ.

Бурильные головки типа **СЗ** режуще-дробящего действия с преобладанием резания, предназначены для отбора керна в малоабразивных породах средней твердости при низкооборотном бурении нефтяных и газовых скважин.

Общий вид бурголовки типа **СЗ** приведен на **рис. 3.1. в.**

Бурильные головки типа **СЗ** - трехшарошечные. Они состоят из основания корпуса 2 с цапфами, на которых устанавливаются шарошки 3 и муфты с присоединительной резьбой 1. Опоры шарошек представлены двумя шариковыми подшипниками, из которых один - замковый.

Частота вращения бурголовки типа **СЗ** в процессе бурения составляет 60-120 об/мин, при этом промывка забоя скважины осуществляется через три отверстия, расположенные между шарошками.

Основные показатели бурильных головок типа **СЗ** приведены в **таблицах 3.2.** и **3.3.**

3. 2. Алмазные и твердосплавные бурильные головки.

Отечественной промышленностью алмазные бурильные головки изготавливаются, в основном, по **ГОСТ 26474-85** пяти типов - **М**, **МС**, **С**, **СТ** и **Т**, где:

М - для бурения мягких пород;

МС - для бурения мягких пород с пропластками пород средней твердости;

С - для бурения пород средней твердости;

СТ - для бурения пород средней твердости с пропластками твердых;

Т - для бурения твердых пород.

В шифре алмазных бурильных головок первая буква обозначения "**К**" указывает на вид инструмента и его назначение для бурения с отбором керна.

Вторая, третья, четвертая буквы указывает на конструктивные особенности и способ армирования рабочей части инструмента:

Р - мелкие торовидные выступы на торцевой рабочей поверхности;

К - крупные торовидные выступы на торцевой рабочей поверхности;

Т - ступенчатая форма торцевой поверхности;

И - импрегнированный способ армирования;

АП - армирование алмазно-твердосплавными пластинами;

С - армирование алмазами в виде трехгранных призм в бурильных головках;

В - долото зарезное;

С - алмазы синтетические;

Ф - долото фрезерное.

Цифры обозначают номинальные наружный и внутренний диаметры бурильной головки (в мм);

Буквы после размера указывают назначение головки по типу разбуриваемых горных пород, а цифры после них - модификацию конструкции.

Кроме того, заводами России традиционно выпускаются бурильные головки типа **М** (серии **К**) с твердосплавным вооружением для отбора керна в мягких малоабразивных породах.

Приняты следующие обозначения бурильных головок подобного типа, например,- **К-187,3/80М**:

К - для керноприемных устройств без съёмного керноприемника;

187,3 - наружный диаметр бурильной головки, мм;

80 - диаметр керна, мм;

М - тип разбуриваемых пород.

Резьба у бурильных головок типа **М** (серии **К**) - муфта.

В последние годы отечественной промышленностью освоено также производство и других видов высококачественного бурового и специального инструмента режуще-скалывающего типа, оснащенного алмазным и твердосплавным вооружением, для бурения скважин в мягких и средних малоабразивных горных породах, такие, например, как головки бурильные алмазные типа **РСА** и твердосплавные типа **РСТ** для отбора керна. Бу-

рильные головки для бурения с отбором керна имеют твердосплавную износостойкую матрицу и оснащены алмазными резцами различного типа.

Эксплуатация алмазных и твердосплавных бурильных головок в режиме резания дает увеличение механической скорости в породах средней твердости и более мягких в 1,1 - 1,6 раза и процент выноса керна во всех случаях на 10 - 15% (в абсолютных цифрах) по сравнению с шарошечными бурильными головками. По износостойкости каждая алмазная или твердосплавная бурильная головка заменяет от 6 до 20 шарошечных. Причем максимальное превышение относится к более мягким породам, минимальное - к более твердым.

Принятые в таблицах настоящего раздела каталога сокращения:

МА - малоабразивные породы;

СА - среднеабразивные породы;

ВА - высокоабразивные породы.

В **таблицах 3.4**. и **3.5.** приведена классификация бурильных головок по типу алмазного и твердосплавного вооружения, размерам и оптимальным областям применения.

В **таблицах 3.6. - 3.9.** помещены технические характеристики некоторых типоразмеров бурголовок.

По заявке заказчика могут быть изготовлены и другие типоразмеры алмазного и твердосплавного бурового инструмента.

3. 2. 1. Алмазные бурильные головки типа КАП, оснащенные алмазно - твердосплавными пластинами (АТП).

Классификация по назначению в бурении горных пород алмазных бурильных головок типа КАП с алмазно-твердосплавными пластинами (АТП) представлена в **таблице 3.4**., технические характеристики этих бурильных головок приведены в **таблице 3.6.**

Общий вид бурголовки **КАП 214,3/80МС** приведен на **рис. 3.2.**

3. 2. 2. Алмазные бурильные головки типа КСС, оснащенные синтетическими алмазами в виде трехгранных призм (ПСТА).

Классификация по назначению в бурении горных пород алмазных бурильных головок типа **КСС** с синтетическими алмазами (**ПСТА**) представлена в **таблице 3.4.,** технические характеристики этих бурильных головок приведены в **таблице 3.6.**

Общий вид бурголовки КСС 163,5/67СТ приведен на **рис. 3.3.**

3. 2. 3. Алмазные бурильные головки, оснащенные синтетическими алмазами в виде цилиндров или их частей (СВС-П).

Классификация по назначению в бурении горных пород алмазных бурильных головок с синтетическими алмазами (**СВС-П**) в виде цилиндров или их частей представлена в **таблице 3.4.**, технические характеристики этих бурильных головок приведены в **таблице 3.6.**

Общие виды бурголовок **КСС188,9/100МС1** и **КРС214,3/100СТ1** приведены соответственно на **рис. 3.4 а** и **3.4 б.**

3. 2. 4. Алмазные бурильные головки, оснащенные природными алмазами.

Классификация по назначению в бурении горных пород алмазных бурильных головок с природными алмазами представлена в **таблице 3.4.,** технические характеристики этих бурголовок приведены в **таблице 3.6.**

Общий вид бурголовки **КР163,5/67СТ2** приведен на **рис. 3.5.**

3. 2. 5. Алмазные бурильные головки типа РСА и 6Л-РСА, оснащенные алмазно-твердосплавными пластинами.

Алмазные бурильные головки типа **РСА** и **6Л-РСА** предназначены для отбора керна при проводке нефтяных и газовых скважин.

Классификация по назначению в бурении горных пород алмазных бурильных головок типа **РСА** и **6Л-РСА** с алмазно-твердосплавными пластинами представлена в **таблице 3.4.,** технические характеристики некоторых типоразмеров бурильных головок типа **РСА** приведены в **таблице 3.7.**

Общий вид бурголовок **РСА-212/80** приведен на **рис. 3.6.**

3. 2. 6. Головки бурильные твердосплавные типа РСТ.

Головки бурильные твердосплавные типа **РСТ** предназначены для отбора керна при проводке нефтяных и газовых скважин.

Классификация по назначению в бурении горных пород головок бурильных твердосплавных типа **РСТ** представлена в виде **таблицы 3.5.,** технические характеристики некоторых типоразмеров бурильных головок типа **РСТ** приведены в **таблице 3.8.**

Общий вид бурголовки РСТ212/100СА приведен на **рис. 3.7.**

3. 2. 7. Головки бурильные твердосплавные типа М (серии К).

Головки бурильные твердосплавные типа **М** (**рис.3.8.**) для керноприемных устройств без съемного керноприемника предназначены для отбора керна в мягких малоабразивных породах при проводке нефтяных и газовых скважин.

Эти бурильные головки режущего действия (**см.рис.3.8.**) состоят из остова корпуса 1 и муфты 4 с присоединительной резьбой, сваренных между собой. Остов корпуса имеет три ступенчатые лопасти 3, оснащенные твердосплавными зубками 2. Для промывки забоя в бурголовках в проемах между лопостями выполнены отверстия.

Частота вращения бурголовок типа **М** составляет 60-90 об/мин. Классификация по назначению в бурении горных пород бурильных головок твердосплавных типа **М**, а также их номенклатура и технические характеристики приведены соответственно в **таблицах 3.5., 3.9.** и **3.10.**

Таблица 3.1. Номенклатура выпускаемых бурголовок типов МСЗ, СЗ, СТ, ТКЗ (серий К и КС) и размеры присоединительных резьб по ГОСТ 5286-75

Типоразмер	Резьба	Типоразмер	Резьба
К132/52ТКЗ	З-110	КС212,7/60ТКЗ	З-161
К139,7/52МСЗ	З-110	К212,7/80МСЗ	З-150
К139,7/52СЗ	З-110	К212,7/80СЗ	З-150
К139,7/52СТ	З-110	К212,7/80СЗ-3	З-150
К139,7/52ТКЗ	З-110	К212,7/80СТ-1	З-150
К139,7/67МСЗ	З-110	К212,7/80ТКЗ-1	З-150
К139,7/67ТКЗ	З-110	К212,7/100МСЗ	З-150
К158,7/67МСЗ	З-133	К212,7/100ТКЗ	З-150
К158,7/67ТКЗ2	З-133	К244,5/100СЗ	З-189
КС187,3/40СТ	З-147	К269,9/100СТ	З-189
КС187,3/40ТКЗ	З-147	К269,9/100МСЗ	З-189
К187,3/80СЗ	З-150	К269,9/100ТКЗ	З-189
К187,3/80СТ	З-150	К295,3/100МСЗ	З-189
К187,3/80ТКЗ	З-150	К295,3/100СТ	З-189
К187,3/100ТКЗ	З-150	К295,3/100СЗ	З-189
К212,7/60СТ	З-161	К295,3/100ТКЗ	З-189
		К311,1/100ТКЗ	З-189

Разработчик и поставщик: ОАО НПО "Буровая техника" – ВНИИБТ, 113114, Россия, г.Москва, ул.Летниковская, 9, факс.(095) 2353000, тел.(095) 2360170, телетайп 112168 ДОЛОТО

Изготовитель: АО "Уральский завод бурового машиностроения", 623093, Россия, пос. Верхние Серьги Свердловской обл. ул. Володарского, 10, 348252 БУР, факс.(34396) 21078, 24210, тел. (34396) 25212, 25553

Таблица 3.2. Классификация по назначению шарошечных бурголовок типов **МСЗ, СЗ, СТ** и **ТКЗ**

Тип бурильной головки	Твердость и абразивность породы						
	Мягкие		Средние		Твердые		
	МА	**СА**	**МА**	**СА**	**МА**	**СА**	**ВА**
К-139.7/52МСЗ							
К-139.7/52СЗ							
К-139.7/52СТ							
К-139.7/52ТКЗ							
К-139.7/67МСЗ							
К-139.7/67ТКЗ							
К-158.7/67МСЗ							
К-158.7/67ТКЗ							
К-187.3/40СТ							
К-187.3/40ТКЗ							
К-187.3/80СЗ							
К-187.3/80СТ							
К-187.3/80ТКЗ							
К-187.3/100ТКЗ							
К-212.7/60СТ							
К-212.7/60ТКЗ							
К-212.7/80МСЗ							
К-212.7/80СЗ							
К-212.7/80СЗ							
К-212.7/80СТ							
К-212.7/80ТКЗ							
К-212.7/100МСЗ							
К-212.7/100ТКЗ							
К-244.5/100СЗ							
К-269.9/100СТ							
К-269.9/100МСЗ							
К-269.9/100ТКЗ							
К-295.3/100МСЗ							
К-295.3/100СТ							
К-295.3/100СЗ							
К-295.3/100ТКЗ							
К-311.1/100ТКЗ							

Таблица 3.3. Технические характеристики шарошечных бурголовок типов МСЗ, ТКЗ и СЗ.

Шифр бурголовки	Наименование показателя						
	Диаметр бурголовки, мм		Кол-во промывочных отверстий, шт	Присоедини-тельная резь-ба (муфта) по ГОСТ 5286-75	Высота мм	Допустимая осевая нагрузка кН	Масса, кг
	Наружный	Внутренний.					
К-139,7/ 67МСЗ	139,7	67	4	3-110	225	60	7,5
К-158,7/ 67МСЗ	158,7	67	4	3-133	240	60	10,5
К-187,3/ 80МСЗ	187,3	80	5	3-150	235	100	20,5
К-212,7/ 80МСЗ	212,7	80	5	3-150	236	100	21,5
К-212,7/ 100МСЗ	212,7	100	5	3-150	221	100	31
К-295,3/ 100МСЗ	295,3	100	5	3-189	334	160	72
К-139,7/ 67ТКЗ	139,7	67	5	3-110	215	70	10
К-158.7/ 67ТКЗ	158,7	67	5	3-133	236	80	14
К-187,3/ 80ТКЗ	187,3	80	6	3-150	298	120	27,5
К-187.3/ 100ТКЗ	187,3	100	6	3-150	246	120	15,6
К-212.7/ 80ТКЗ	212.7	80	6	3-150	270	140	39,4
К-212,7/ 100ТКЗ	212,7	100	6	3-150	265	120	17,6
К-295,3/ 100ТКЗ	295,3	100	8	3-189	358	200	66
К-187.3/ 80СЗ	187,3	80	3	3-150	275	80	21,5
К-212,7/ 80СЗ	212,7	80	3	3-150	295	100	25,5

Таблица 3.2. Классификация по назначению шарошечных бурголовок типов **МС3, С3, СТ** и **ТК3**

Тип бурильной головки	Твердость и абразивность породы						
	Мягкие		Средние		Твердые		
	МА	**СА**	**МА**	**СА**	**МА**	**СА**	**ВА**
К-139.7/52МС3		■	■	■			
К-139.7/52С3		■	■	■			
К-139.7/52СТ			■	■	■		
К-139.7/52ТК3					■	■	■
К-139.7/67МС3		■	■	■			
К-139.7/67ТК3					■	■	■
К-158.7/67МС3		■	■	■			
К-158.7/67ТК3					■	■	■
К-187.3/40СТ			■	■	■		
К-187.3/40ТК3					■	■	■
К-187.3/80С3		■	■	■			
К-187.3/80СТ			■	■	■		
К-187.3/80ТК3					■	■	■
К-187.3/100ТК3					■	■	■
К-212.7/60СТ			■	■	■		
К-212.7/60ТК3					■	■	■
К-212.7/80МС3		■	■	■			
К-212.7/80С3		■	■	■			
К-212.7/80С3		■	■	■			
К-212.7/80СТ			■	■	■		
К-212.7/80ТК3					■	■	■
К-212.7/100МС3		■	■	■			
К-212.7/100ТК3					■	■	■
К-244.5/100С3		■	■	■			
К-269.9/100СТ			■	■	■		
К-269.9/100МС3		■	■	■			
К-269.9/100ТК3					■	■	■
К-295.3/100МС3		■	■	■			
К-295.3/100СТ			■	■	■		
К-295.3/100С3		■	■	■			
К-295.3/100ТК3					■	■	■
К-311.1/100ТК3					■	■	■

Таблица 3.3. Технические характеристики шарошечных бурголовок типов МСЗ, ТКЗ и СЗ.

Шифр бурголовки	Наименование показателя						
	Диаметр бурголовки, мм		Кол-во промывочных отверстий, шт	Присоедини-тельная резь-ба (муфта) по ГОСТ 5286-75	Высота мм	Допустимая осевая нагрузка кН	Масса, кг
	Наружный	Внутренний.					
К-139,7/ 67МСЗ	139,7	67	4	3-110	225	60	7,5
К-158,7/ 67МСЗ	158,7	67	4	3-133	240	60	10,5
К-187,3/ 80МСЗ	187,3	80	5	3-150	235	100	20,5
К-212,7/ 80МСЗ	212,7	80	5	3-150	236	100	21,5
К-212,7/ 100МСЗ	212,7	100	5	3-150	221	100	31
К-295,3/ 100МСЗ	295,3	100	5	3-189	334	160	72
К-139,7/ 67ТКЗ	139,7	67	5	3-110	215	70	10
К-158.7/ 67ТКЗ	158,7	67	5	3-133	236	80	14
К-187,3/ 80ТКЗ	187,3	80	6	3-150	298	120	27,5
К-187.3/ 100ТКЗ	187,3	100	6	3-150	246	120	15,6
К-212.7/ 80ТКЗ	212.7	80	6	3-150	270	140	39,4
К-212,7/ 100ТКЗ	212,7	100	6	3-150	265	120	17,6
К-295,3/ 100ТКЗ	295,3	100	8	3-189	358	200	66
К-187.3/ 80СЗ	187,3	80	3	3-150	275	80	21,5
К-212,7/ 80СЗ	212,7	80	3	3-150	295	100	25,5

Таблица 3.4. Классификация алмазных бурильных головок по назначению.

Виды алмазных резцов	Тип бурильной головки	Код бурильной головки по IADC	Твердость и абразивность породы						
			Мягкие		Средние		Твердые		
			МА	**СА**	**МА**	**СА**	**МА**	**СА**	**ВА**
Алмазно-твердосплавные пластины (АТП)	КАП133,3/67МС	M6R5							
	КАП138,1/52МС	M6R5							
	КАП138,1/67МС	M2R5							
	КАП159,4/67МС	M5R5							
	КАП188,9/40МС	M5R5							
	КАП188,9/80МС	M5R5							
	КАП188,9/100МС	M5R5							
	КАП214,3/60МС	M6R5							
	КАП214,3/80МС	M6R4							
	КАП214,3/100МС	M6R5							
	РСА-138/53								
	РСА-138/67								
	РСА-158,7/67								
	РСА-188,7/80								
	РСА-188,7/100								
	РСА-212/60								
	РСА-212/80								
	РСА-212/100								
	138/67РСА								
	158,7/67РСА								
	212/80РСА								

Продолжение

Таблица 3.4. Классификация алмазных бурильных головок по назначению.

Виды алмазных резцов	Тип бурильной головки	Код бурильной головки по IADC	Твердость и абразивность породы						
			Мягкие		Средние		Твердые		
			МА	**СА**	**МА**	**СА**	**МА**	**СА**	**ВА**
Алмазно-твердосплавные пластины (АТП)	КАП133,3/67МС	M6R5							
	КАП138,1/52МС	M6R5							
	КАП138,1/67МС	M2R5							
	КАП159,4/67МС	M5R5							
	КАП188,9/40МС	M5R5							
	КАП188,9/80МС	M5R5							
	КАП188,9/100МС	M5R5							
	КАП214,3/60МС	M6R5							
	КАП214,3/80МС	M6R4							
	КАП214,3/100МС	M6R5							
	РСА-138/53								
	РСА-138/67								
	РСА-158,7/67								
	РСА-188,7/80								
	РСА-188,7/100								
	РСА-212/60								
	РСА-212/80								
	РСА-212/100								
	138/67РСА								
	158,7/67РСА								
	212/80РСА								

Продолжение

Продолжение таблицы 3.4. Классификация алмазных бурильных головок по назначению.

Виды алмазных резцов	Тип бурильной головки	Код бурильной головки по IADC	Твердость и абразивность породы						
			Мягкие		Средние		Твердые		
			МА	**СА**	**МА**	**СА**	**МА**	**СА**	**ВА**
Синтетические алмазы, трехгранные призмы (ПСТА)	КСС120,6/40СТ	T6R8							
	КСС138,1/67СТ	T5R8							
	КСС149,4/67СТ	T6R8							
	КСС159,4/67СТ2	T6R8							
	КСС163,5/67СТ	T6R8							
	КСС214,3/80СТ1	T6R8							
Синтетические алмазы СВС-П в виде цилиндров или их частей	КРС120,6/40СТ	T5R9							
	КТСИ138,1/52С3	T3X0							
	КРС149,4/67СТ	T5R9							
	КРС159,4/67СТ1	T2X9							
	КРС163,5/67СТ2	T6X9							
	КСС188,9/40СТ	T3R8							
	КТСИ188,9/40СТ2	T2R9							
	КТСИ188,9/80С3	T2X0							
	КСС188,9/80СТ1	T4R8							
	КТСИ188,9/100СТ	T6R0							
	КСС188,9/100МС1	T5R7							
	КТСИ214,3/80С3	T2X0							
	КТСИ214,3/100СТ	T2R0							
	КРС214,3/100СТ1	T4R9							
	КСС295,3/100МС1	T6R8							

Продолжение

Продолжение таблицы 3.4. Классификация алмазных бурильных головок по назначению.

Виды алмазных резцов	Тип бурильной головки	Код бурильной головки по IADC	Твердость и абразивность породы						
			Мягкие		Средние		Твердые		
			МА	**СА**	**МА**	**СА**	**МА**	**СА**	**ВА**
Природные алмазы	КТ 138,1/52С3	D3X9							
	КР 163,5/67СТ2	D6X9							
	КР 188,9/80СТ2	D5X9							
	КИ 188,9/80С3	D2X0							
	КР 214,3/80СТ2	D5X9							
	КИ 214,3/80С3	D2X0							

Таблица 3.5. Классификация по назначению бурильных головок типов РСТ и М (серии К), оснащенных твердосплавными пластинами

Виды резцов	Тип бурильной головки	Твердость и абразивность породы			
		Мягкие		Средние	
		МА	**СА**	**МА**	**СА**
Твердосплавные пластины (ТП)	РСТ-138/52				
	РСТ-138/67				
	РСТ-158,7/67				
	РСТ-188,7/80				
	РСТ-188,7/100				
	РСТ-212/60				
	РСТ-212/80				
	РСТ-212/100				
	К-139,7/52М				
	К-158,7/67М				
	К-187,3/80М				
	К-187,3/100М				
	К-212,7/80М				
	К-212,7/100М				
	К-215,9/120М				
	К-244,5/100М				
	К-269,9/100М				
	К-295,3/100М				
	К-311,1/100М				

Таблица 3.6. Технические характеристики алмазных бурильных головок

Шифр бурголовки	Наименование показателя						Шифр	
	Диаметр бурголовки, мм		Площадь сечения промывочных каналов, см2	Кол-во секторов (лопастей) шт.	Присоединительная резьба (ниппель) по ГОСТ21210-75	Масса кг	Керноприемного устройства	Кернорвателя
	Наружн.	Внутр.						
С алмазно-твердосплавными пластинами (АТП)								
КАП133,3/67МС	133,3	67	7,5	6	МК116х6х1:16 ОСТ39-226-91	16	СКВ127/67	СКВ127/67.100
КАП138,1/52МС	138,1	52	7,7	6	3-110	14	СКУ1-122/52	КЦР9-52
КАП138,1/67МС	138,1	67	6,3	6	3-110	12	УКР122/67	УКР122/67.020
КАП159,4/67МС	159,4	67	10,5	6	3-133	20	СКУ138/67	КЦР9-67
КАП188,9/40МС	188,9	40	20,6	6	3-147 ниппель	38	2УКТ-172/40; (КТД4С-172)	КЦР9-40
КАП188,9/80МС	188,9	80	15,0	8	3-150	25	УКР164/80; УКР СКН168/80	КЦР9-80
КАП188,9/100МС	188,9	100	12,0	6	3-161	24	УКР172/100; СКУ2-172/100	КЦ100; КР100
КАП214,3/80МС	214,3	80	19,4	6	3-150	25	УКР164/80; УКР СКН168/80	КЦР9-80
КАП214,3/100МС	214,3	100	14,0	8	3-161	27	УКР172/100; СКУ2-172/100	КЦ100; КР100

Продолжение

Продолжение таблицы 3.6. Технические характеристики алмазных бурильных головок

Шифр бурголовки	Наименование показателя						Шифр	
	Диаметр бурголовки, мм		Площадь сечения промывочных каналов, см2	Кол-во секторов (лопастей) шт.	Присоединительная резьба (ниппель) по ГОСТ21210-75	Масса кг	Керноприемного устройства	Кернорвателя
КАП214,3/60МС	214,3	60	27,3	6	З-161 ниппель	40	КДМ195/60	-
С поликристаллическими синтетическими термостойкими алмазами (ПСТА)								
КСС120,6/40СТ	120,6	40	4,4	6	МК 90х6х1:16 ОСТ39-226-91	10	УКР106/40	КЦР9-40
КСС138,1/67СТ	138,1	67	6,3	6	З-110	11	УКР122/67	УКР122/67.020
КСС149,4/67СТ	149,4	67	6,3	6	З-110	14	УКР122/67	УКР122/67.020
КСС159,4/67СТ2	159,4	67	10,5	6	З-133	17	СКУ138/67	КЦР9-67
КСС163,5/67СТ	163,5	67	9,0	6	З-133	18	СКУ138/67	КЦР9-67
КСС214,3/80СТ2	214,3	80	17,1	8	З-150	29	УКР164/80; УКР СКН168/80	КЦР9-80
С синтетическими алмазами (СВС)								
КРС120,6/40СТ	120,6	40	4,4	6/6	МК 90х6х1:16 ОСТ39-226-91	10	УКР106/40	КЦР9-40
КТСИ138,1/52С3	138,1	52	4,5	3/6	З-110	12	СКУ1-122/52	КЦР9-52
КРС149,4/67СТ	149,4	67	7,9	6/12	З-110	15	УКР122/67	УКР122/67.020
КРС159,4/67СТ1	159,4	67	6,0	6/12	З-133	18	СКУ138/67	КЦР9-67

Продолжение

Продолжение таблицы 3.6. Технические характеристики алмазных бурильных головок

Шифр бурголовки	Наименование показателя						Шифр	
	Диаметр бурголовки, мм		Площадь сечения промывочных каналов, $см^2$	Кол-во секторов (лопастей) шт.	Присоединительная резьба (ниппель) по ГОСТ21210-75	Масса кг	Керноприемного устройства	Кернорвателя
КРС163,5/67СТ2	163,5	67	3,7	6/12	3-133	20	СКУ138/67	КЦР9-67
КСС188,9/40СТ	188,9	40	13,2	3/6	3-147 ниппель	46	2УКТ172/40; (КТД4С-172)	КЦР9-40
КТСИ188,9/40СТ2	188,9	40	14,0	3/6	3-147 ниппель	45	2УКТ172/40; (КТД4С-172)	КЦР9-40 КР100
КСС188,9/80СТ1	188,9	80	15,1	9	3-150	27	УКР164/80; УКР СКН168/80	КЦР9-80
КТСИ188,9/100СТ	188,9	100	10,9	12	3-161	22	УКР172/100; СКУ2-172/100	КР100 КЦ100
КСС188,9/100МС1	188,9	100	12,6	12	3-161	23	УКР172/100; СКУ2-172/100	КР100 КЦ100
КТСИ214,3/80С3	214,3	80	9,6	3/6	3-150	28	УКР164/80; УКР СКН168/80	КЦР9-80
КРС214,3/100СТ1	214,3	100	8,5	3/12	3-161	32	УКР172/100; СКУ2-172/100	КР100 КЦ100
КТСИ214,3/100СТ	214,3	100	10,9	12	3-161	26	УКР172/100; СКУ2-172/100	КР100 КЦ100
КСС295,3/100МС1	295,3	100	18,5	9	3-189	86	СКУ203/100	КЦР4-100

Продолжение

Продолжение таблицы 3.6. Технические характеристики алмазных бурильных головок

Шифр бурголовки	Наименование показателя					Шифр	
	Диаметр бурголовки, vм	Площадь сечения промывоч-ных кана-лов, см2	Кол-во секторов (лопастей) шт.	Присоединит-ельная резьба (ниппель) по ГОСТ21210-75	Масса кг	Керноприемного устройства	Кернорвателя
С природными алмазами							
КТ138,1/52С3	138,1	52	4,5	3/6	З-110	12	СКУ1-122/52	КЦР9-52
КР163,5/67СТ2	163,5	67	3,7	6/12	З-133	20	УКР138/67	КЦР9-67
КР188,9/80СТ2	188,9	80	6,6	6/12	З-150	31	УКР164/80; УКР СКН168/80	КЦР9-80
КИ188,9/80С3	188,9	80	12,0	3/6	З-150	28	УКР164/80; УКР СКН168/80	КЦР9-80
КР214,3/80СТ2	214,3	80	7,6	6/12	З-150	43	УКР164/80; УКР СК168/80	КЦР9-80
КИ214,3/80СТ2	214,3	80	12,0	3/6	З-150	37	УКР164/80; УКР СКН168/80	КЦР9-80

Разработчик и поставщик: ОАО НПО "Буровая техника" - ВНИИБТ,
113114, Россия, г.Москва, ул.Летниковская, 9,
телетайп 112168 ДОЛОТО, факс.(095) 2353000, тел.(095) 9596713, 2354433**. e-Mail:vniibt@dataforce.net**

Продолжение таблицы 3.4. Классификация алмазных бурильных головок по назначению.

Виды алмазных резцов	Тип бурильной головки	Код бурильной головки по IADC	Твердость и абразивность породы						
			Мягкие		Средние		Твердые		
			МА	**СА**	**МА**	**СА**	**МА**	**СА**	**ВА**
Синтетические алмазы, трехгранные призмы (ПСТА)	КСС120,6/40СТ	T6R8							
	КСС138,1/67СТ	T5R8							
	КСС149,4/67СТ	T6R8							
	КСС159,4/67СТ2	T6R8							
	КСС163,5/67СТ	T6R8							
	КСС214,3/80СТ1	T6R8							
Синтетические алмазы СВС-П в виде цилиндров или их частей	КРС120,6/40СТ	T5R9							
	КТСИ138,1/52С3	T3X0							
	КРС149,4/67СТ	T5R9							
	КРС159,4/67СТ1	T2X9							
	КРС163,5/67СТ2	T6X9							
	КСС188,9/40СТ	T3R8							
	КТСИ188,9/40СТ2	T2R9							
	КТСИ188,9/80С3	T2X0							
	КСС188,9/80СТ1	T4R8							
	КТСИ188,9/100СТ	T6R0							
	КСС188,9/100МС1	T5R7							
	КТСИ214,3/80С3	T2X0							
	КТСИ214,3/100СТ	T2R0							
	КРС214,3/100СТ1	T4R9							
	КСС295,3/100МС1	T6R8							

Продолжение

Продолжение таблицы 3.4. Классификация алмазных бурильных головок по назначению.

Виды алмазных резцов	Тип бурильной головки	Код бурильной головки по IADC	Твердость и абразивность породы						
			Мягкие		Средние		Твердые		
			МА	**СА**	**МА**	**СА**	**МА**	**СА**	**ВА**
Природные алмазы	КТ 138,1/52С3	D3X9							
	КР 163,5/67СТ2	D6X9							
	КР 188,9/80СТ2	D5X9							
	КИ 188,9/80С3	D2X0							
	КР 214,3/80СТ2	D5X9							
	КИ 214,3/80С3	D2X0							

Таблица 3.5. Классификация по назначению бурильных головок типов РСТ и М (серии К), оснащенных твердосплавными пластинами

Виды резцов	Тип бурильной головки	Твердость и абразивность породы			
		Мягкие		Средние	
		МА	**СА**	**МА**	**СА**
Твердосплавные пластины (ТП)	РСТ-138/52				
	РСТ-138/67				
	РСТ-158,7/67				
	РСТ-188,7/80				
	РСТ-188,7/100				
	РСТ-212/60				
	РСТ-212/80				
	РСТ-212/100				
	К-139,7/52М				
	К-158,7/67М				
	К-187,3/80М				
	К-187,3/100М				
	К-212,7/80М				
	К-212,7/100М				
	К-215,9/120М				
	К-244,5/100М				
	К-269,9/100М				
	К-295,3/100М				
	К-311,1/100М				

Таблица 3.6. Технические характеристики алмазных бурильных головок

Шифр бурголовки	Наименование показателя						Шифр	
	Диаметр бурголовки, мм		Площадь сечения промывочных каналов, см2	Кол-во секторов (лопастей) шт.	Присоединительная резьба (ниппель) по ГОСТ21210-75	Масса кг	Керноприемного устройства	Кернорвателя
	Наружн.	Внутр.						
С алмазно-твердосплавными пластинами (АТП)								
КАП133,3/67МС	133,3	67	7,5	6	МК116х6х1:16 ОСТ39-226-91	16	СКВ127/67	СКВ127/67.100
КАП138,1/52МС	138,1	52	7,7	6	3-110	14	СКУ1-122/52	КЦР9-52
КАП138,1/67МС	138,1	67	6,3	6	3-110	12	УКР122/67	УКР122/67.020
КАП159,4/67МС	159,4	67	10,5	6	3-133	20	СКУ138/67	КЦР9-67
КАП188,9/40МС	188,9	40	20,6	6	3-147 ниппель	38	2УКТ-172/40; (КТД4С-172)	КЦР9-40
КАП188,9/80МС	188,9	80	15,0	8	3-150	25	УКР164/80; УКР СКН168/80	КЦР9-80
КАП188,9/100МС	188,9	100	12,0	6	3-161	24	УКР172/100; СКУ2-172/100	КЦ100; КР100
КАП214,3/80МС	214,3	80	19,4	6	3-150	25	УКР164/80; УКР СКН168/80	КЦР9-80
КАП214,3/100МС	214,3	100	14,0	8	3-161	27	УКР172/100; СКУ2-172/100	КЦ100; КР100

Продолжение

Продолжение таблицы 3.6. Технические характеристики алмазных бурильных головок

Шифр бурголовки	Наименование показателя						Шифр	
	Диаметр бурголовки, мм		Площадь сечения промывочных каналов, см2	Кол-во секторов (лопастей) шт.	Присоединительная резьба (ниппель) по ГОСТ21210-75	Масса кг	Керноприемного устройства	Кернорвателя
КАП214,3/60МС	214,3	60	27,3	6	З-161 ниппель	40	КДМ195/60	-
С поликристаллическими синтетическими термостойкими алмазами (ПСТА)								
КСС120,6/40СТ	120,6	40	4,4	6	МК 90х6х1:16 ОСТ39-226-91	10	УКР106/40	КЦР9-40
КСС138,1/67СТ	138,1	67	6,3	6	З-110	11	УКР122/67	УКР122/67.020
КСС149,4/67СТ	149,4	67	6,3	6	З-110	14	УКР122/67	УКР122/67.020
КСС159,4/67СТ2	159,4	67	10,5	6	З-133	17	СКУ138/67	КЦР9-67
КСС163,5/67СТ	163,5	67	9,0	6	З-133	18	СКУ138/67	КЦР9-67
КСС214,3/80СТ2	214,3	80	17,1	8	З-150	29	УКР164/80; УКР СКН168/80	КЦР9-80
С синтетическими алмазами (СВС)								
КРС120,6/40СТ	120,6	40	4,4	6/6	МК 90х6х1:16 ОСТ39-226-91	10	УКР106/40	КЦР9-40
КТСИ138,1/52С3	138,1	52	4,5	3/6	З-110	12	СКУ1-122/52	КЦР9-52
КРС149,4/67СТ	149,4	67	7,9	6/12	З-110	15	УКР122/67	УКР122/67.020
КРС159,4/67СТ1	159,4	67	6,0	6/12	З-133	18	СКУ138/67	КЦР9-67

Продолжение

Продолжение таблицы 3.6. Технические характеристики алмазных бурильных головок

Шифр бурголовки	Наименование показателя						Шифр	
	Диаметр бурголовки, мм		Площадь сечения промывочных каналов, $см^2$	Кол-во секторов (лопастей) шт.	Присоединительная резьба (ниппель) по ГОСТ21210-75	Масса кг	Керноприемного устройства	Кернорвателя
КРС163,5/67СТ2	163,5	67	3,7	6/12	3-133	20	СКУ138/67	КЦР9-67
КСС188,9/40СТ	188,9	40	13,2	3/6	3-147 ниппель	46	2УКТ172/40; (КТД4С-172)	КЦР9-40
КТСИ188,9/40СТ2	188,9	40	14,0	3/6	3-147 ниппель	45	2УКТ172/40; (КТД4С-172)	КЦР9-40 КР100
КСС188,9/80СТ1	188,9	80	15,1	9	3-150	27	УКР164/80; УКР СКН168/80	КЦР9-80
КТСИ188,9/100СТ	188,9	100	10,9	12	3-161	22	УКР172/100; СКУ2-172/100	КР100 КЦ100
КСС188,9/100МС1	188,9	100	12,6	12	3-161	23	УКР172/100; СКУ2-172/100	КР100 КЦ100
КТСИ214,3/80С3	214,3	80	9,6	3/6	3-150	28	УКР164/80; УКР СКН168/80	КЦР9-80
КРС214,3/100СТ1	214,3	100	8,5	3/12	3-161	32	УКР172/100; СКУ2-172/100	КР100 КЦ100
КТСИ214,3/100СТ	214,3	100	10,9	12	3-161	26	УКР172/100; СКУ2-172/100	КР100 КЦ100
КСС295,3/100МС1	295,3	100	18,5	9	3-189	86	СКУ203/100	КЦР4-100

Продолжение

Продолжение таблицы 3.6. Технические характеристики алмазных бурильных головок

Шифр бурголовки	Наименование показателя					Шифр	
	Диаметр бурголовки, vм	Площадь сечения промывоч-ных кана-лов, см2	Кол-во секторов (лопастей) шт.	Присоединит-ельная резьба (ниппель) по ГОСТ21210-75	Масса кг	Керноприемного устройства	Кернорвателя
С природными алмазами							
КТ138,1/52С3	138,1	52	4,5	3/6	3-110	12	СКУ1-122/52	КЦР9-52
КР163,5/67СТ2	163,5	67	3,7	6/12	3-133	20	УКР138/67	КЦР9-67
КР188,9/80СТ2	188,9	80	6,6	6/12	3-150	31	УКР164/80; УКР СКН168/80	КЦР9-80
КИ188,9/80С3	188,9	80	12,0	3/6	3-150	28	УКР164/80; УКР СКН168/80	КЦР9-80
КР214,3/80СТ2	214,3	80	7,6	6/12	3-150	43	УКР164/80; УКР СК168/80	КЦР9-80
КИ214,3/80СТ2	214,3	80	12,0	3/6	3-150	37	УКР164/80; УКР СКН168/80	КЦР9-80

Разработчик и поставщик: ОАО НПО "Буровая техника" - ВНИИБТ,
113114, Россия, г.Москва, ул.Летниковская, 9,
телетайп 112168 ДОЛОТО, факс.(095) 2353000, тел.(095) 9596713, 2354433 **e-Mail:vniibt@dataforce.net**

Таблица 3.7.Технические характеристики алмазных бурильных головок типа РСА, оснащенных алмазно-твердосплавными пластинами

Шифр бурголовки	Наименование показателя						
	Диаметр бурголовки, мм		Диаметр алмазных пластин, мм	Количество, шт		Присоедини-тельная резьба по ГОСТ 5286-75	Высота мм
	Наружный	Внутренний		алмазных пластин,	промы-вочных отверстий		
РСА-138/52	138,0	52	13,5	15	6	3-110	150
РСА-138/67	138,0	67	13,5	15	6	3-133	150
РСА-158,7/67	158,7	67	13,5	15	6	3-133	150
РСА-188.7/80	188,7	80	13,5	18	6	3-150	150
РСА-188,7/100	188,7	100	13,5	15	6	3-161	150
РСА-212/100	212,0	100	13,5	18	6	3-161	150
РСА-212/80	212,0	80	13,5	21	6	3-150	150
РСА-212/60	212,0	60	13,5	24	6	3-161	150

Изготовитель: НПП "Азимут", 450062. Башкортостан, г.Уфа, ул. Космонавтов, 1, корп.4,
126117 РТВ SU ASIMUT, факс.(3472) 431152, тел.(3472) 435509

Таблица 3.8. Технические характеристики твердосплавных бурильных головок типа РСТ

Шифр бурголовки	Наименование показателя						
	Диаметр бурголовки, мм		Диаметр твердосплавных резцов, мм	Количество, шт		Присоединительная резьба (муфта) по ГОСТ 5286-75	Высота мм
	наружный	внутренний		твердосплавных резцов,	промывочных отверстий		
РСТ-138/52	138,1	52	14,5	15	6	3-110	150
РСТ-138/67	138,1	67	14,5	15	6	3-133	150
РСТ-158,7/67	158,7	67	14,5	18	6	3-133	150
РСТ-188,7/80	188,7	80	14,5	21	6	3-150	150
РСТ-188,7/100	188,7	100	14,5	18	6	3-161	150
РСТ-212/100	212,0	100	14,5	21	6	3-161	150
РСТ-212/80	212,0	80	14,5	24	6	3-150	150
РСТ-212/60	212,0	60	14,5	27 .	6	3-161	150

Изготовитель: НПП "Азимут", 450062. Башкортостан, г.Уфа, ул. Космонавтов, 1, корп. 4,
126117 РТВ SU AZIMUT, Факс-(3472) 431152, тел. (3472) 435509**. e-Mail:NPPAzimut@ufacom.ru**

Таблица 3.9. Размеры присоединительных резьб по ГОСТ 5286-75 для муфт бурголовок типа М

Типоразмер	Резьба	Типоразмер	Резьба
К139,7/52М	З-110	**К212,7/100М**	З-150
К158,7/67М	З-133	**К215,9/120М**	З-189
К187,3/80М	З-150	**К244,5/100М**	З-189
К187,3/100М	З-150	**К269,9/100М**	З-189
К212,7/80М	З-150	**К295,3/100М**	З-189
-	**-**	**К311,1/100М**	З-189

Изготовитель: АО "Уральский завод бурового машиностроения",
623039, Россия, пос. Верхние Серьги Свердловской обл.ул. Володарского, 10,
348252 БУР, факс.(34396) 21078, 24210, тел. (34396) 25212, 25553

Разработчик и поставщик: ОАО НПО "Буровая техника" - ВНИИБТ,
113114, Россия, г.Москва, ул.Летниковская, 9, 112168 ДОЛОТО,
факс.(095) 9596711, тел.(095) 9596713, 2354433**. e-Mail:vniibt@dataforce.net**

Таблица 3.9. Размеры присоединительных резьб по ГОСТ 5286-75 для муфт бурголовок типа М

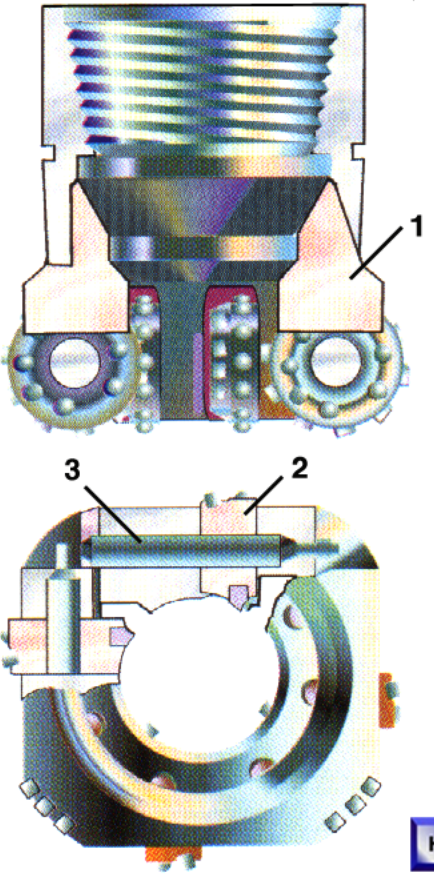
Типоразмер	Резьба	Типоразмер	Резьба
К139,7/52М	З-110	**К212,7/100М**	З-150
К158,7/67М	З-133	**К215,9/120М**	З-189
К187,3/80М	З-150	**К244,5/100М**	З-189
К187,3/100М	З-150	**К269,9/100М**	З-189
К212,7/80М	З-150	**К295,3/100М**	З-189
-	**-**	**К311,1/100М**	З-189

Изготовитель: АО "Уральский завод бурового машиностроения",
623039, Россия, пос. Верхние Серьги Свердловской обл.ул. Володарского, 10,
348252 БУР, факс.(34396) 21078, 24210, тел. (34396) 25212, 25553

Разработчик и поставщик: ОАО НПО "Буровая техника" - ВНИИБТ,
113114, Россия, г.Москва, ул.Летниковская, 9, 112168 ДОЛОТО,
факс.(095) 9596711, тел.(095) 9596713, 2354433**. e-Mail:vniibt@dataforce.net**

Таблица 3.10. Технические характеристики твердосплавных бурголовок типа М.

Шифр бурголовки	Наименование показателя						
	Диаметр бурголовки, мм		Кол-во промывоч-ных, шт	Присоединитель-ная резьба (муфта) по ГОСТ 5286-75	Высота, мм	Допустимая осевая нагрузка, кН	Масса, кг
	Наружный	Внутренний					
К -139,7/67М	139,7	67	3	3-110	249	50	12
К -158.7/67М	158.7	67	3	3-133	234	60	14,9
К -187,3/80М	187,3	80	3	3-150	256	120	18
К -187,3/100М	187,3	100	3	3-150	253	100	17
К -212,7/80М	212,7	80	3	3-150	272	150	20
К –212,7/100М	212,7	100	3	3-150	254	120	19,5
К-269,9/100М	269,9	100	3	3-189	295	180	38



Назад

Рис. 3.1а. Бурильная головка типа МС3.
1 - корпус; 2 - шарошки; 3- съемная ось.

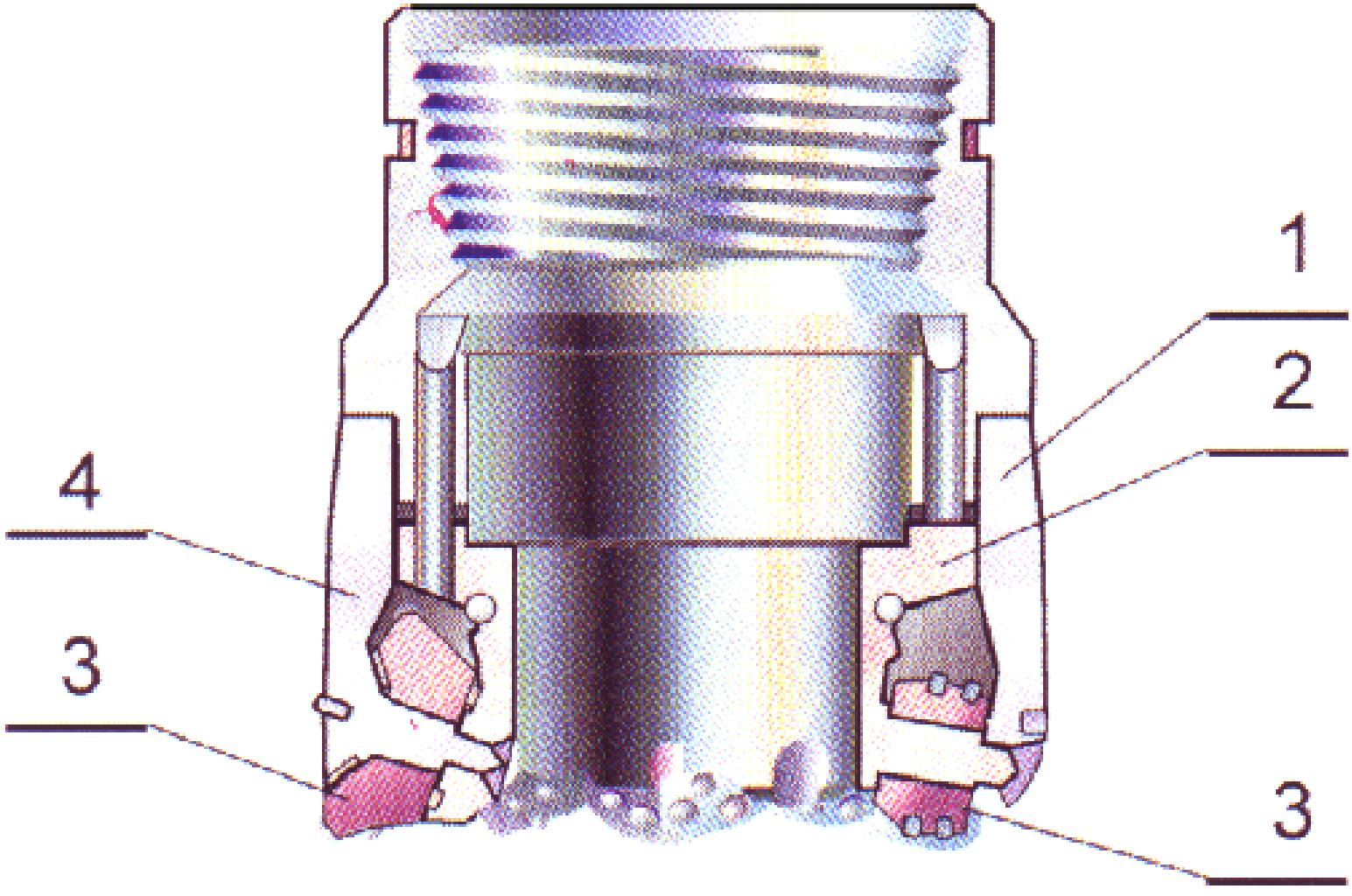


Рис. 3.1б. Бурильная головка типа ТК3.
1 - накладка; 2 - внутренняя секция;
3- шарошки; 4 - наружная секция.

Назад

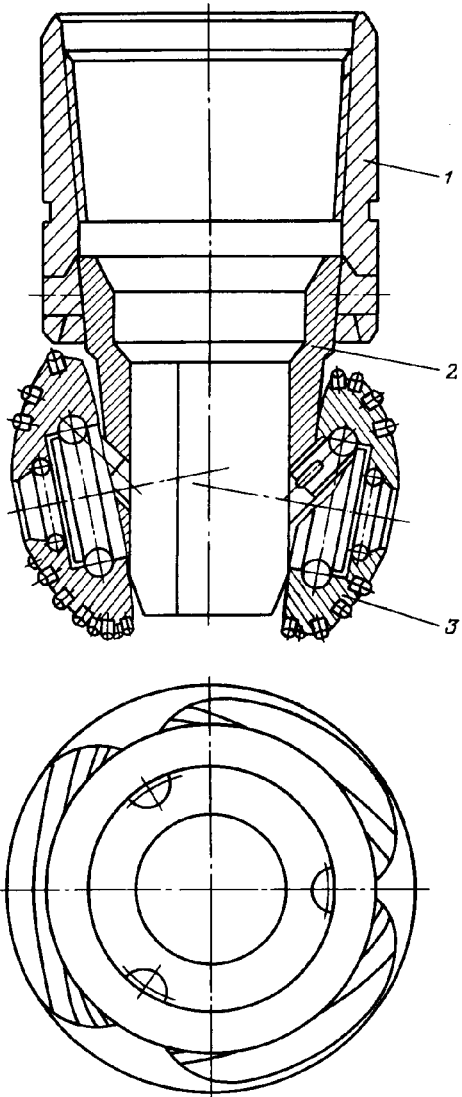


Рис.3.1в. Бурильная головка типа СЗ.
1-муфта с присоединительной резьбой;
2-корпус; 3-шарошки.

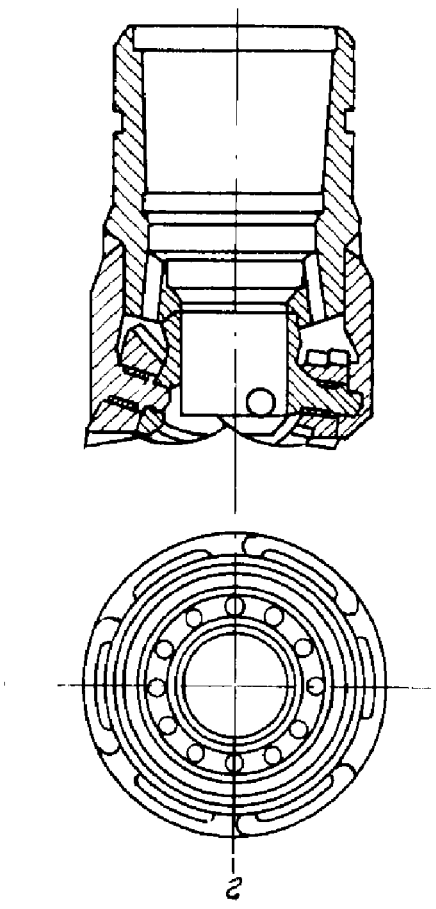


Рис.3.1. г. Общий вид бурильной головки типа СТ.



Рис. 3.2. Алмазная бурильная головка типа КАП214,3/80 МС, оснащенная алмазно-твердосплавными пластипами (АТП).

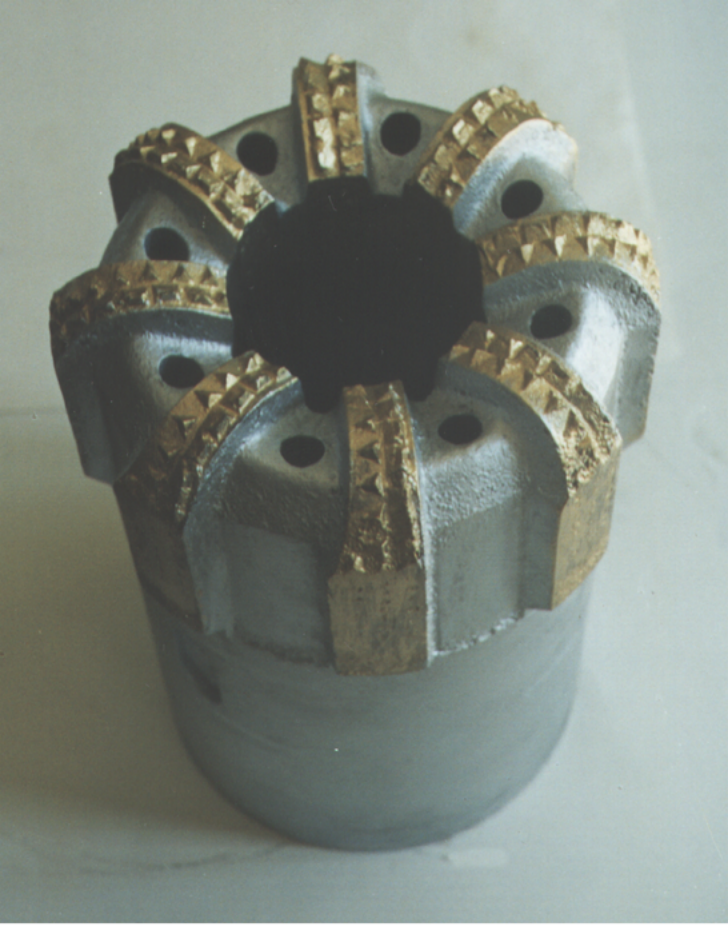


Рис. 3.3. Алмазная бурильная головка типа КСС163,5/67 СТ, оснащенная синтетическими алмазами в виде трехгранных призм (ПСТА).



Рис. 3.4 а. Алмазная бурильная головка типа КСС188,9/100 МС1, оснащенная синтетическими алмазами в виде цилиндров или их частей (СВС-П).



Рис. 3.4 б. Алмазная бурильная головка типа КРС214,3/100 СТ1.

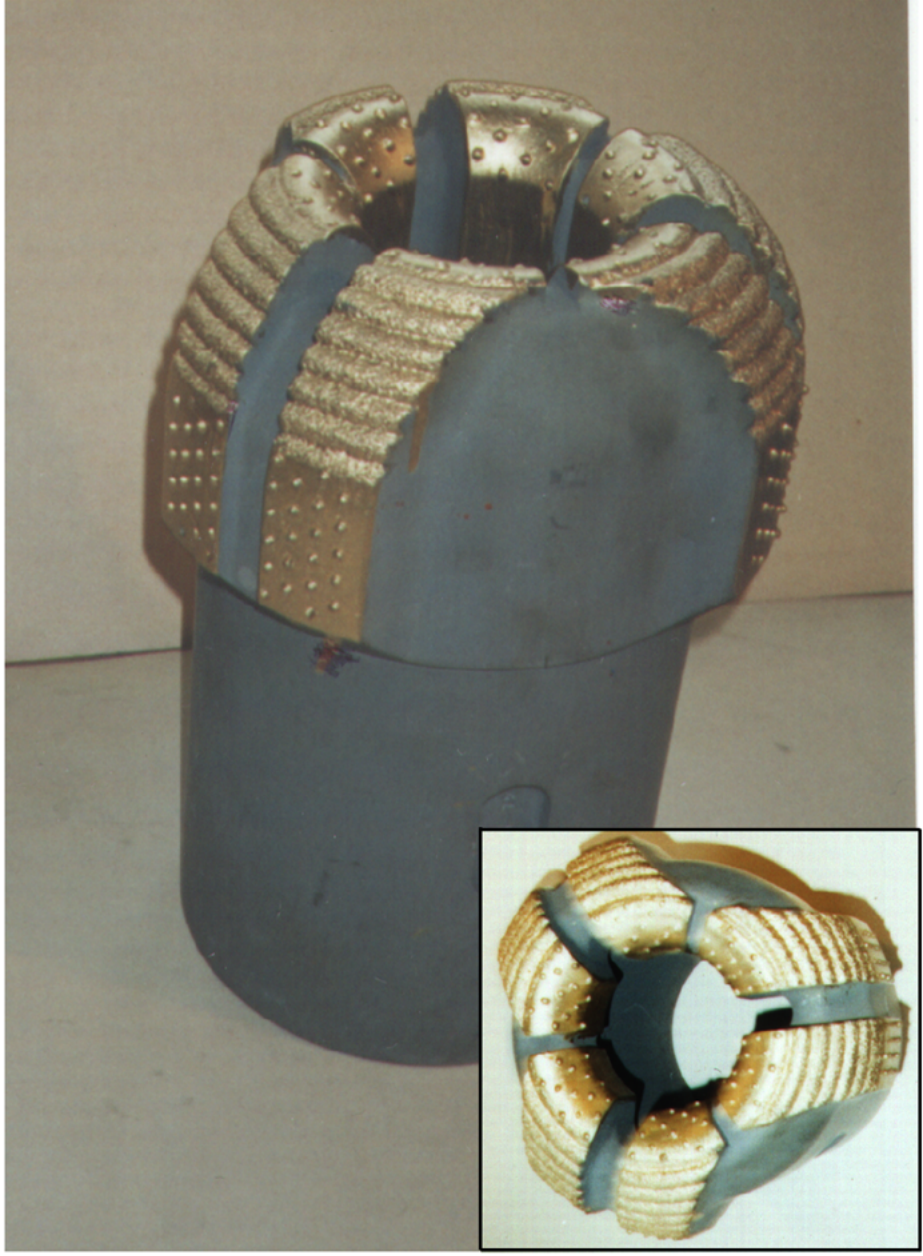


Рис. 3.4 в. Алмазная бурильная головка типа КТСИ 214,3/80С3.



Рис. 3.5. Алмазная бурильная головка типа КР163,5/67 СТ2, оснащенная природными алмазами.

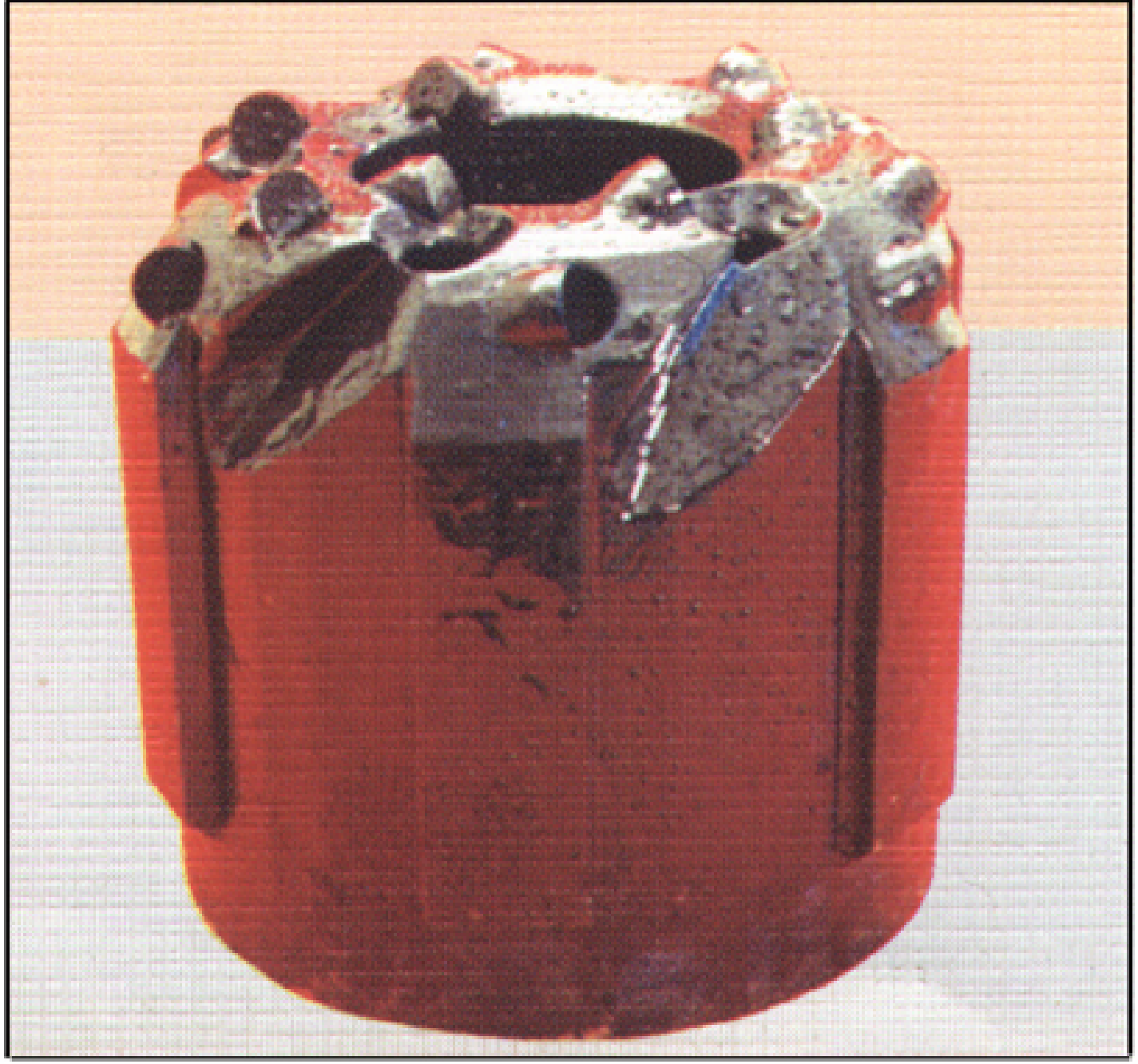


Рис. 3.6. Алмазные бурильные головки типа РСА и 6Л-РСА, оснащенные алмазно-твердосплавными пластинами.

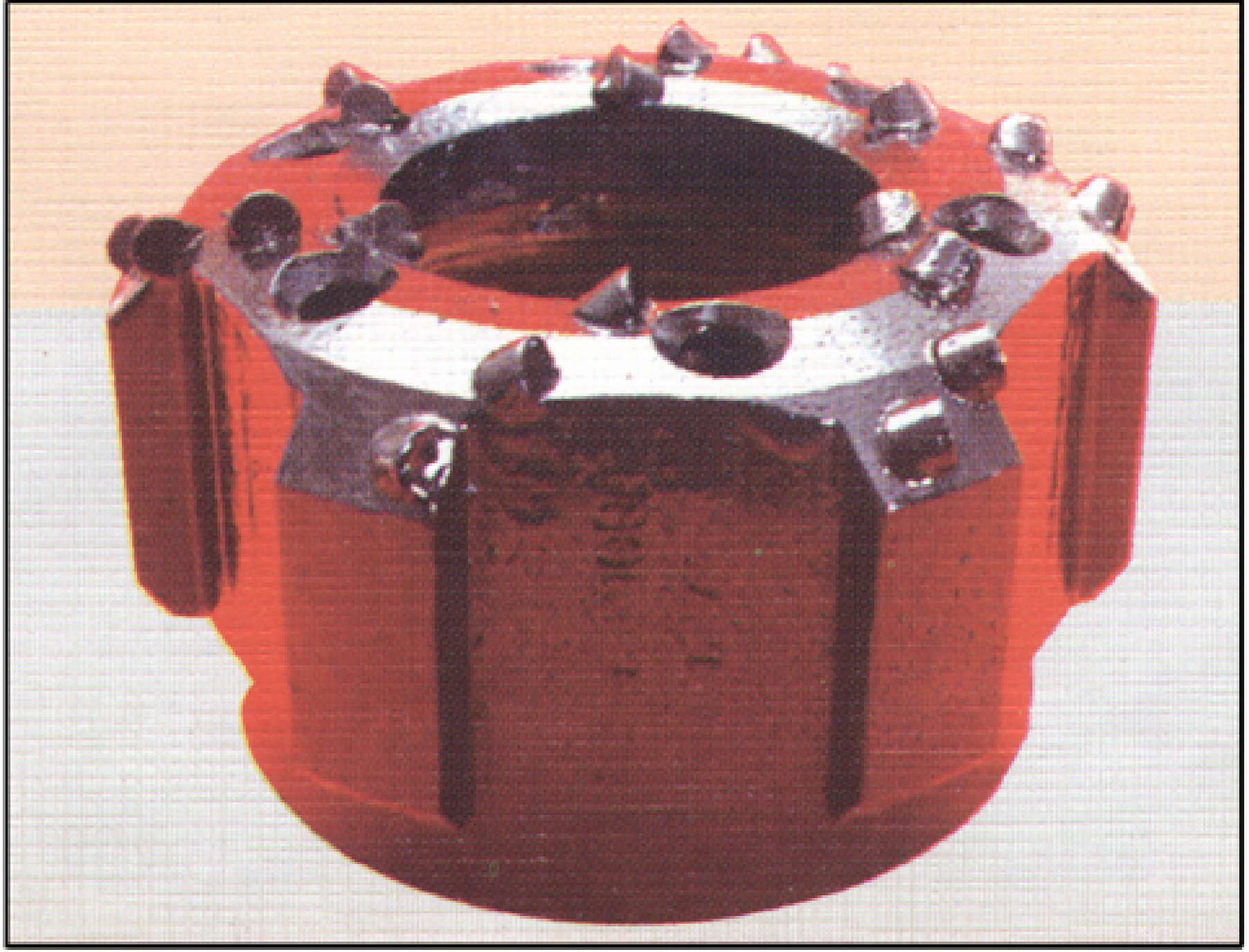
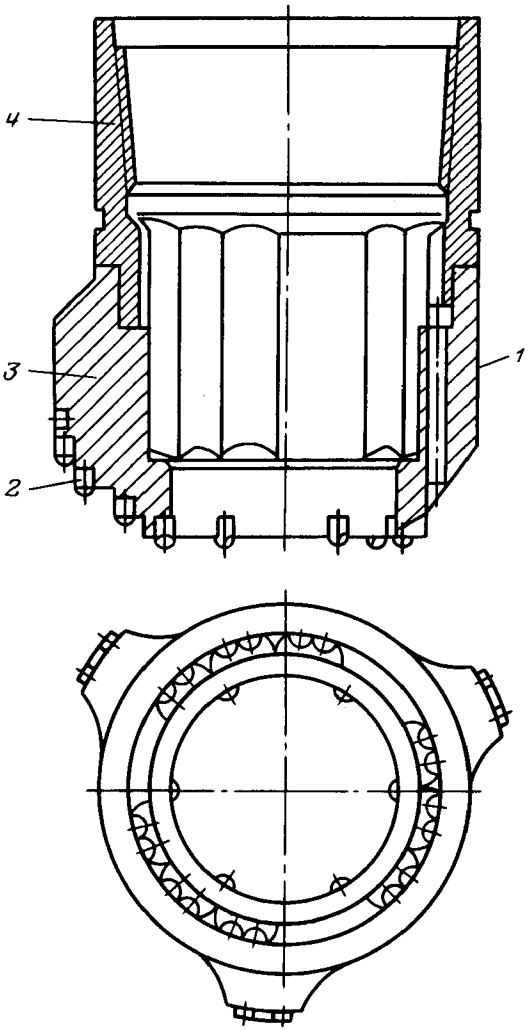


Рис. 3.7. Головка бурильная твердосплавная типа РСТ212/100 СА.



Рмс. 3.8. Бурильная головка типа М.
1-корпус;2-твердосплавные зубки;
3-ступенчатая лопасть;4-муфта с
присоединительной резьбой.

Выпуск 4. Расширители.

4.1. Расширители типов РШУ и 6РШ.

4.2. Расширитель раздвижной типа РР.

4.3. Расширители раздвижные типов РРГ и РРШ.

4.4. Расширители пикообразные типов П6Л-215,9 РСТ и П6Л-295,3 РСТ.

4.5. Расширитель-калибратор типа РКЛ.

4.6. Фрезер-расширитель типа ФР-168.

4.7. Расширители большого диаметра.

4.8. Одношарошечное долото-расширитель типа ОДР.

4.9. Расширитель раздвижной многошарошечный типа РРМ.

4. 10. Долота бицентричные

4. 10. 1. Долота бицентричные У120,6 х 142,8 SR - 544, У144 х 160 SR - 544, У215,9 х 240 SR - 544

4. 10. 2. Краткая инструкция по применению долот PDC.

Область применения

Подготовка ствола скважины к бурению долотами PDC.

Сборка и спуск долота PDC.

Приработка долота PDC и бурение

Контроль отработки долота PDC.

Выпуск 4. Расширители.

4. 1. Расширители типов РШУ и 6 РШ (шарошечные).

Расширители типов **РШУ** (рис.4.1.) и **6РШ** (рис.4.2.) предназначены для расширения опережающих стволов скважин при их одновременном или раздельном бурении.

Расширители типа **РШУ** состоят из корпуса 1 и сменных, унифицированных для размерного ряда породоразрушающих узлов 2, которые крепятся с по мощью эксцентричных пальцев 3 и штифтов 4. Корпусы выполнены в виде ствола, имеющего нижнюю и верхнюю присоединительные резьбы, с приваренной к нему коронкой, которая у расширителей диаметром **393,7** и **444,5** мм **(см. рис. 4.1.а)** цельнофрезерованная, а у расширителей диаметром **555** и **660** мм **(см. рис. 4.1.б)** сварная - из отдельных лап, укрепленных между собой верхним и нижним фланцами. Для повышения надежности и максимального использования гидравлической мощности на опережающем долоте при одновременном бурении и расширении скважины у расширителей отсутствуют гидроманиторные узлы. Однако, они могут быть выполнены по требованию заказчика.

Расширитель пятишарошечный типа **6РШ393,7/269,9МСТКГ** со сменными породоразрушающими узлами 1 двух типов вооружения (**МС** и **ТК**) и гидромониторными узлами со сменными карбидвольфрамовыми насадками 2 **(см.рис.4.2)** - один из первых созданных во ВНИИБТ отечественных расширителей, конструкция которого явилась базовой при дальнейшей разработке и совершенствовании расширителей других типоразмеров.

Основные типы выпускаемых расширителей **РШУ** и **6РШ** поставляются с запасными комплектами породоразрушающих узлов.

Технические параметры некоторых типоразмеров расширителей **РШУ** представлены в **таблице 4.1.**

4. 2. Расширитель раздвижной типа РР.

Расширители раздвижные типа **РР** (рис.4.3.) предназначены для увеличения диаметра скважин, обсаженных колоннами диаметром **140-146**, **168**, **178**, 219 и 400 мм в интервалах забуривания новых стволов или их крепления.

Технические параметры расширителей раздвижных типа РР представлены в **таблице 4.2.**

4. 3. Расширители раздвижные типов РРГ и РРШ .

Расширители раздвижные типов **РРГ** и **РРШ** предназначены для увеличения диаметра ствола скважины в любом его интервале. Рекомендуются как наиболее экономичное средство увеличения диаметра боковых стволов, пробуренных из обсаженных скважин.

Технические параметры расширителей раздвижных типов **РРГ** и **РРШ** представлены в **таблице 4.3.**

4. 4. Расширители пикообразные типа П6Л - 215,9РСТ и П6Л - 295,3РСТ.

Расширители пикообразные типа **П6Л-215,9РСТ** и **П6Л-295,3 РСТ** **(рис.4.4.)** предназначены для расширения и проработки ствола скважины. увеличения диаметра ствола скважины в любом его интервале.

Технические параметры расширителей пикообразных типа **П6Л** представлены в **таблице 4.4.**

4. 5. Расширитель - калибратор типа РКЛ.

Расширители-калибраторы типа **РКЛ-120...РКЛ-126** предназначены для расширения и калибровки в обсадной колонне в компановке с шарошечным долотом.

Технические параметры расширителей-калибраторов типа **РКЛ** приведены в **таблице 4.5.**

4. 6. Фрезер - расширитель типа ФР - 168.

Фрезер-расширитель типа **ФР** предназначен для фрезерования металла при вырезании участка обсадной колонны диаметром 168 мм, обработке ее внутренней поверхности, удалении негерметичных пластырей, а также для расширения отдельных интервалов скважин после вырезания или бурения.

Технические параметры фрезера-расширителя типа **ФР-168** приведены в **таблице 4.6.**

4. 7. Расширители большого диаметра.

Расширители нерегулируемого большого диаметра **(рис.4.5.)** предназначены для бурения скважин с пилот-долотом, либо расширения ранее пробуренных скважин до нужного диаметра. Диаметры таких расширителей - **558,8**; **700** и **850** мм.

Указанные расширители применяются для бурения скважины большого диаметра при строительстве каркасных свайных оснований. Шарнирные устройства, устанавливаемые на выступающих концах каркасных свай под сооружениями, позволяют сохранить здания от повреждений во время землетрясений.

Кроме того, расширители большого диаметра до **850** мм применяются при строительстве нефтяных и газовых скважин в северных районах вечной мерзлоты. В пробуренную скважину на глубину вечной мерзлоты опускается промежуточная таплоизоляционная колонна, исключающая теплообмен между мерзлой породой и относительно теплым буровым раствором или добываемым нефтепрдуктом.

По желанию заказчика расширители могут быть изготовлены в трех- или четырехшарошечном исполнении, с вооружением в виде фрезерованных зубьев или вставных твердосплавных зубков, для бурения пород от мягких до твердых абразивных.

Комплекты шарошек сменные. Очистка забоя от выбуренной породы осуществляется через 3 или 4 отверстия в корпусе (в зависимости от коли-

чества шарошек на расширителе). Выходы из промывочных отверстий оснащены сменными износостойкими соплами-насадками.

Технические параметры расширителей большого диаметра приведены в **таблице 4.7.**

4. 8. Одношарошечное долото - расширитель типа ОДР.

Одношарошечное долото-расширитель типа **ОДР** **(рис.4.6.)** предназначено как для последовательного расширения уже пробуренного ствола скважины в породах от мягких до твердых, так и для бурения с одновременным расширением до увеличенного диаметра.

Единственная шарошка долота выполнена в виде сферы большого диаметра, ось которого совпадает с осью присоединительной резьбы долота. И цилиндрическая, и сферическая поверхности оснащены крупными твердосплавными копытообразными зубками.

Цилиндрическая поверхность шарошки в момент совпадения ее с осью резьбы обеспечивает "транспортное положение" - долото с таким положением шарошки имеет уменьшенный диаметр и свободно проходит в скважину без вращения ротора до заданного интервала расширки скважины или забоя. При вращении ротором долота-расширителя, его диаметр увеличивается, становится равным наибольшему. Перед спуском и по окончании расширки или бурения, шарошка с помощью специального механизма фиксируется в транспортном положении, при котором легко проходит скважину при спуске или подъеме.

Опора одношарошечных долот-расширителей унифицирована с опорой одношарошечных долот и выполнена герметизированной маслонаполненной по схеме: "подшипник скольжения-шариковый (замковый) - подшипник скольжения-упорный шариковый - концевой подшипник скольжения".

Технические параметры долот-расширителей типа **ОДР** приведены в **таблице 4.8.**

4. 9. Расширитель раздвижной многошарошечный типа РРМ.

Расширители раздвижные многошарошечные типа **РРМ** **(рис.4.7.)** предназначены для работы в породах от мягких до твердых. Расширители этого типа предназначены только для расширки диаметра скважин при установке в полученную нишу профильного перекрывателя. Расширители типа **РРМ** оснащены тремя выдвижными режущими секциями, каждая из которых состоит из корпуса плашки, шарошки и основания. Наружная поверхность корпуса плашки и шарошки вооружены твердосплавными породоразрушающими зубками. Секции расположены равномерно по периметру корпуса в пазах с наклонными направляющими, по которым плашки с шарошками выдвигаются за периметр корпуса гидравлическими толкателями до максимального диаметра - рабочего состояния.

Приводом для гидравлических толкателей является буровой раствор, подаваемый насосом на поршень, встроенный в корпус расширителя. Возврат секций в транспортное положение осуществляется усилием пружин, также установленных в корпусе расширителя, и срабатывающих после прекращения подачи и падения давления бурового раствора. Шарошки установ-

лены на опорах скольжения. По мере износа твердосплавного вооружения они легко заменяются на новые.

Технические параметры расширителя типа **PPM216/237** приведены в **таблице 4.9.**

4. 10. Долота бицентричные

В зарубежной и последнее время в отечественной практике получают распространение бицентричные долота или пилотные эксцентричные расширители. Производителем пилотных эксцентричных раширителей является **СП ЗАО "Удмуртские долота" (СП "УДОЛ").**

4. 10. 1. Долота бицентричные У120,6 х 142,8 SR - 544, У144 х 160 SR - 544, У215,9 х 240 SR - 544

Бицентричные долота или пилотные эксцентричные расширители предназначены для бурения с одновременным расширением участка набора кривизны и горизонтального участка бокового горизонтального ствола скважины, в породах средней твердости (доломиты, известняки, аргиллиты, меловые отложения, соли).

Общие виды бицентричных долот (пилотных эксцентричных расширителей) **У120,6х142,8SR - 544**, **У144х160SR - 544** и **У215,9х240SR - 544** представлены на **рис. 4.8**, **4.9.** и **4.10.** технические характеристики приведены в **таблице 4.10.**

Преимущества использования:

- бурение скважин большего диаметра, чем обычно возможно при данном диаметре ранее спущенной обсадной колонны;
- скорость проходки сравнима со скоростью стандартных долот PDC;
- бурение с одновременным расширением ствола скважины;
- снижение затрат на бурение;
- регулирование направления ствола скважины от вертикального до горизонтального.

4.10.2. Долота эксцентричные (бицентричные) алмазные, производства НПП "Азимут".

Долота эксцентричные (бицентричные) алмазные, предназначены для бурения с одновременным расширением участка набора кривизны и горизонтального ствола скважины, в породах средней крепости. Основные характеристики долот приведены в **таблице 4.11**., общий вид на **рис. 4.11.**

4.11. Краткая инструкция по применению долот PDC.

Область применения

Долота PDC эффективны при разбуривании нехрупких осадочных пород, таких как мягкие и средние глинистые сланцы мергели, глины, аргиллиты, алевролиты, карбонаты, известняки, малоабразивные песчаники, мел и соли. Менее пригодные породы - твердосцементированные абразивные песчаники, осадочные кварциты, кремниевые сланцы, пирит.

Подготовка ствола скважины к бурению долотами PDC.

Ствол и забой скважины должны быть подготовлены соответствующим образом, для чего в предыдущий рейс долота в компоновку необходимо включить металлошламоуловитель и калибратор.

Необходимо проработать ствол скважины в местах сужения, ограничить проходку на долото и перед подъемом инструмента промыть скважину в 1,5 цикла. При необходимости очистить забой скважины спуском магнита.

Сборка и спуск долота PDC.

Для наворота долота применять приспособление для отворота и наворота производства **СП "УДОЛ"**, при этом надо не допускать ударов долота о металлическую поверхность.

Спуск долота необходимо производить медленно, особенно в зонах сужений и обвалов, при подходе к потайной и обсадной колоннам, в резких искривлениях ствола и в призабойной зоне.

Последнние 10-12 м спуск производить с вращением долота и циркуля-цией промывочной жидкости, наблюдая за индикаторами веса и крутящего мо-мента. Первым признаком касания долотом забоя является увеличение крутящего момента или давления насоса.

Зафиксировать касание долотом забоя и приподнять его на 20 - 30 см. Промыть скважину в течение 5 -10 минут.

Приработка долота PDC и бурение

1. После промывки необходимо опустить долото на забой и при малой нагрузке создать "колею". Постепенно увеличивая нагрузку на долото, необходимо выбрать оптимальные параметры бурения.

2. При бурении перемежающихся пород, необходимо отрегулировать скорость вращения и нагрузку на долото. В более твердых породах или в абразивных, песчаных пропластках скорость вращения долота следует снижать для уменьшения износа резцов PDC и увеличения срока службы долота.

3. При наращивании из-за большой поршневой особенности конструкции долота, уход с забоя производить с промывкой во избежание сальникообразования. После наращивания спустить долото до забоя, промыть в течение 1-2 минут и постепенно увеличивая нагрузку, достичь предыдущего значения.

4. В процессе бурения постоянно вести контроль за режимом бурения по индикатору веса, по величине крутящего момента и давлению на стояке, не допуская предельных величин, указанных в паспорте долота.

5. Подъем долота производить с постоянным доливом скважины и с ограничением скорости, особенно в зонах сужений, обвалов, каверн и при подходе к башмаку обсадной колонны.

Контроль отработки долота PDC.

Буровому мастеру рекомендуется вести карту отработки долота, где постоянно отражать:

- проходку после каждого часа бурения, м;
- нагрузку на долото, тс;
- давление на стояке, МПа;
- число оборотов, об/мин;
- расход жидкости, л/с;
- тип и параметры промывочной жидкости.

Таблица 4.1. Технические параметры расширителей типа РШУ

Шифр расширителя	Мин. диаметр опережающего долота, мм	Длина, мм	Макс. частота вращения, мин$^{-1}$	Макс. осевая нагрузка, кН	Масса без ЗИПа, кг	Кол-во ЗИП, компл.
IIIРШУ 393,7 МСЦВ	244,4	705	250	150	230	4
IIIРШУ 393,7 СЗЦВ	244,4	705	250	150	232	4
IY РШУ 393,7 МСЦВ	244,4	705	250	200	245	4
IY РШУ 393,7 СЗЦВ	244,4	705	250	200	248	4
IIIРШУ 393,7 МСЦВУ	244,4	705	120	100	231	3
IIIРШУ 393,7 СЗЦВУ	244,4	705	120	100	234	3
IY РШУ 393,7 МСЦВУ	244,4	705	120	240	249	3
IY РШУ 393,7 СЗЦВУ	244,4	705	120	240	250	3
IIIРШУ 444,5 МСЦВ	295,3	730	250	150	280	4
IIIРШУ 444,5 СЗЦВ	295,3	730	250	150	282	4
Y РШУ 444,5 МСЦВ	295,3	730	250	250	320	4
Y РШУ 444,5 СЗЦВ	295,3	730	250	250	322	4
III РШУ 444,5 МСЦВУ	295,3	730	110	100	281	3
III РШУ 444,5 СЗЦВУ	295,3	730	110	100	283	3

Продолжение

Продолжение таблицы 4.1. Технические параметры расширителей типа РШУ

Шифр расширителя	Мин. диаметр опережающего долота, мм	Длина, мм	Макс. частота вращения, мин$^{-1}$	Макс. осевая нагрузка, кН	Масса без ЗИПа, кг	Кол-во ЗИП, комп
Y РШУ 555 МСЦВУ	393,7	890	90	300	431	3
IIIРШУ 555 СЗЦВУ	393,7	890	90	300	436	3
IIIРШУ 660 МСЦВ	490,0	890	150	150	420	4
IIIРШУ 660 СЗ ЦВ	490,0	890	150	150	423	4
Y РШУ 660 МС ЦВ	490,0	890	150	250	510	4
Y РШУ 660 СЗ ЦВ	490,0	890	150	250	515	4
IIIРШУ 660 МСЦВУ	490,0	890	75	180	422	3
IIIРШУ 660 СЗЦВУ	490,0	890	75	180	425	3
Y РШУ 660 МСЦВУ	490,0	890	75	300	512	3
Y РШУ 660 СЗЦВУ	490,0	890	75	300	518	3

Разработчик и поставщик: ОАО НПО "Буровая техника"- ВНИИБТ,
113114, Россия, г.Москва, ул.Летниковская, 9, 112168 ДОЛОТО,
факс.(095) 9596711, тел.(095) 2360170. e-Mail:vniibt@dataforce.net

Примечание. Расшифровка кодов расширителей: **III,IY,Y** - число шарошек; **393,7; 444,5; 555; 660** - диаметр расширителя, мм; **МС** - шарошки с фрезерованными зубьями для мягких и средних пород; **СЗ** - шарошки с твердосплавными зубьями для средних с прослоями твердых абразивных пород; **Ц** - центральная промывка (при заказе расширителей с гидромониторными узлами обозначение - **ЦГ**); **В** - опоры шарошек открытые, выполнены на телах качения; **ВУ** - опоры шарошек герметизированные, маслонаполненные, выполнены на телах качения.

Таблица 4.2. Технические параметры расширителей раздвижных типа РР

Шифр расширителя Наименование параметров	**РР.140-146**	**РР.168**	**РР.178**	**РР.219**	**РР.400**
Диаметр корпуса, мм	120	140	150	194	220
Диаметр по раскрытым лопастям, мм	250	300	330	450	400
Длина, мм	1425	1425	1425	1530	1930
Кол-во лопастей, шт	3	3	3	3	3
Присоединительная резьба МК90х6х1 по ОСТ39-226-91	16	16	16	16	16
Осевая нагрузка на лопасти, кН	40	40	40	40	40
Частота вращения изделия С-1, в	0,66-1,17	0,66-1,17	0,66-1,17	0,66-1,17	0,66-1,17
Кол-во прокачиваемого бурового раствора, $м^3/с$	0,012-0,02	0,012-0,02	0,012-0,02	0,012-0,02	0,012-0,02
Температура рабочей среды, ^oC, не более	100	100	100	100	100
Перепад давления на устройстве, МПа	2 - 4	2 - 4	2 - 4	2 - 4	2 - 4
Масса, кг, не более	60	72	80	138	324

Разработчик и поставщик: ОАО НПО "Буровая техника"- ВНИИБТ, 113114, Россия, г.Москва, ул.Летниковская, 9, 112168 ДОЛОТО, факс.(095) 9596711, тел.(095) 2360170 e-Mail:vniibt@dataforce.net

Назад

Таблица 4.3. Технические параметры расширителей раздвижных типов РРГ и РРШ

Шифр расширителя Наименование параметров	**РРГ-114/146**	**РРГ-185/380**	**РРШ-114/146**
Диаметр корпуса, мм	114	185	114
Диаметр по раскрытым лопастям, мм	146	380	146
Кол-во лопастей, шт	3	3	3
Вооружение	Режущее твердосплавное		
	АТП	АТП	АТП, шарошки тип Т
Присоединительная резьба (муфта)	3-76	3-147	3-86

Изготовитель - НПП"Азимут". 450062, Росссия, Башкортостан, г.Уфа, ул.Космонавтов, 1, корп. 4. тел. (3472)43-11-52, (3472)60-91-99, тел/факс (3472)43-15-71, **E-maiL: tyusa@online/ru**

Продолжение

Назад

Продолжение таблицы 4.3. Технические параметры расширителей раздвижных типов РРГ и РРШ

Шифр расширителя Наименование параметров	**РРГ-114/152**	**РРГА-132/168**	**РГР2-112/140**	**РГР2-112/150**	**РГР2-210/270**
Диаметр корпуса, мм	114	132	112	112	210
Диаметр по раскрытым лопастям, мм	152	168	140	150	270
Кол-во лопастей, шт	3	3	3	3	3
Вооружение	Режущее твердосплавное				
	АТП	АТП	АТП	АТП	АТП
Присоединительная резьба (муфта) по ГОСТ 284887-90	3-76	3-88	3-88	3-88	3-88

Изготовитель - НПП"Азимут". 450062, Росссия, Башкортостан, г.Уфа, ул.Космонавтов, 1, корп. 4. тел. (3472)43-11-52, (3472)60-91-99, тел/факс (3472)43-15-71, **E-maiL: tyusa@online/ru**

Таблица 4.4. Технические параметры пикообразных расширителей типа П6Л.

Шифр расширителя Наименование параметров	**П6Л-215,9 РСТ**	**П6Л-295,3 РСТ**
Номинальный диаметр, мм	**215,9**	**295,3**
Кол-во твердосплавных резцов, шт	45	66
Кол-во промывочных отверстий, шт	7	7
Высота расширителя, мм	300	380
Присоединительная резьба (ниппель)	З-117	З-152
Частота вращения расширителя, об/мин	80 - 750	80 - 750
Расход промывочной жидкости, л/сек	26 - 32	35 - 45

Изготовитель: НПП "Азимут", e-Mail:NPPAzimut@ufacom.ru
450062,Башкортостан, г.Уфа, ул.Космонавтов,1,корп.4,
126117 РТВ SU ASIMUT, факс.(3472) 431152, тел.(3472) 435509

Таблица 4.5. Технические параметры
Расширителей - калибраторов типа РКЛ.

Шифр расширителя Наименование параметров	**РКЛ-120**	**РКЛ-122**	**РКЛ-124**	**РКЛ-126**
Номинальный диаметр, мм	120	122	124	126
Кол-во твердосплавных резцов, шт	24	24	24	24
Высота расширителя, мм	230	230	230	230
Присоединительная резьба (муфта)	З-66	З-76	З-76	З-76
Частота вращения расширителя, мин$^{-1}$	45 - 100	45 - 100	45 - 100	45 - 100
Расход промывочной жидкости, дм^3/сек	6 - 12	6 - 12	6 - 12	6 - 12

Изготовитель: НПП "Азимут", e-Mail:NPPAzimut@ufacom.ru
450062,Башкортостан, г.Уфа, ул.Космонавтов,1,корп.4, 126117 PTB SU ASIMUT, факс.(3472) 431152, тел.(3472) 435509

Таблица 4.6. Технические параметры фрезера-расширителя типа ФР-168.

Наименование параметров	ФР-168
Диаметр корпуса, мм: - для фрезерования внутри колонны и вырезания участка колонны, - для расширения скважины	 138 140
Максимальный диаметр по раскрытым резцам (лопастям), мм: - при фрезеровании, - при вырезании, - при расширении	 156 208 350
Длина, мм: - для фрезерования и вырезания, - для расширения скважины	 1816 1636
Количество резцов в сборке, шт: - для фрезерования и вырезания, - для расширения скважины	 5 3
Масса, кг, не более: - для фрезерования, - для вырезания, - для расширения	 155 152 142
Осевая нагрузка на резцы, кН, не более, - при фрезеровании, - при вырезании, - при расширении	 30 40 20
Частота вращения, $с^{-1}$	0,5 -1,5
Температура рабочей среды, оС, не более	100
Перепад давления на фрезе-расширителе, МПа	2 - 4
Разработчик и поставщик: ОАО НПО "Буровая техника"- ВНИИБТ, 113114, Россия, г.Москва, ул.Летниковская, 9, 112168 ДОЛОТО, факс.(095) **9596711**, тел.(095) 2360170 **e-Mail:vniibt@dataforce.ru**	

Таблица 4.7. Технические параметры расширителей большого диаметра.

Шифр расширителя Наименование параметров	**Р - 558,8**	**Р - 700**	**Р - 850**
Диаметр расширителя, мм	558,8	700	850
Диаметр корпуса расширителя,мм	178	229	229
Длина расширителя, мм	1500	1700	1700
Диаметр пилот долота, применяемого в расширителе, мм	311,1	444,5	490
Типы шарошек для оснащения расширителя относительно пород	М, МС, МЗ, СЗ, ТЗ	М, МС, МЗ, СЗ, СТ, ТЗ	С
Кол-во шарошек в расширителе (по выбору)	3 (4)	3(4)	3(4)
Тип присоединительной резьбы у корпуса расширителей	верх-ниппель 3-152 (65/8 REG) низ-муфта 3-152 (65/8 REG)	верх-ниппель 3-177(75/8 REG) низ-муфта 3-177 (75/8 REG)	верх-ниппель 3-171 низ-муфта 3-171
Масса расширителя, кг: - с тремя шарошками - с четырьмя шарошками	 670 760	 800 940	 980 1140

Изготовитель: АО "Волгабурмаш", 443004, Россия, г.Самара, ул. Грозненская, 1, корп.4, 214166 PTB RU FOR No184, факс.(8462) 302372, тел.(8462) 303070 **e-Mail:market@vbm.samara.ru**

Таблица 4.8. Технические параметры долот-расширителей типа ОДР

Шифр расширителя Наименование параметров	ОДР-125/133	ОДР-145/152	ОДР-216/237
Диаметр по шарошке, мм: - в транспортном положении, - в рабочем положении	 125 133	 145 152	 216 237
Высота, мм	230	295	380
Присоединительная резьба (ниппель)	З-76	З-88	З-117
Масса, кг	22	27,3	52
Изготовитель: АО "Волгабурмаш", 443004, Россия, г.Самара, ул. Грозненская, 1, корп.4, 214166 PTB RU FOR No184, факс.(8462) 302372, тел.(8462) 303070			

Таблица 4.9. Технические параметры расширителя типа РРМ 216/237

Шифр расширителя Наименование параметров	**РРМ 216/237**
Диаметр расширителя, мм: - в транспортном положении, - в рабочем положении	 200 237
Количество плашек (шарошек),шт	3 (3)
Присоединительная резьба: - верхняя - нижняя	 З-147 З-117
Длина корпуса, мм	1500
Масса, кг	200

Изготовитель: ОАО "Волгабурмаш",
443004, Россия, г.Самара, ул.Грозненская, 1, корп.4,
214166 РТВ RU FOR No184, **e-Mail:market@vbm.samara.ru**
факс.(8462) 302372, тел.(8462) 03070

Таблица 4.10. Технические характеристики бицентричных долот

Номинальные размеры						
Тип долота	**У120,6 х142,8 SR-544**		**У144 х160 SR-544**		**У215,9 х 240 SR-544**	
Длина долота, мм	355		310		395	
Присоединительная резьба	З-76		З-88		З-117	
Проходной диаметр, мм	120,6		144		215,9	
Диаметр долота, мм	Пилот	Расширитель	Пилот	Расширитель	Пилот	Расширитель
	95	142,8	123	160	155	240
Длина шейки долота, мм	25	100	25	80	45	95
Длина калибрующей поверхности, мм	45	45	50	45	40	45
Диаметр по шейке долота, мм	76	82	95	120	120	150
Характеристика конструкции долота						
Профиль	Короткий		Короткий		Короткий	
Тип резца	PDC		PDC		PDC	
Размер резца, мм	13		13		13	
Характерстика вооружения	Пилот	Расширитель	Пилот	Расширитель	Пилот	Расширитель
Количество резцов, шт.	14	13	15	12	37	37
Количество лопастей, шт.	3	4	5	6	6	10
Количество промывочных отверстий, шт	2 (пост.)	2 (пост.)	3 (смен.)	3 (смен.)	4 (смен.)	4 (пост.)
Защита калибрующей поверхности	резцами PDC и наплавкой карбида вольфрама.		резцами PDC, твердосплавными стабилизаторами и наплавкой карбида вольфрама.		резцами PDC и наплавкой карбида вольфрама.	
Режимы бурения						
Расход промывочной жидкости, л/с	12-18		12 – 18		25-39	
Нагрузка на долото, тс	до 15 (оптим. 2-5)		До 18 (оптим 2-6)		До 25 (оптим. 5-10)	
Частота вращения долота, об/мин	60-140		90 – 180		90-220	

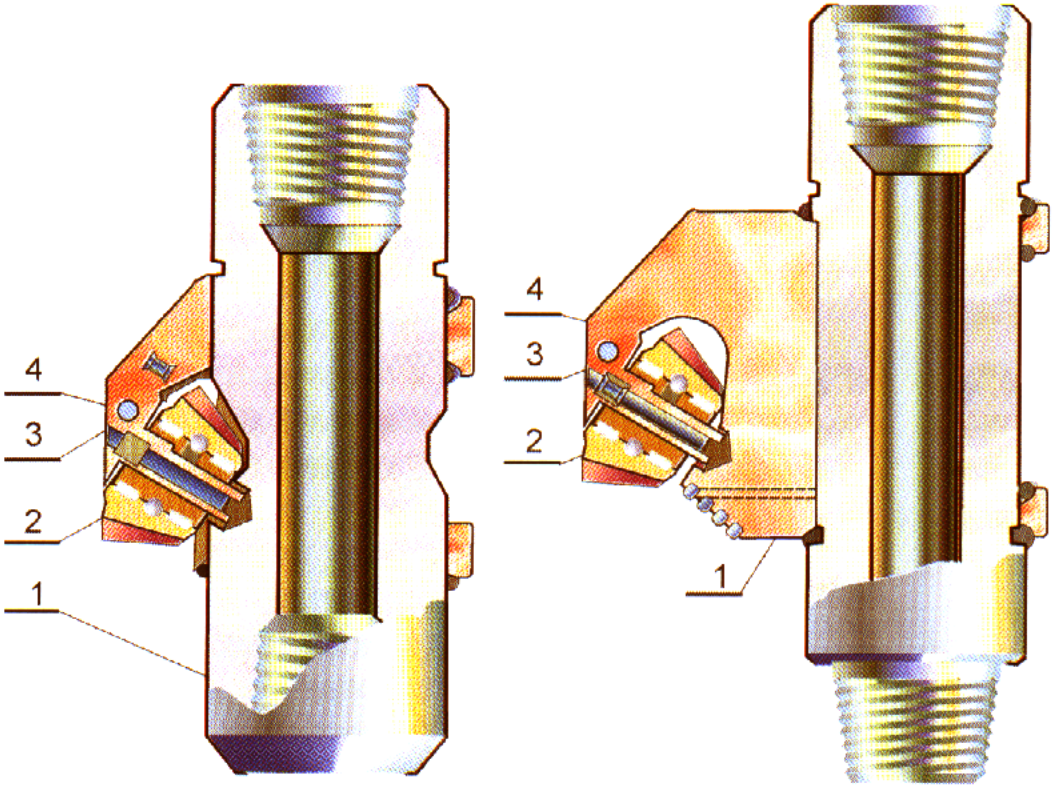
Изготовитель: СП ЗАО "УДМУРТСКИЕ ДОЛОТА" **e-Mail:msharnin@udol.udm.ru**
426057, Удмуртия, г.Ижевск, ул. Красноармейская, 182. Тел.: (3412) 48-32-98, Факс: (3412) 78-07-97

Назад

Таблица 4.11. Основные размеры эксцентричных (бицентричных) алмазных долот.

Обозначение долота	Проходной диаметр, мм	Диаметр расширения, мм
ДБА120,6/140	120,6	140
ДБА120,6/142	120,6	142
ДБА138,1/160	138,1	160
ДБА139,7/160	139,7	160
ДБА140/162	140	162
ДБА152/175	152	175
ДБА215,9/240	215,9	240

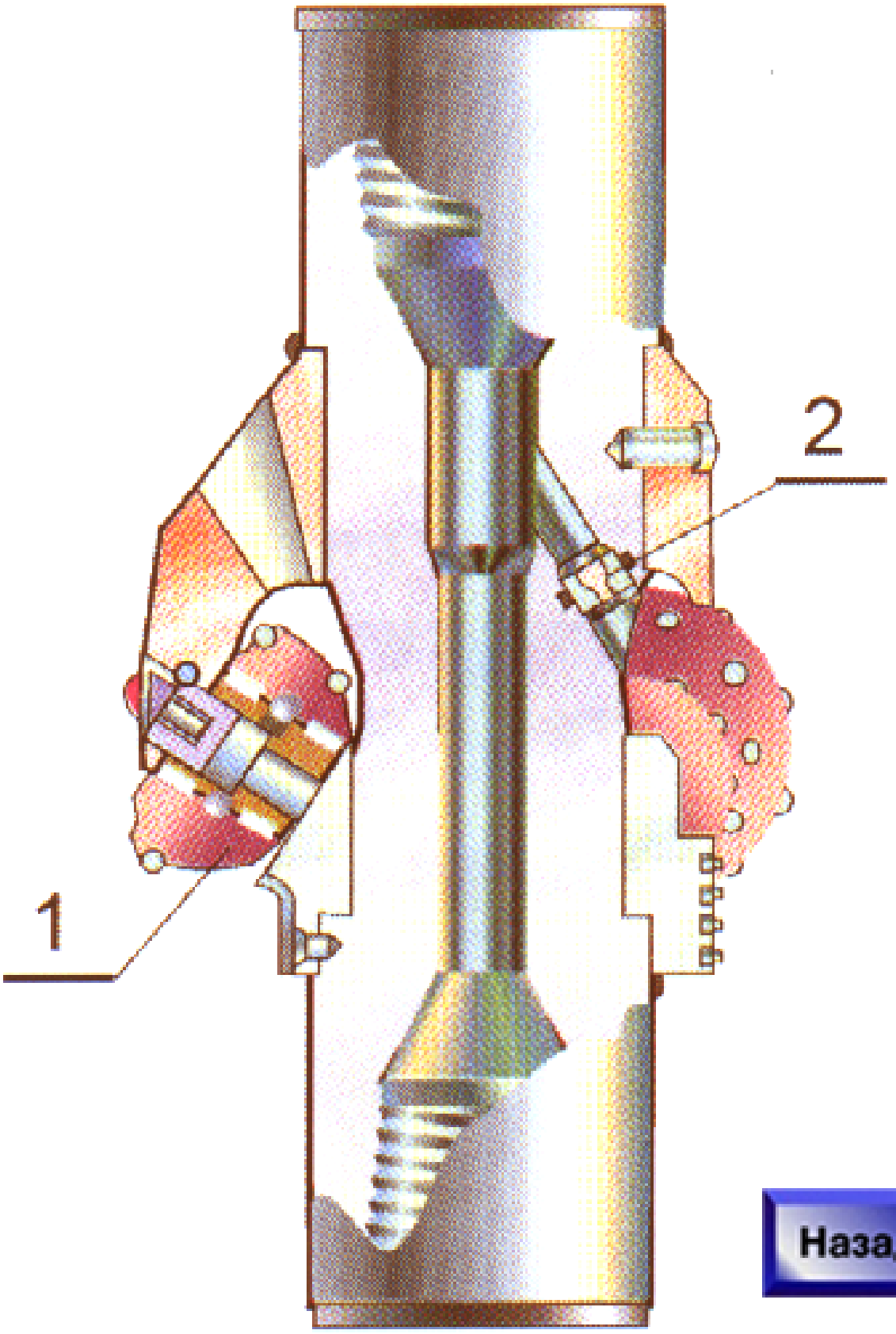
Изготовитель - НПП"Азимут". 450062, Росссия, Башкортостан, г.Уфа, ул.Космонавтов, 1, корп. 4. тел. (3472)43-11-52, (3472)60-91-99, тел/факс (3472)43-15-71, **E-maiL: tyusa@online.ru**



а *б*

Рис. 4.1. Расширитель типа РШУ.
а - с цельнофрезерованной короной;
б - со сваренной короной из отдельных лап.

Назад



Назад

Рис. 4.2. Расширитель типа 6РШ 393,7/269,9МСТКГ.

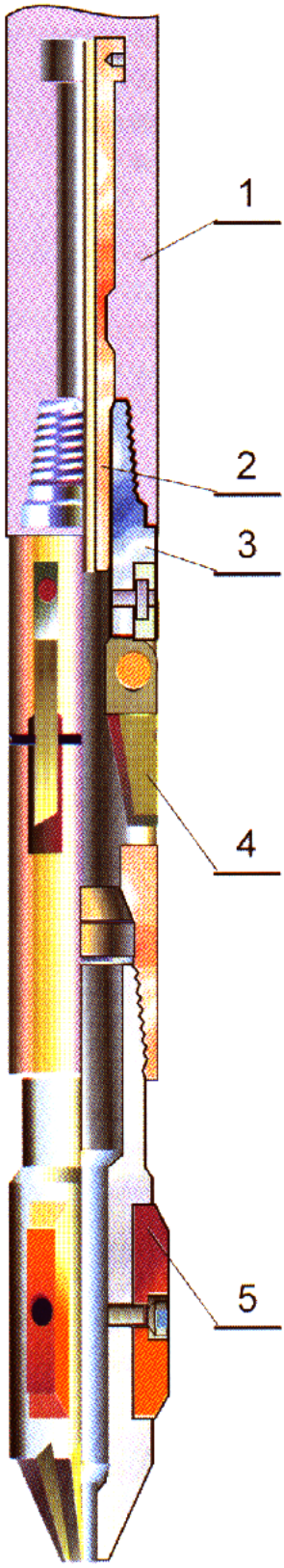


Рис. 4.3. Расширитель раздвижной типа РР.000
1 - корпус вырезающего устройства; 2 - толкатель; 3 - корпус расширителя; 4 - лопасть; 5 - центратор.

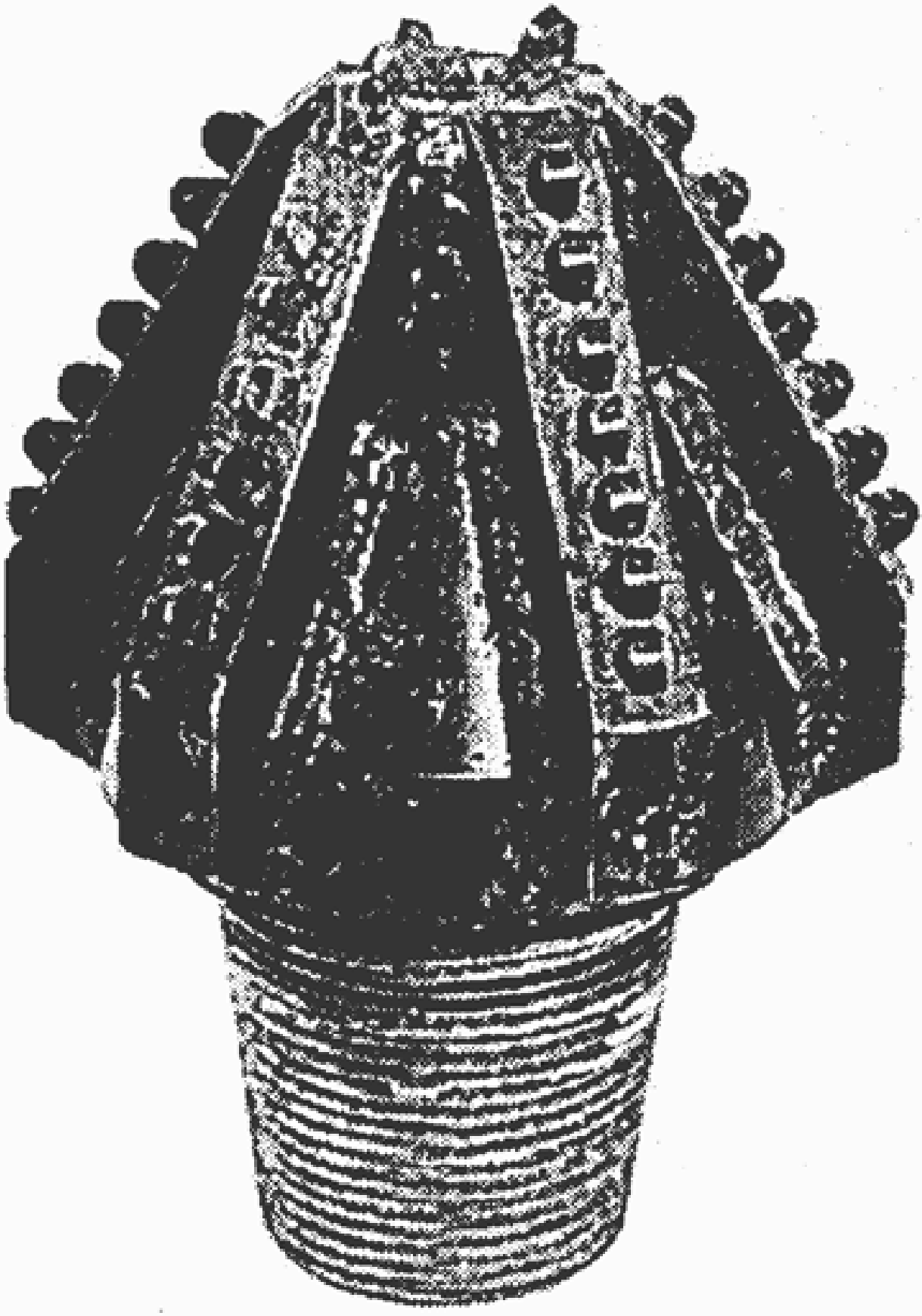


Рис. 4.4. Расширитель пикообразный типа П6Л.

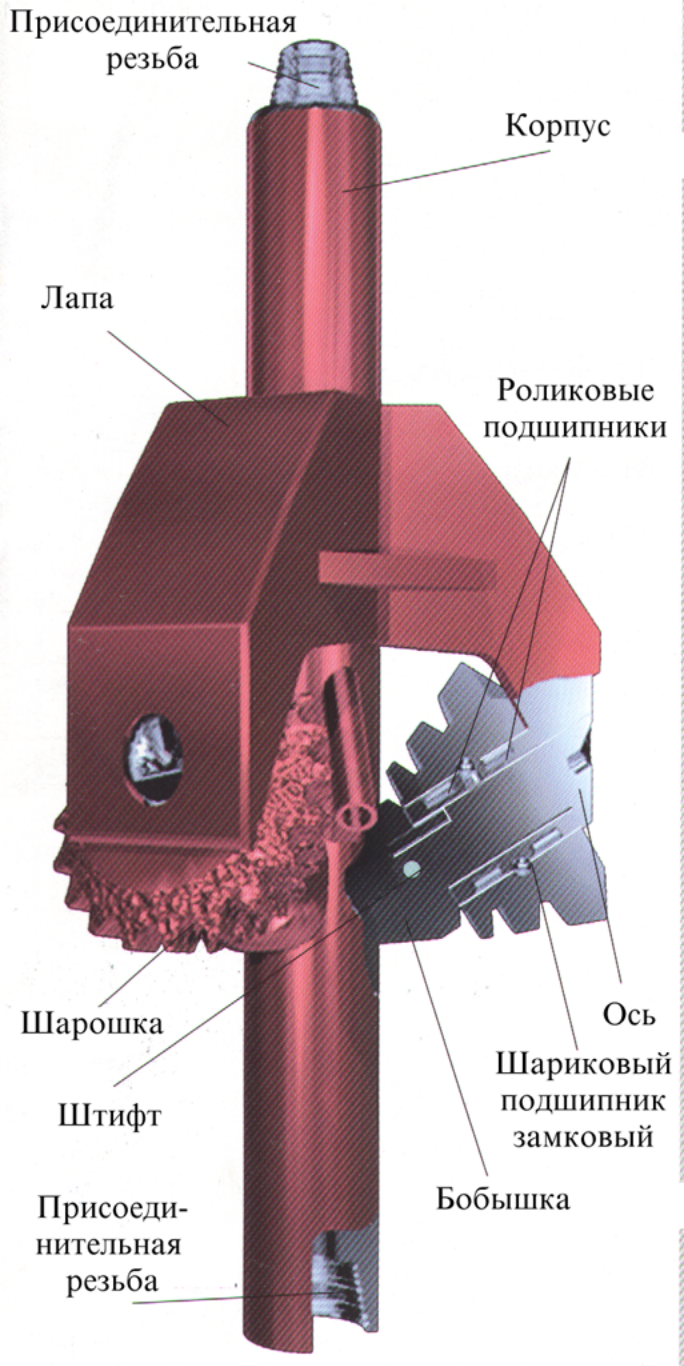


Рис. 4.5. Расширитель большого диаметра прозводства АО "Волгабурмаш"

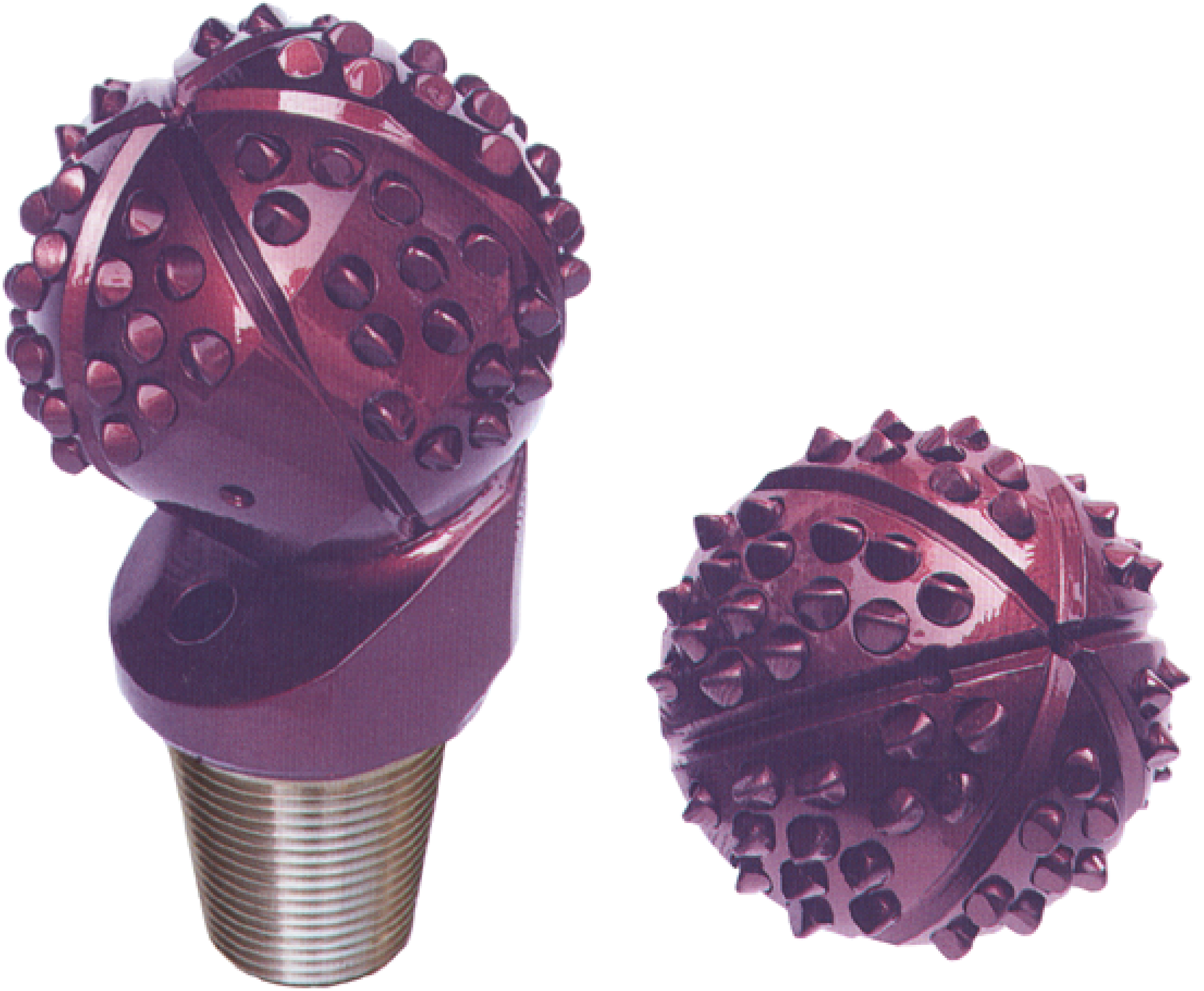


Рис. 4.6.Одношарошечное долото - расширитель типа ОДР.



Рис. 4.7.Расширители раздвижные многошарошечные типа РРМ.



Рис. 4.8. Долото бицентричное
У120,6х142,8 SR544



Рис. 4.9. Долото бицентричное У144х160 SR544

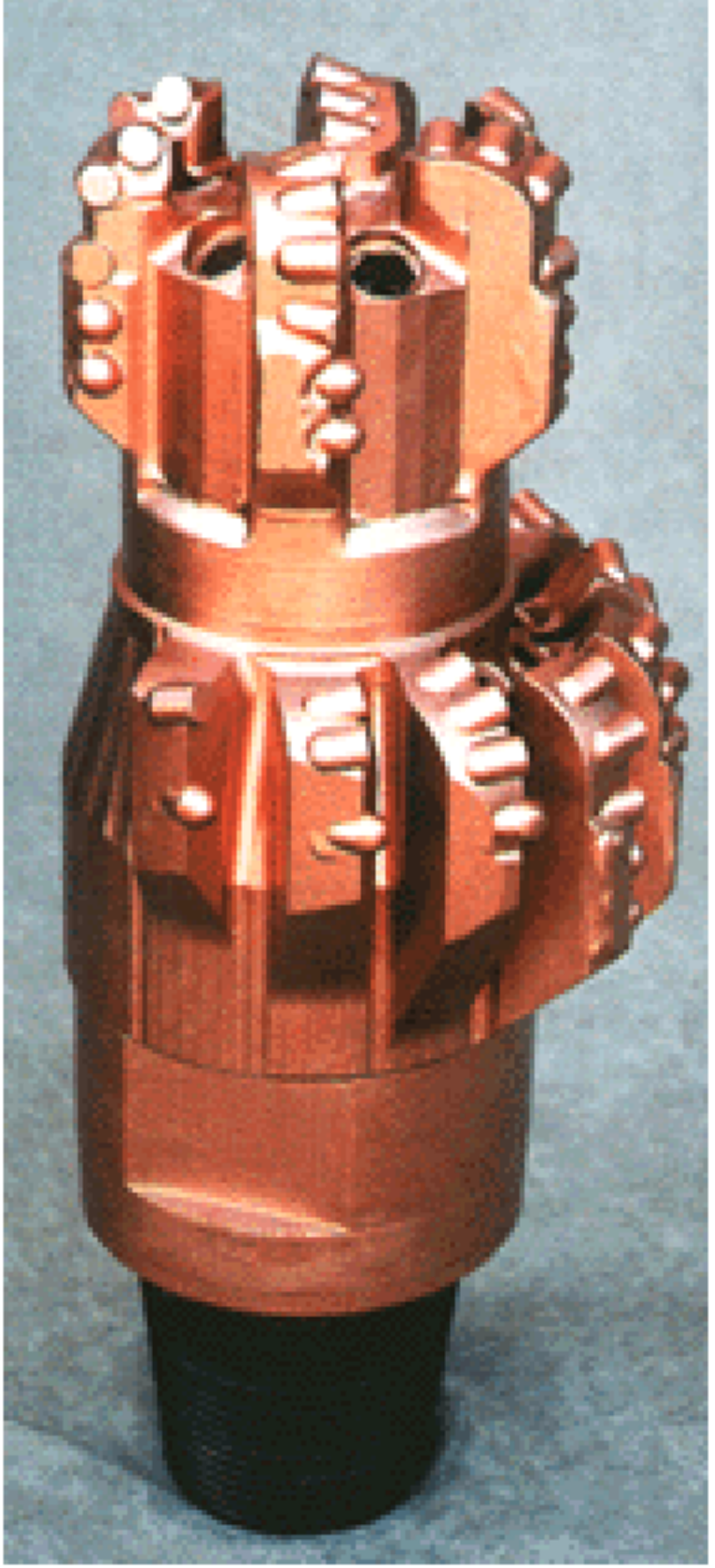


Рис. 4.10. Долото бицентричное У215,9х240 SR544

Назад

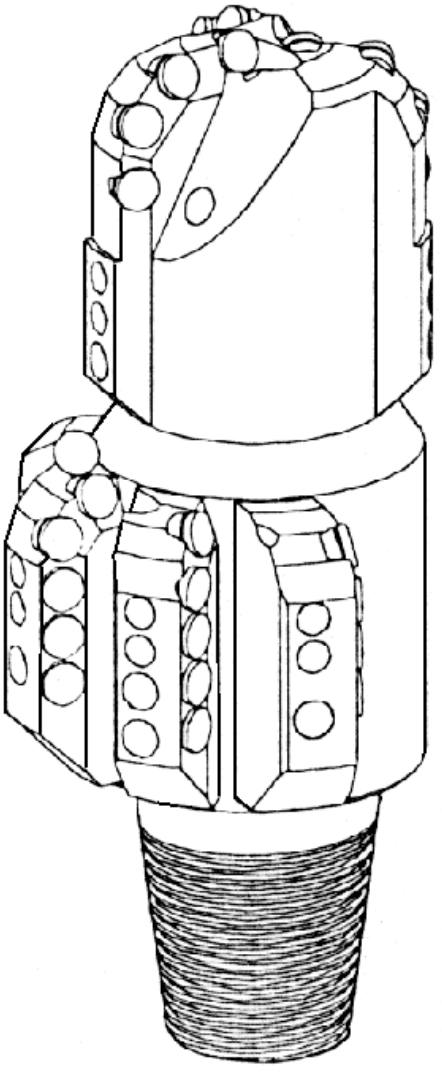
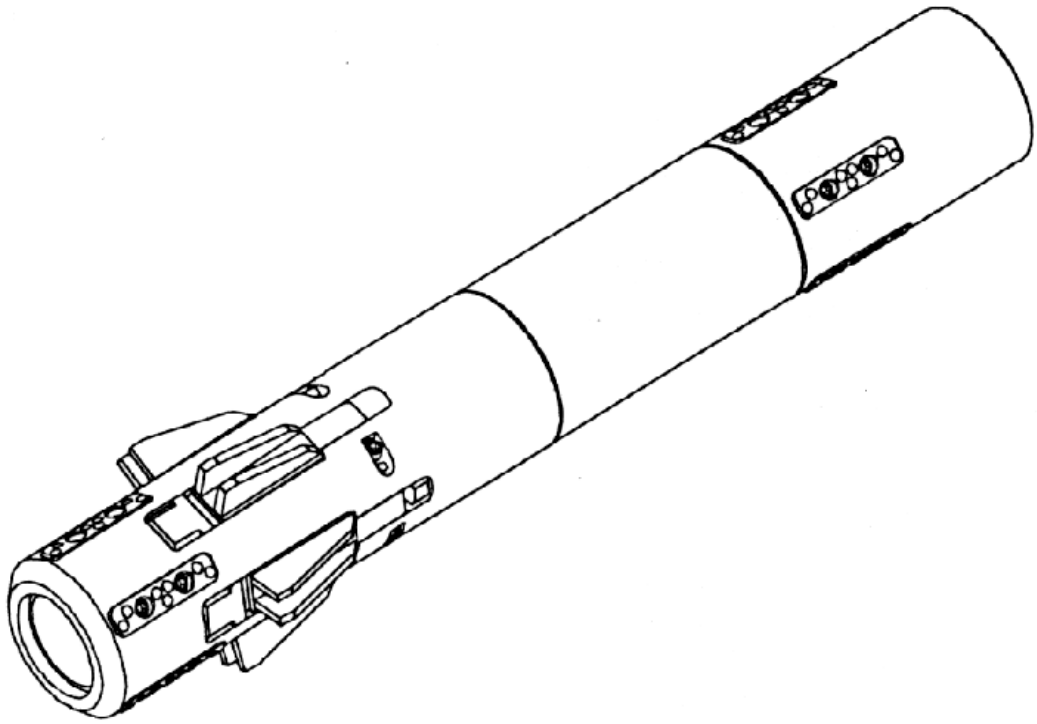


Рис. 4.11. Долото эксцентричное (бицентричное) алмазное, производства НПП "Азимут"

Назад



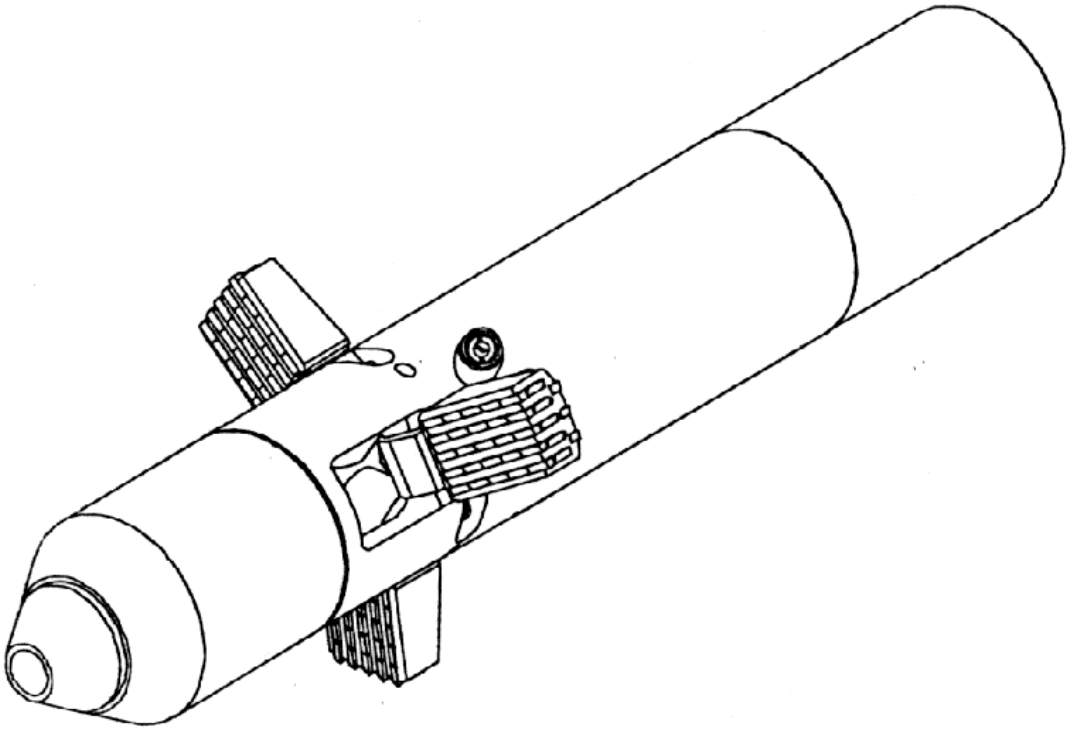
Фрезеры раздвижные гидравлические ФР, производства НПП "Азимут".

Основные параметры фрезеров раздвижных гидравлических типа ФР

Обозначение	Наружный диаметр, мм	Диаметр вырезаемой обсадной колонны, мм	Резьбовое соединение по ГОСТ 28487-90
ФР-92/114	92	114	3-76
ФР-114/140	114	140	3-86
ФР-114/146	114	146	3-50
ФР-146	114	146	3-50
ФР-146М	114	146	3-86
МФР-146	114	146	3-50
ФКР-146	114	146	3-50
ФР168	140	168	3-88
ФР-219	185	219	3-185

Изготовитель - НПП"Азимут". 450062, Росссия, Башкортостан, г.Уфа, ул.Космонавтов, 1, корп. 4. тел. (3472)43-11-52, (3472)60-91-99, тел/факс (3472)43-15-71, **E-maiL: tyusa@online.ru**

Назад



Расширители гидравлические типа РРГ

(Предназначены для увеличения диаметра ствола скважины в любом его интервале. Рекомендуется как наиболее экономичное средство увеличения диаметра боковых стволов, пробуренных из обсаженных скважин)

Содержание

Выпуск 5. Вырезающие устройства.

5.1. Вырезающие устройства типа УВ и УВУ.

5.2. Фрезеры раздвижные типа ФР.

Выпуск 5. Вырезающие устройства.

5. 1. Вырезающие устройства типа УВ и УВУ.

Вырезающие устройства типа **УВ** и **УВУ** **(рис.5.1.)** предназначены для вырезания участков обсадных колонн с целью забуривания нового ствола, вскрытия вышележащего пласта, обрезки труб, изоляционных работ и т.п.

В состав вырезающего устройства **(см.рис.5.1.)** входят: цилиндр 1, поршень 2, насадка 3, кольцо 4, винт 5, кольцо 6, втулка 7, пружина 8, толкатель 9, гайки 10,11, вставка 12, шпонка 13, фиксатор 14, пластина 15, болты 16,18, корпус 17, шайба 19, упор 20, кольцо 21, ось 22, чека 23, резец 24, штырь 25, направляющая 26, шайба 27, хвостовик 28, винт 29.

Технические параметры вырезающих устройств типа **УВ** и **УВУ** представлены в **таблице 5.1.**

5. 2. Фрезеры раздвижные типа ФР.

Фрезеры раздвижные типа **ФР** **(рис.5.2.)** предназначены для вырезания участка обсадной колонны по всему диаметру в любом интервале ствола скважины для последующего забуривания вторых стволов.

Технические параметры фрезеров раздвижных типа **ФР** представлены в **таблице 5.2.**

5.3. Клинья-отклонители.

5.3.1. Комплекты фрез для вырезки «окна» в колонне.

Клинья-отклонители **КОП-115М**, **КОП-115П**, **КОП-115С**, предназначены для зарезки и бурения дополнительных стволов в 146 мм обсадной колонне. Все конструкции клиньев обеспечивают безпрепятственный спуск и надежную установку на искуственном забое, исключающую их проворот или перемещение в процессе работы. Ряд узлов и деталей используемых в клиньях-отклонителях защищены патентами РФ.

По желанию заказчика клинья-отклонители могут поставлятся как в разобранном состоянии (для удобства транспортировки), так и готовыми к работе.

Длина клина в собранном виде - 4,2 м., клин в транспортном положении - 2,5м.

Все типы клиньев имеют угол наклона отклоняющей плоскости 2,5 градуса.

Особенность конструкции **КОП-115С**, состоит в том, что при установке на забой клин принудительно изгибается, обеспечивая надежный поджим верхней и нижней части желоба к противоположным стенкам обсадной колонны.

Спуск клиньев производиться на колонне бурильных труб с помощью подвесного устройства или **стартового фреза.**

Для прорезания "окна " в колонне предлагается комплект фрез, включающий в себя **стартовый**, **оконный** и **калибрующий фрезы**, диаметром 124 мм.

Кроме этого по техническим условиям Заказчика могут быть изготовлены комплекты аналогичного инструмента различного диаметра под любую обсадную колонну.

Изготовитель – поставщик: ООО «БИТТЕХНИКА». 614022, г.Пермь, ул. Танкистов 11, офис 410. Телефон / факс (3422) 24 98 76,
E-mail: bitteknika@perm.raid.ru

Назад

Труборезы скважинные ЗАО "Сиб Трейд Сервис".

Труборезы внутренние механические типа РВ

Труборезы внутренние типа **РВ** предназначены для отрезания в скважине части колонны бурильных, обсадных или насосно-компрессорных труб для последующего извлечения на поверхность при проведении ремонтно-восстановительных работ.

Труборез внутренний состоит (**см. рис.**) из корпуса; трех резцов, установленных шарнирно в продольных пазах корпуса; клинового устройства подачи резцов с подшипником скольжения и пружиной для обеспечения легкой и плавной передачи усилий на резцы; трех плашек заякоревающего узла, перемещающихся по продольным наклонным пазам типа "ласточкин хвост" и обеспечивающих заякорение трубореза в разрезаемой трубе на любой заданной глубине; штока корпуса; наконечника; блока фрикционных пружин или плашек с устройством фиксации заякоренного узла в транспортном положении.

При оформлении заказа на поставку трубореза внутреннего следует указывать:

- шифр типоразмера трубореза;
- исполнение (правое или левое);
- обозначение присоединительной резьбы, если она отличается от приведенной в таблице;

Рекомендуется заказывать запасные части:

- резцы 6 шт. (2 комплекта);
- оси резцов 6 шт. (2 комплекта);
- пружины резцов 6 шт. (2 комплекта);
- фрикционные пружины 3 шт. (1 комплект).

В **таблице** приведены характеристики внутренних механических труборезов типа **РВ**.

Труборезы наружные механические типа РН

Труборезы наружные типа **РН** предназначены для отрезания в скважине части колонны бурильных, обсадных или насосно-компрессорных труб и последующего извлечения отрезанной части на поверхность при проведении ремонтно-восстановительных работ.

Труборез наружный состоит (**см. рис.**) из трубчатого корпуса, соединенных с корпусом с помощью метрических резьб направляющей воронки, служащей для заведения "головы" отрезаемой части труб внутрь трубореза и переводника для соединения с колонной промывочных труб. В специальных пазах корпуса с помощью штифтов и винтов шарнирно закреплены пять резцов. Внутри корпуса размещен механизм приведения в

работу и автоматической подачи резцов, включающий: пружинный фиксатор, подшипник, регулировочную и подающую втулки и пружину. В транспортном положении (при спуске в скважину) подающая втулка зафиксирована двумя срезными штифтами.

При оформлении заказа на поставку, трубореза наружного следует указывать:

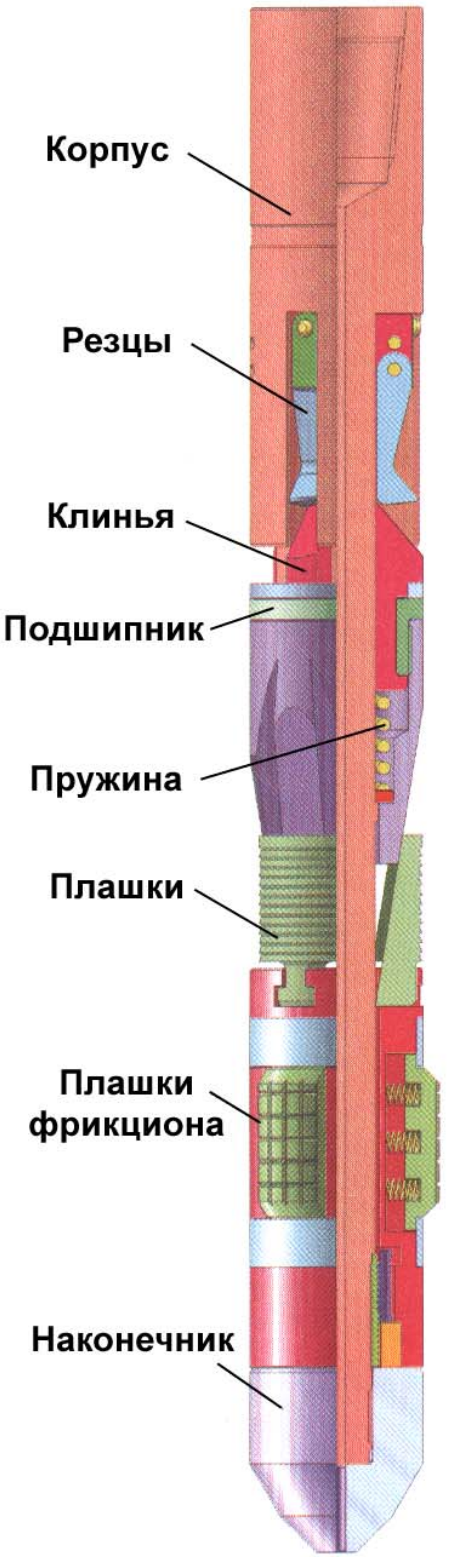
- шифр типоразмера трубореза;
- исполнение (правое или левое);
- обозначение присоединительной резьбы переводника, если она отличается от приведенной в таблице.

Рекомендуется заказывать запасные части:

- резцы 15 шт. (3 комплекта);
- оси резцов 15 шт. (3 комплекта);
- срезные штифты 10 шт. (5 комплектов);
- подающая втулка 2 шт.

В **таблице** приведены характеристики наружных механических труборезов типа РН.

Назад



Труборез внутренний механический типа РВ, (ЗАО "Сиб Трейд Сервис")

Назад



Труборезы наружные механические типа РН (ЗАО "Сиб Трейд Сервис")

Назад

Характеристики внутренних механических труборезов типа РВ

Шифр типоразмера трубореза	РВ 48	РВ 60	РВ 73	РВ 89	РВ 102	РВ114	РВ 127	РВ 140
Условный диаметр разрезаемых труб, мм	48	60	73	89	102	114	127	140
Наружный диаметр корпуса, мм	36	47,6	57,5	67	82	90	102	110
Присоединительная резьба	3-30	3-38	3-50	3-50	3-66	3-73	3-76	3-88
Шифр типоразмера трубореза	**РВ 146**	**РВ 168**	**РВ 178**	**РВ 194**	**РВ 219**	**РВ 245**	**РВ 273**	**РВ 299**
Условный диаметр разрезаемых труб, мм	146	168	178	194	219	245	273	299
Наружный диаметр корпуса, мм	117	133	143	159	188	210	241	266
Присоединительная резьба	3-101	3-108	3-117	3-117	3-147	3-147	3-147	3-147

Изготовитель: ЗАО "Сиб Трейд Сервис".
Россия, 626440, Тюменская обл., г.Нижневартовск, ул. Менделеева, 5а.
Тел. (3466)61-24-54. Факс (3466)61-26-56, e-mail:sts@nvartovsk.wsnet.ru
Самарский филиал ЗАО "Сиб Трейд Сервис":
Россия. 443022, г.Самара, Заводское шоссе, 18.
Тел.(8462)92-69-45, факс:(8462)92-66-67, e-mail:stssamara@mail.radiant.ru

Назад

Характеристики наружных механических труборезов типа РН

Шифр типоразмера трубореза	РН-42	РН-50	РН-60	РН-73	РН-89
Условный диаметр разрезаемых труб, мм	33…42	48…50	60…63,5	60…73	73…89
Наружный диаметр корпуса, мм	78	91	110	120	136
Внутренний проходной диаметр, мм	59	69	86	96	110
Присоединительная резьба	ВНКТ-60	ВНКТ-73	ВНКТ-89	ВНКТ102	ВНКТ-114
Шифр типоразмера трубореза	**РН-102**	**РН-114**	**РН-127**	**РН-140**	**РН-146**
Условный диаметр разрезаемых труб, мм	89…102	102…114	114…127	127…140	140…146
Наружный диаметр корпуса, мм	150	180	190	206	232
Внутренний проходной диаметр, мм	123	149	158	174	192
Присоединительная резьба	ОБС-140	ОБС-168	ОБС-178	ОБС-194	ОБС-219

Изготовитель: ЗАО "Сиб Трейд Сервис".
Россия, 626440, Тюменская обл., г.Нижневартовск, ул. Менделеева, 5а.
Тел. (3466)61-24-54. Факс (3466)61-26-56, e-mail:sts@nvartovsk.wsnet.ru
Самарский филиал ЗАО "Сиб Трейд Сервис":
Россия. 443022, г.Самара, Заводское шоссе, 18.
Тел.(8462)92-69-45, факс:(8462)92-66-67,
e- mail:stssamara@mail.radiant.ru

Таблица 5.1. Технические параметры вырезающих устройств типа УВ и УВУ

Шифр устройства / Наименование параметров	УВ-114	УВУ-А.168	УВУ-А.178	УВУ-А.219	УВ-216		УВ-250	
Вырезаемая обсадная колонна (диаметр), мм	140, 146	168	178	219	245	273	299	324
Наружный диаметр корпуса, мм	114	140	148	190	216	244	250	250
Диаметр по раскрытым резцам, мм	175	212	220	260	280	310	340	365
Масса, кг	97	160	167	204	270	275	358	365

Разработчик и поставщик: ОАО НПО "Буровая техника"- ВНИИБТ, 113114, Россия, г.Москва, ул.Летниковская, 9, телетайп 112168 ДОЛОТО, факс.(095) 9596711, тел.(095) 2360170

Таблица 5.2. Технические параметры фрезеров раздвижных типа ФР

Тип фрезера / Наименование параметров	**ФР-114**	**ФР-140/146**	**ФР-168**	**ФР-219**
Вырезаемая обсадная колонна (диаметр), мм	114	140,146	168	219
Диаметр корпуса, мм	92	114	140	185
Диаметр по раскрытым лопастям, мм	142	180	215	260
Количество лопастей, шт	3	3	6	5
Присоединительная резьба (муфта)	З-66	З-86	З-88	З-147

Изготовитель: НПП "Азимут", 450062, Башкортостан, г.Уфа, ул. Космонавтов, 1, корп.4, 126117 РТВ SU ASIMUT, факс.(3472) 431152, тел.(3472) 435509

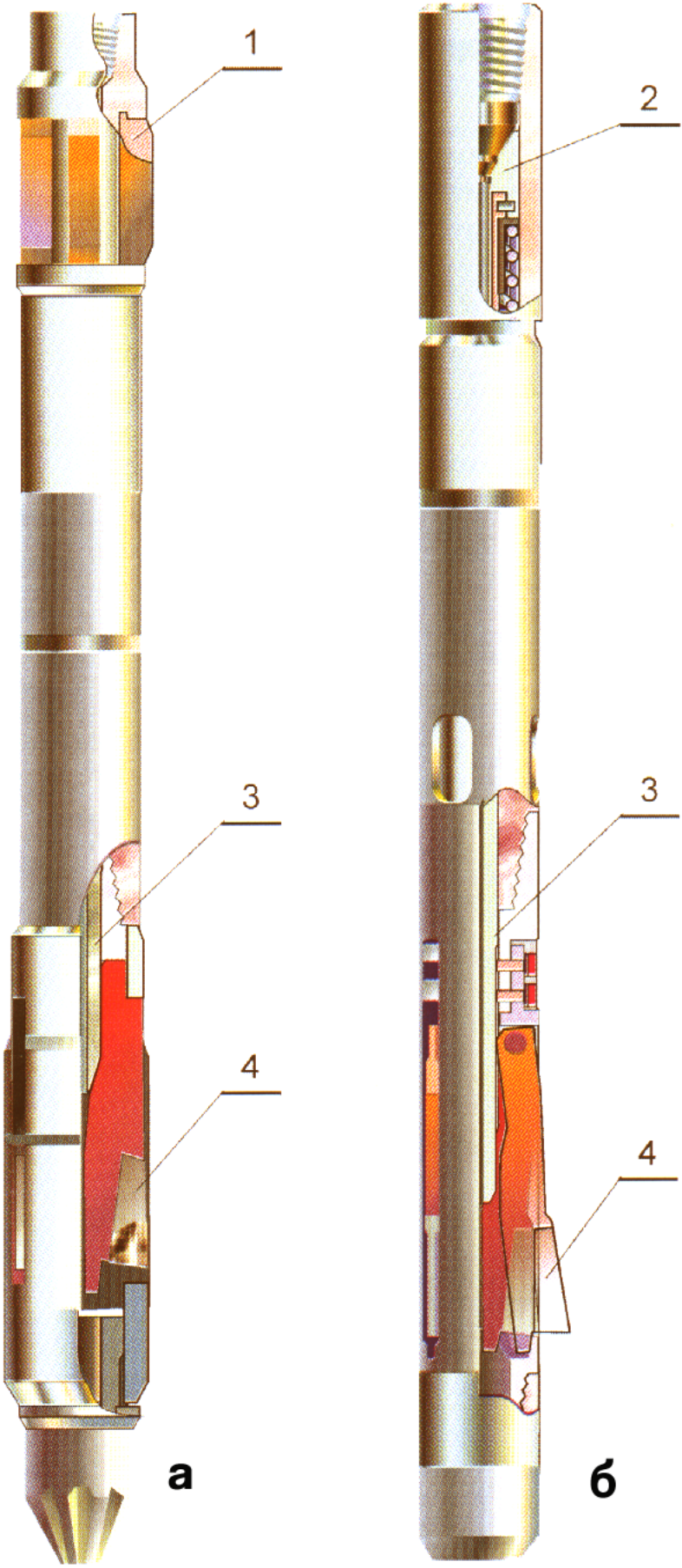


Рис. 5.1. Вырезающие устройства типа УВУ (а) и УВ (б).
1 - цетратор; 2 - поршень; 3 - толкатель; 4 - резец.

Назад

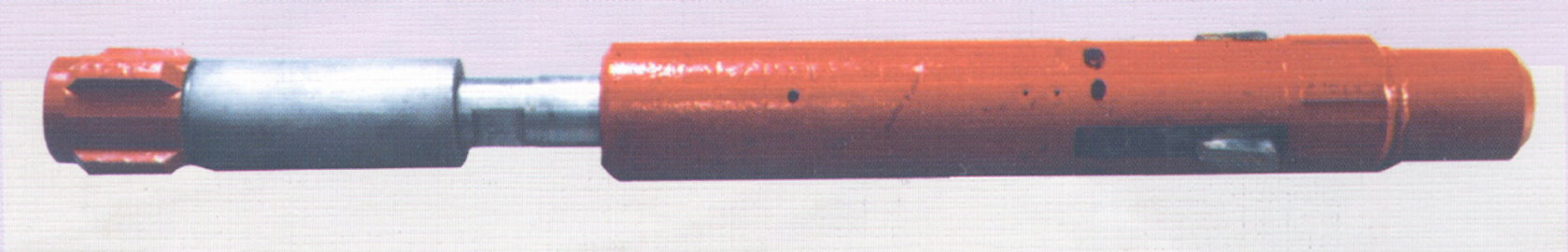


Рис. 5.2. Фрезер раздвижной типа ФР.



а) б) в) г) д)

Рис. 5.3. Клинья - отклонители:
а) КОП-115.М; б) КОП-115.С
Фрезы:
в)стартовая ФС-124; г) оконная ФО-124;
д) калибрующая ФА-124

Выпуск 6. Забойные гидравлические двигатели

6.1. Турбинные забойные двигатели (турбобуры)

6.1.1. Турбобуры односекционные бесшпиндельные типа Т12

6.1.2. Турбобуры односекционные бесшпиндельные унифицированные.

6.1.3.Турбобуры секционные шпиндельные унифицированные типа ТСШ1.

6.1.4. Малогабаритные секционные турбобуры.

6.1.4.1. Турбобур ЗТ105К

6.1.4.2. Турбобур ТПР - 105

6.1.4.3. Турбобуры ТШ - 108Б, ТГ - 124.

6.1.5. Турбобуры секционные шпиндельные

6.1.5.1. Турбобур типа ТСША

6.1.5.2. Турбобуры ТШ - 195. ТШ - 240

6.1.6. Турбобуры секционные шпиндельные типа АГТШ.

6.1.7. Секционный шпиндельный турборур с плавающими статорами

6.1.7.1. Турбобур ТПС - 172..

6.1.8. Редукторные турбобуры.

6.1.9. Турбобуры - отклонители.

6.1.9.1. Турбобуры - отклонители ТО - 240КЕ..

6.1.9.2. Шпиндель - отклонитель ШО1 - 195.

6.1.10. Колонковые трубодолота

6.1.10.1. Керноотборный турбобур со съемным керноприемником 2УКТ - 172/40.

6.2. Винтовые забойные двигатели.

6.2.2. Винтовые забойные двигатели НПО "Буровая техника" – ВНИИБТ.

6.2.3. Винтовые забойные двигатели АО "Кунгурский машиностроительный завод"и ОАО «Павловский машзавод».

6.3. Турбинно - винтовые забойные двигатели.

6.3.1. Универсальные турбинно - винтовые двигатели типа ТПС - У.

6.3.2. Унифицированные модульные турбинно - винтовые двигатели 2ТУ240КД.

6.3.3. Модульные турбинно - винтовые двигатели ТНВ.

6.4. Роторно – турбинные и реактивно - турбинные буры типа РТБ.

6.5. Отдельные узлы и сменные детали забойных двигателей.

6.6. Нестандартное оборудование для оснащения цехов по ремонту гидравлических забойных двигателей.

Выпуск 6. Забойные гидравлические двигатели

В настоящее время отечественными машиностроительными заводами выпускаются четыре вида гидравлических забойных двигателей:

- турбинные забойные двигатели (турбобуры) различного конструктивного исполнения (**Т**);
- винтовые забойные двигатели типа **Д** (**ВЗД**);
- турбинно-винтовые забойные двигатели (**ТВЗД**).
- агрегаты **РТБ** (реактивно-турбинные буры и роторно-турбинные буры), комплектуемые серийными турбинными или винтовыми забойными двигателями.

Основным разработчиком забойных гидравлических двигателей является ОАО НПО "Буровая техника" – ВНИИБТ. В связи с постоянным совершенствованием конструкций и улучшением технологии изготовления забойных двигателей приводимые характеристики могут незначительно отличаться.

Заводами изготавливаются следующие основные типы гидравлических забойных двигателей:

1.Турбинные забойные двигатели (турбобуры) (**Т**):

- односекционные бесшпиндельные типа Т12;
- односекционные бесшпиндельные унифицированные типа **ТУ-К**;
- секционные бесшпиндельные типа **ТС**;
- секционные шпиндельные унифицированные типа **ТСШ1**; **2Т-К**; **3Т-К**;
- секционные шпиндельные для бурения алмазными долотами типа **ТСША**;
- секционные шпиндельные с наклонной линией давления, со ступенями гидродинамического торможения типа **АГТШ**;
- с плавающими статорами типа **ТПС**;
- редукторные типа **ТР**;
- турбинные отклонители типа **ТО**;
- турбобуры-отклонители с независимой подвеской валов турбинной секции типа **ТО2**;
- шпиндель-отклонитель типа **ШО1**;
- для отбора образцов пород (керна) — колонковые трубодолота типа **КТД**;
- керноприемное устройство типа **УКТ.**

2. Винтовые забойные двигатели (**ВЗД**):

- односекционные типа **Д**, **Д1**;
- секционные типа **ДС**, **Д3**;
- секционные с полым ротором, с торсионом типа **Д2**, **ДГ**.

3. Турбинно-винтовые забойные двигатели (**ТВЗД**):

- модульные турбинно-винтовые низкооборотные двигатели типа **ТНВ**;
- универсальные типа **ТПС-У**;

- унифицированные модульные типа **2ТУ-КД**.

4. Роторно-турбинные и реактивно-турбинные буры типа **РТБ**:

- роторно-турбинные буры типа **IРТБ** ;
- реактивно-турбинные буры типа **IIРТБ**,

Турбинные забойные двигатели (турбобуры) выпускаются с турбинами:

- металлическими цельнолитыми (отливка в земляные формы);
- металлическими, составными точного литья (**ТЛ**);
- пластмассовыми, составными (металлические ступицы и пластмассовые проточные части);

с опорами:

- скольжения (резинометаллическими);
- качения (шаровыми, в т. ч. как с уплотнениями, так и без них - проточные).

6. 1. Турбинные забойные двигатели (турбобуры)

6. 1. 1. Турбобуры односекционные бесшпиндельные типа Т12

В настоящее время из всей серии турбобуров типа **Т12** выпускается турбобур **Т12РТ240**, который используется в основном для бурения верхних интервалов вертикальных и наклонно-направленных скважин различного назначения, а также для комплектации роторно-турбинных буров диаметрами **394...640** мм.

Каждая ступень турбины состоит из ротора и статора, имеющих у разных типов турбин различное число лопаток соответствующей осевой высоты.

На валу турбобура установлены роторы и вращающиеся детали радиальных опор и резинометаллической пяты. Эти детали на валу зажимаются роторной гайкой. Для предохранения роторной гайки от самоотвинчивания предусмотрен колпак с внутренним конусом, закрепляемый контргайкой.

В корпусе турбобура установлены невращающиеся детали: статоры, резинометаллические средние опоры и подпятники, весь пакет стягивается внутри корпуса ниппелем. Корпус турбобура присоединяется к бурильной колонне с помощью переводника.

Вал турбобура имеет радиальные опоры, воспринимающие поперечные нагрузки, и осевые опоры, воспринимающие осевые нагрузки, действующие на вал в процессе бурения.

К нижней части вала через предохранительный переводник присоединяется долото и имеются окна для прохода бурового раствора к долоту.

Турбобур **Т12РТ-240** в отличие от своего предшественника, базового турбобура **Т12М3Б-240**, в случае использования для комплектации агрегатов **РТБ** имеет на наружной поверхности корпуса напрессованное упорное кольцо для передачи осевой нагрузки на долото, создаваемой с помощью грузов-утяжелителей агрегатов **РТБ**.

Типы присоединительных резьб на переводниках корпуса и вала турбобура позволяют осуществлять его монтаж с долотом соответствующего диаметра в конкретных конструкциях агрегатов РТБ.Основные параметры односекционных турбобура типа Т12РТ240 приведены в **таблице 6.1.**

6. 1. 2. Турбобуры односекционные бесшпиндельные унифицированные.

Турбобуры односекционные бесшпиндельные унифицированные **ТУ240К** предназначены для бурения верхних интервалов вертикальных и наклонно направленных скважин различного назначения, а также для использования в качестве нижней секции для комплектации двух- и трехсекционных шпиндельных унифицированных турбобуров **2ТУ240К**, **3ТУ240К**, а также унифицированных модульных турбинно-винтовых двигателей **2ТУ240КД**.

Турбобуры с наружным диаметром **240** мм применяются при бурении скважин шарошечными и безопорными долотами различных типов и серий диаметрами **269,9...393,7** мм и более.

Унифицированный турбобур **ТУ240К** содержит турбинный и опорный валы со стандартными диаметральными габаритами, соединяемые между собой с помощью разъемных муфт конусно-винтового типа, обеспечивающих высокую надежность передачи момента силы, легкость сборки-разборки и ревизию турбобура.

На турбинном валу устанавливается **107** ступеней турбин пониженной осевой высоты, обеспечивающих в стандартных габаритах унифицированных турбобуров повышение момента силы на **25%** с единицы осевой длины вала турбобура.

Новые турбины пониженной высоты изготавливаются методом точного литья по выплавляемым моделям - турбина **37/11-240ТЛ**, либо полукокильным методом в земляные формы - турбина **37/11-240**.

В случае необходимости в корпусе турбобура может быть установлено **85** ступеней серийной турбины.

На опорном валу устанавливается резинометаллическая опора скольжения с упрочненными дисками пяты или опора качения с упрочненными обоймами.

В турбобуре предусмотрены унификация турбинных секций с возможностью замены их непосредственно на бурящейся скважине и узлы установки опорно-центрирующих элементов.

Основные параметры унифицированных односекционных бесшпиндельных турбобуров **ТУ240К** и двухсекционных турбобуров **2ТУ240К** приведены в **таблице. 6.1.**

6. 1. 3. Турбобуры секционные шпиндельные унифицированные типа ТСШ1.

Турбобуры секционные шпиндельные унифицированные типа **ТСШ1** (**3ТСШ1-172**, **3ТСШ1-195**, **3ТСШ1-195ТЛ** и **3ТСШ1-240**)

предназначены для бурения глубоких вертикальных и наклонно направленных скважин различного назначения (на нефть, газ и другие полезные ископаемые) с использованием буровых растворов при температуре не более **120 °С**.

Турбобуры **3ТСШ1-172**, **3ТСШ1-195**, **3ТСШ1-195ТЛ** и **3ТСШ 1-240** выпускаются соответственно с наружными диаметрами **172**; **195** и **240** мм. В зависимости от технологических требований проводки скважин эти турбобуры могут применяться в одно-, двух- или трехсекционном исполнении в сочетании с шарошечными и безопорными долотами различных типоразмеров и серий в соответствии с рекомендуемыми зазорами между стенками скважины и корпусом турбобура в конкретных геолого-технических условиях месторождений.

Рабочий орган турбобура типа **ТСШ1** **(рис.6.1.)** представляет собой многоступенчатую гидравлическую турбину осевого типа, выполненную в турбобурах **3ТСШ-172** и **3ТСШ1-195** цельнолитой, а в турбобурах **3ТСШ1-195ТЛ** - составной; проточная часть последнего оснащена турбинами, изготовляемыми методом точного литья. Осевая опора у этих турбобуров вынесена в самостоятельную шпиндельную секцию, которая может быть заменена непосредственно на бурящейся скважине.

В турбобурах типа **ТСШ1** проведена межтиповая унификация, в результате которой различные типы турбин, корпуса, валы, опоры, полумуфты и переводники в пределах одного габаритного размера имеют одинаковые посадочные и присоединительные размеры, благодаря чему представляется возможным применять в них турбины и осевые опоры любого типа. В секциях турбобура предусмотрена возможность установки высоко- и низкооборотных цельнолитых турбин, составных турбин точного литья и пластмассовых, а в шпиндельной секции - как опоры скольжения (резинометаллическую пяту), так и качения (радиально-упорный подшипник).

В верхней части вала турбинных секций турбобуров типа **ТСШ1** устанавливаются три предохранительные ступени резинометаллической проточной пяты, предотвращающей посадку роторов турбины на статоры, которая может произойти в случае неправильной регулировки осевых зазоров в турбине, а также износа осевой опоры турбобура выше допустимой нормы или по другим причинам. Благодаря этому ресурс работы турбинных секций повышается в **1,5...2** раза.

Основные параметры турбобуров типа **ТСШ1** приведены в **таблице 6.1.**

К этому же типу забойных двигателей относятся унифицированные двух- и трехсекционные турбобуры **2Т195К** и **3Т195К** с улучшенной энергетической характеристикой, базирующиеся на турбине нового типа, обеспечивающей повышение не менее чем на **30 %** величины момента силы на выходном валу. Ступени турбины изготавливаются методом точного литья по выплавляемым моделям. Они выполнены в цельнолитом варианте и не требуют применения изготовления ступиц.

В этих унифицированных турбобурах возможно применение всех типов турбин в габаритах **195** мм, в т. ч. и комбинированной металло-пластмассовой турбины **Т195К**.

Применение современных технологических процессов упрочнения рабочих поверхностей дисков пяты, втулок радиальных опор, опор качения, а также новых ударопрочных марок чугуна, резин трудновымываемых смазок гарантирует **1,5...2**-кратное увеличение наработки на отказ шпиндельных и турбинных секций.

Благодаря использованию дроссельного устройства снижаются утечки бурового раствора на выходе вала турбобура, предотвращается зашламление опорных элементов, особенно при бурении гидромониторными долотами.

Основные параметры турбобуров **2Т195К** и **3Т195К** приведены в **таблице 6.1.**

6. 1. 4. Малогабаритные секционные турбобуры.

6. 1. 4. 1. Турбобур 3Т105К

Секционные шпиндельные турбобуры 3Т105К (диаметром **105** мм), предназначены для выполнения работ при капитальном ремонте скважин, разбуривания цементных стаканов (мостов), песчаных пробок, отложений солей в обсадных колоннах при использовании долот различных типов диаметром **118...139,7** мм.

Конструкция турбобура **3Т105К** существенно отличается от известных конструкций турбобуров **ТС4А-104,5**; **ТПС-105** и др.

Турбобур **3Т105К** состоит из трех турбинных и одной шпиндельной секций и базируется на турбине нового типа пониженной осевой высоты **(24/8-105),** изготовляемой методом точного литья по выплавляемым моделям, обеспечивающей увеличение мощности на **30%** (за счет повышения частоты вращения и мсмента силы на выходном валу, снимаемого с единицы осевой длины турбобура), надежность в эксплуатации (в части предотвращения зашламлеиия турбины). В шпиндельной секции турбобура установлена резинометаллическая пята с "утопленной резиновой подушкой" и упрочненными дисками. С целью исключения возможности зашламления опоры над пятой размещен дроссель с регулируемым величины зазора между уплотняющими рабочими поверхностями трения.

Для предотвращения зашламления турбобура снизу в его конструкции предусмотрена установка обратного клапана, в котором использован принцип эшелонированной защиты уплотняющих резиновых манжет.

Основные параметры турбобура **3Т105К** приведены в **таблице 6.1.**

6. 1. 4. 2. Турбобур ТПР - 105

Турбобур ТПР-105 (рис. 6.2.) предназначен для бурения вертикальных, наклонно-направленных и горизонтальных скважин,

разбуривания цементных мостов, стаканов и пробок долотами диаметром **118 – 139** мм.

Турбобур состоит из шпиндельной и двух турбинных секций. Турбинная секция включает многоступенчатую стальную турбину, выполненную методом точного литья по выплавляемым моделям. Основные параметры турбобура **ТПР-105** приведены в **таблице 6.2.**

Конструкция турбобура **ТПР-105** выполнена по схеме с плавающим ротором на профильном валу, что упрощает сборку и регулировку секций, их взаимозаменяемость и позволяет отрабатывать осевую опору шпинделя до максимального допустимого износа.

6. 1. 4. 3. Турбобуры ТШ - 108Б, ТГ - 124.

Турбобуры **ТШ-108Б** и **ТГ-124** **(рис.6.3.)** предназначены для привода шарошечных долот и долот режущего типа при проведении работ по капитальному ремонту скважин или бурении прямолинейных и искривленных участков стволов нефтяных и газовых скважин.

Турбобуры оснащены турбинными ступенями (2), имеющими высокие энергетические параметры. В шпинделе (4) выполнена радиальная опора-ниппель (6), приближенная к долоту (7). Осевая опора (5) представляет собой многорядный резинометаллический подшипник, в котором применены диски и подпятники с повышенной износостойкостью пар трения.. В конструкции шпинделя предусмотрен оригинальный противоаварийный узел, исключающий выпадение вала из корпуса.

Благодаря высоким энергетическим параметрам турбобуры эффективно работают как при разбуривании цементных мостов, так и горных пород. Опыт применения турбобуров буровыми предприятиями Нижневартовска показал их высокую надежность по сравнению с аналогами.

Основные технические характеристики турбобуров **ТШ-108Б**, **ТГ-124** приведены в **таблице 6.3.**

6. 1. 5. Турбобуры секционные шпиндельные

6. 1. 5. 1. Турбобур типа ТСША

Турбобуры типа **ТСША** - секционные шпиндельные для бурения алмазными долотами **3ТСША-195ТЛ** предназначены для бурения глубоких вертикальных и иаклонно направленных скважин различного назначения алмазными долотами с использованием буровых растворов при температуре не более **120°С**. Этот турбобур создан на базе унифицированного секционного шпиндельного турбобура **3ТСШ1-195** и имеет диаметр **195** мм. Однако в отличие от базового турбобура его турбинные секции комплектуются специальной высокооборотной, высокомоментной турбиной **21/16,5-195ТЛ**, изготовленной методом точного литья по выплавляемым моделям, благодаря чему

обеспечивается возможность бурения нефтяных и газовых скважин долотами с вооружением из натуральных и искусственных алмазов.

Отличительной конструктивной особенностью шпиндельной секции турбобура **ЗТСША-195ТЛ** является наличие узла лабиринта, который предохраняет **25**-ступенчатую резинометаллическую осевую от проникновения в нее крупных абразивных частиц.

Для увеличения стойкости опоры используются подпятники с увеличенной шириной опорной резиновой поверхности.

Система крепления деталей на валу и в корпусе турбобура аналогична используемой в турбобурах **ЗТСШ1-195ТЛ**.

Основные параметры турбобуров **ЗТСША-195ТЛ** в **таблице 6.4.**

6. 1. 5. 2. Турбобуры ТШ - 195. ТШ - 240

Турбобуры **ТШ-195** и **ТШ-240** **(рис. 6.4.)** предназначены для привода шарошечных долот и долот режущего типа при бурении вертикальных и наклонно направленных скважин, в том числе в многолетне-мерзлых породах.

Турбобуры оснащены турбинными ступенями (2), имеющими высокие энергетические параметры. В шпинделе (4) установлена многорядная осевая резино-металлическая опора(5) повышенной грузоподъемности.

Турбобуры выпускаются в термостойком, нефтемаслостойком исполнении.

В **таблице 6.5.** приведены технические характеристики турбобуров ТШ-195 и ТШ-240.

Турбобуры **ТШ-195** и **ТШ-240** при меньшей секционности по сравнению с аналогами обладают такими же выходными энергетическими параметрами, что позволяет, сохраняя уровень показателей работы долот , получить примерно полуторо-кратную экономию запасных частей, снизить затраты на транспортировку, сборку и разборку.

При равной секционности с аналогами, турбобуры типа **ТШ** работают при меньшем расходе бурового раствора, меньшей частоте вращения и большем моменте силы.

Кроме того, за счет применения усовершенствованных опорных узлов обеспечивается рост наработки на отказ турбобуров.

6. 1. 6. Турбобуры секционные шпиндельные типа АГТШ.

Турбобуры секционные шпиндельные со ступенями гидро-динамического торможения типа **АГТШ** (**А6ГТШ**, **А7ГТШ** и **А9ГТШ**) предназначены для бурения глубоких вертикальных и наклоннонапра-вленных скважин различного назначения при температуре более **110° С**.

Турбобуры типа **АГТШ** **(рис.6.5.)** выпускаются с наружными диаметрами **164...240** мм и состоят из четырех секций: трех идентичных турбинных секций (верхней, средней н нижней) и одной шпиндельной

секции. Эти турбобуры снабжены решетками гидродинамического торможения, что обеспечивает их работу с более низкой частотой вращения, чем у турбобуров типа **АШ**, благодаря чему достигается больший эффект при проводке нижних интервалов скважин в сочетании как с шарошечными, так и безопорными долотами рекомендуемых типоразмеров применительно к конкретным геолого-техническим условиям месторождений.

Турбобуры типа **АГТШ** по конструкции турбинных секций в основном аналогичны турбобурам **ТСШ1**, кроме турбобура **А6ГТШ**, который имеет независимую подвеску валов.

Основные параметры турбобуров типа **АГТШ** приведены **в таблицах 6.1**. и **6.6.**

6. 1. 7. Секционный шпиндельный турборур с плавающими статорами.

6. 1. 7. 1. Турборур ТПС - 172.

Секционный шпиндельный турборур с плавающими статорами ТПС-172 предназначен для бурения глубоких вертикальных н наклонно-направленных скважин различного назначения с использованием буровых растворов при температуре не более 90 °С.

Турбобур **ТПС-172** имеет наружный диаметр **172** мм, состоит из трех турбинных и одной шпиндельной секции **(см.рис. 6.6.)** и в зависимости от технологических требований проводки скважин может применяться при бурении с шарошечными и безопориыми долотами различных типоразмеров в соответствии с рекомендуемыми сочетаниями диаметров этих долот и турбобуров в конкретных геолого-техиических условиях месторождений.

Турбобур **ТПС-172** выполнен по новой конструктивной схеме, отличающейся от обычной схемы тем, что система деталей в корпусе турбинной секции не закреплена путем сжатия осевым усилием и имеет возможность осевого перемещения на **100...150** мм вдоль корпуса вместе с валом секции и деталями, закрепленными на нем.

Для этого в корпусах турбинных секций по всей длине внутренней поверхности выполнен шпоночный паз глубиной **2,5** мм.

Статор турбины изготовлен из полимерного материала и имеет вид незамкнутого кольца, на внутреннем ободе которого размещена кольцевая пружина **(рис.6.7.а)** От проворста под действием реактивного вращающего момента в корпусе секции статора турбины удерживаются подпружиненными шпонками, входящими в паз корпуса, а также за счет сил трения, возникающих от действия упругой силы кольцевой пружины.

Наружный диаметр статора в сборе больше внутреннего диаметра корпуса секции, поэтому при монтаже турбины в корпусе кольцевая пружина статора сжимается и удерживает статор в корпусе силами упругости пружины.

В процессе работы турбобура вибрационная и гидравлическая нагрузки на статор преодолевают удерживающую силу от силы упругости кольцевой пружины. Статоры смещаются вдоль корпуса сверху вниз и опираются торцами кольцевых пружин на резиновые кольцевые элементы в роторах турбины **(рис. 6.7.б).**

Роторы турбины отлиты из стали и снабжены привулканизированными резиновыми кольцевыми элементами, которые могут взаимодействовать с кольцевыми пружинами статоров, что исключает соприкосновение лопаточных венцов ротора и статора, т.е. предотвращают их осевой износ и разрушение.

Роторы изготавливаются способом точного литья и полукокильным способом, чем объясняется некоторое различие энергетических характеристик турбобура.

Ротор полукокильного исполнения в отличие от ротора точного литья изготавливается со ступицей **(рис.6 .7.б)**

В каждой турбинной секции установлено **142** ступени турбины и **4** обрезиненные радиальные опоры.

В шпиндельной секции размещена **12**-ступенчатая амортизированная шаровая опора качения типа **ШШО** и **8**-ступенчатое лабиринтное уплотнение дроссельного типа в виде чередующихся радиальных опор и дисков. Кроме того, в нижней части шпинделя установлена радиальная резино-металлическая опора.

Такое конструктивное решение обеспечивает определенные эксплуатационные преимущества турбобура **ТПС-172** перед турбобурами, выполненными по обычной конструктивной схеме, а именно:

- существенно увеличена наработка на отказ (межремонтный период работы) турбинных секций;
- увеличена наработка на отказ по шпиндельным секциям. Предельно допустимый осевой люфт в шпинделе - **12** мм:
- исключена наиболее сложная и ответственная операция сборки турбобура - регулировка турбины;
- улучшена энергетическая характеристика турбины в направлении снижения частоты, вращения вала, снижения перепада давления в турбине, увеличения момента силы на валу за счет появившейся возможности увеличить средний диаметр турбины и увеличить число ступеней турбины в секциях;
- полностью исключена возможность осевого износа турбины в результате «посадки» ротора на статор при несвоевременной замене шпинделя турбобура;
- достигнута возможность взаимозаменяемости турбинных секций при сборке турбобура на скважине - при условии изготовления валов и корпусов в пределах допусков, указанных в чертежах, а также обеспечивается возможность сборки любого числа секций турбобура для обеспечения необходимой энергетической характеристики.

Основные параметры турбобуров **ТПС - 172** приведены в **таблице. 6.7.**

ОАО НПО «Буровая техника» - ВНИИБТ разработаны конструкции турбобуров **ТСШ1М - 195**, **ТПС - 195М**, **ТПС - 172У** и **ТПС - 105** на базе описанной схемы турбобура с плавающими статорами, обладающего значительными энергетическими и эксплуатационными преимуществами по сравнению с турбобурами, выполненными по традиционной схеме. Их отличает повышенная надежность и безотказность в работе. Основные параметры турбобуров этих типов приведены в **таблице 6.7.**

6. 1. 8. Редукторные турбобуры

Разработанные ОАО НПО «Буровая техника» - ВНИИБТ редукторные турбобуры с наружным диаметром **105**, **120**, **145**, **178**, **195** и **240** мм. предназначены для бурения глубоких вертикальных, наклонно-направленных и горизонтальных скважин на нефть и газ, сверхглубоких и геотермальных скважин, а также для бурения с отбором керна. Благодаря высокому моменту силы они могут быть использованы как с шарошечными, так и с алмазными долотами и долотами с алмазно-твердосплавными пластинами.

Высокая прочность редуктора позволяет компоновать с ним одну или несколько турбинных секций различных типов и выполнять редуктор с одной или двумя ступенями передачи.

Применение редукторного турбобура позволяет изменять мощность, момент силы и частоту вращения выходного вала турбобура непосредственно на бурящейся скважине путем изменения количества и типа турбинных секций, смены редукторов с различными передаточными отношениями.

Технические решения, использованные в редукторе, запатентованы в США, Великобритании, Франции, Германии, Японии.

Разработаны редукторные турбобуры в трех модификациях:

- турбобуры **ТРМ** с редуктором-вставкой **РМ**
- турбобуры **ТРШ** с редукторным шпинделем **РШ**
- турбобуры **ТР** с турбинно-редукторной секцией.

Если по условиям бурения применение редуктора не требуется, то турбобуры собираются в обычном исполнении из турбинных секций и шпинделя.

Редуктор-вставка **(рис.6.8.)** изготовляется в одном диаметральном размере **195** мм под шифром **РМ - 195**. Он представляет собой сменный узел, выполненный в отдельном корпусе, в котором размещены:

- двухрядная зубчатая планетарная передача с зацеплением Новикова, отличающаяся высокой износостойкостью и прочностью, способная передавать момент силы более **10** кН при ограниченных радиальных размерах турбобура;
- ведущий и ведомый валы с несущими опорами, установленными с возможностью компенсации перекосов;
- система маслозащиты, включающая уплотнения торцового типа и лубрикатор, предназначенный для компенсации возможных

утечек масла в процессе эксплуатации и выравнивания давления в масляной полости редуктора в внешним давлением.

Конструкция, материалы и технология изготовления уплотнений обеспечивают их надежную работу в абразивной и химически активной средах при осевых и радиальных вибрациях в условиях пульсации давления бурового раствора.

Гидровесовая нагрузка от вала турбинных секций и реакция забоя при нагружении долота осевой нагрузкой у редуктора **РМ - 195** воспринимаются верхним и нижним шпинделями. Они имеют многорядную комбинированную опору из резинометаллических и шаровых подшипников шпиндельных секций серийных турбобуров.

Основные конструктивные данные редуктора РМ-195 приведены в **таблице.6.8.**

Редукторный турбобур **ТРМ - 195** с редуктором **РМ - 195** наиболее широко применяемая конструкция. Обычно он комплектуется с двумя или тремя турбинными секциями турбобура **3ТСШ1-195**. Энергетическая характеристика турбобура **ТРМ-195** с этими секциями и его длина приведены в **таблице. 6.9.**

При высокой надежности турбобур **ТРМ-195** находит все большее применение при бурении высокостойкими долотами. На месторождениях Западной Сибири объем бурения этим турбобуром превышал **500** тыс.м в год нижних интервалов скважин.**ТРМ-195** использовался при бурении самой глубокой в мире скважины на Кольском полуострове.

Редукторные шпиндели к турбобурам разработаны в размере **105,145,195** и **240** мм и изготовляются под шифром **РШ -105**, **РШ-145**, **РШ3-195** и **РШ5-240**.

Редуктор-шпиндель **(рис.6.8.)** включает в себя корпус с переводниками и размещенные в корпусе планетарную передачу, ведущий и ведомый валы с системой маслозащиты, осевыми и радиальными опорами. Планетарная передача и система маслозащиты по конструктивному решению аналогичны применяемым в редукторе. **РШ-195**. В осевых опорах используются подшипники качения высокой грузоподъемности. У ведущего вала они воспринимают гидровесовую нагрузку турбинных секций, у ведомого вала - реакцию забоя.

Осевые опоры и радиальные опоры из подшипников качения, планетарная передача работают в масле единой маслонаполненной камеры. В нижней части ведомого вала расположена твердосплавная радиальная опора, выполняющая роль уплотнения.

Редукторы **РШ-105** и **РШ-145** выполняются с протоком бурового раствора по центральному каналу, **РШ3-195** и **РШ5-240** - по кольцевому зазору между корпусом и пакетом деталей, замыкающим маслонаполненную камеру.

Основные технические данные редукторов-шпинделей приведены в **таблице 6.10.**

Исключение из компоновки редукторов **РШ** верхнего и нижнего шпинделей уменьшает длину турбобура и потери момента силы на

преодоление трения в осевых опорах, упрощает обслуживание редукторных турбобуров и снижает стоимость обслуживания.

Турбинные секции к редукторным шпинделям могут быть поставлены по требованию потребителя.

Энергетические характеристики и длина турбобуров с редукторными шпинделями приведены в **таблице 6.11.**

6. 1. 9. Турбобуры - отклонители.

Турбобуры-отклонители типа **ТО** (**ТО-105Р**, **ТО-195К** и **ТО-240К**) предназначены для бурения интервалов изменения направления наклонных скважин по зенитному углу и азимуту, а также для забуривания новых стволов скважин в аварийных ситуациях или по технологическим требованиям строительства скважин. Они выпускаются с наружными диаметрами **195** и **240** мм и состоят из турбинной и шпиндельной (отклонительной) секций.

Корпусы секций соединяются с помощью искривленного переводника с углом искривления **1°30'**, а валы - шарнирной муфты, позволяющей передавать момент силы валов с пересекающимися осями вращения.

В турбобурах-отклонителях типа **ТО** используется турбинная секция от секционных турбобуров , в верхнем переводнике которой помещен узел ориентации, а в секции отклонителя смонтированы проточная осевая и радиальная опоры от турбобура соответствующего типоразмера.

Основные конструктивные параметры турбобуров-отклонителей типа **ТО** и их характеристики при различных расходах бурового раствора плотностью **1000** кг/м^3 приведены в **таблице 6.1.**

Турбобуры-отклонители с независимой подвеской валов турбинной секции типа **Т02** (**Т02-195**, **ТО2-240**) предназначены для бурения интервалов изменения направления наклонных скважин по зенитному углу и азимуту, а также для забуривания новых стволов скважин в аварийных ситуациях или по технологическим требованиям строительства скважин. Они выпускаются с наружными диаметрами **195** и **240** мм и состоят из турбинной и шпиндельной (отклонительной) секций.

Во всех турбобурах-отклонителях типа **ТО2** **(см. рис. 6.9.)** используется специальная турбинная секция, имеющая существенные отличия от турбинных секций турбобуров типа ТСШ1 и **АШ**.

Турбобуры-отклонители **ТО2-195** и **ТО2-240** унифицированы с турбобурами **А7Ш2** и **А9Ш2**. Основное отличие состоит в том, что валы турбинной и шпиндельной секций соединяются между собой с помощью одинарного шарнирного соединения, состоящего из двух полумуфт, а корпусы - с помощью искривленного переводника с углом искривления 1°30' (по заказу потребителя шпиндельная секция может

комплектоваться переводниками с углом перекоса осей **1°**; **1° 15'** и **2°**).

Основные конструктивные параметры турбобуров-отклонителей типа **Т02** приведены в **таблице. 6.1.**

6. 1. 9. 1. Турбобуры - отклонители ТО - 240КЕ.

Турбобур - отклонитель **ТО240КЕ** **(рис. 6.10)** предназначен для изменения траектории ствола наклонно-направленных скважин, а также зарезки новых стволов.

Рекомендуемый размер долот при использовании турбобура **ТО240КЕ** составляет **269,9** и **295,3** мм, однако турбобур может использоваться и с долотами большего диаметра.

Турбобур - отклонитель **ТО240КЕ** состоит из турбинной и шпиндельной секций, корпусы которых соединены между собой искривленным переводником, и может быть оснащен центрирующими элементами. Кроме того, шпиндельная секция может комплектоваться преводниками с углом перекоса осей **$0{,}75^0$**, **1^0**, **$1^0 15'$** или регулируемым преводником.

Предача вращающего момента и осевой гидравлической нагрузки от вала секции в турбобуре-отклонителе осуществляется с помощью торсиона (гибкого вала), размещенного в полом валу турбинной секции.

В турбобуре использована турбина пониженной осевой высоты, что позволяет установить в турбинной секции 160 ступеней, обеспечивающих повышенные по сравнению с серийными турбобурами энергетические параметры выходной характеристики.

В шпиндельной секции в качестве осевой опоры использована многоступенчатая (**20** ступеней) резинометаллическая пята, подпятники которой выполнены с заглубленной (заподлицо с металлическим остовом) резиновой обкладкой. Такая опора обладает повышенной работоспособностью и меньшими потерями на трение.

Повышенные энергетические параметры и надежность основных узлов турбобура (в первую очередь торсиона) обеспечивают воможность использования его в специфических условиях проводки скважин с управляемой траекторией ствола как на участках ее изменения, так и в интервалах стабилизации при вращении колнны ротором. Это подтверждено опытом бурения турбобуром-отклонителем **ТО240КЕ** на месторождениях Ближнего Востока долотами диаметром **311** мм с алмазотвердосплавными резцами.

Техническая характеристика и энергетические параметры турбобура–отклонителя **ТО240КЕ** приведены в **таблице 6.12.**

6. 1. 9. 2. Шпиндель - отклонитель ШО1 - 195

Шпиндель-отклонитель **ШО1-195** предназначен для бурения интервалов изменения направления скважин по зенитному углу и азимуту, а также для забуривания новых стволов скважин в аварийных ситуациях или по технологическим требованиям строительства скважин.

Он выпускается наружным диаметром **195** мм и применяется в сочетании с двумя или тремя турбинными секциями турбобура **ЗТСШ1-195** или **ЗТСШ1-195ТЛ**.

Шпиндель-отклонитель **ШО1-195** **(рис. 6.11.)** выполнен в виде самостоятельной секции, являющейся осевой опорой турбобура, замена которой, как и обычного шпинделя турбобура, может производиться непосредственно на бурящейся скважине. Он состоит из двух узлов, корпусы которых соединены между собой с помощью искривленного переводника с углом искривления **1° 15'** (по заказу потребителя шпиндель-отклонитель может поставляться с искривленным переводником, имеющим угол искривления **1°** или **1°30'**), а валы - с помощью двойного шарнира, в качестве которого использованы шлицевые муфты, работающие по принципу крестовых муфт.

Шарнирная муфта (двойной шарнир) шпинделя-отклонителя разгружена от осевых усилий благодаря установке в верхней его части многорядного упорно-радиального шарикоподшипника **№128721** и одной радиальной опоры, расположенной над ним, а в нижней части - многорядного упорно-радиального шарикоподшипника **№128721** и двух радиальных опор, смонтированных по обе стороны от последнего.

Использование двойного шарнира снижает требования к точности регулировки и сборки шпинделя-отклонителя **ШО1-195** в ремонтном цехе, т. к. двойной шарнир позволяет исключить влияние его расположения относительно плоскости искривления корпуса на долговечность шарнира и условия запуска турбобура.

Корпусы шпинделя-отклонителя и турбинной секции соединяются с помощью конического резьбового соединения, а их валы - конусно-шлицевой полумуфты, имеющей отверстия для отвода бурового раствора из проточной части турбины турбобура в полые валы шнинделя-отклоннтеля.

Благодаря описанной конструкции шпинделя-отклонителя достигается высокая наработка на отказ - в **4...5** раз по сравнению с серийными турбинными отклонителями **ТО-195** и **ТО2-195**, повышенная надежность работы и запуска отклоняющей компоновки.

Основные конструктивные параметры и энергетические характеристики шпинделя-отклонителя **ШО1-195** приведены в **таблице 6.13.**

6. 1. 10. Колонковые трубодолота .

Турбобуры для отбора образцов породы (керна) - колонковые турбодолота типа **КТД** (**КТДЗ-240-269/48**, **КТД4С-195-214/60 и КТД4С-172-190/40**) со съемной грунтоноской предназначены для бурения скважин с отбором образцов породы (керна) турбинным способом без подъема бурильной колонны. Они выпускаются с наружными диаметрами **172**; **195** и **240** мм и применяются при бурении скважин в сочетании с бурильными головками различных типоразмеров, рекомендуемых применительно к конкретным геолого-техническим

условиям месторождений, обеспечивая при этом выход керна диаметром соответственно **48**; **60** и **40** мм.

Конструкция односекционного турбодолота **КТДЗ-240-269/48** **(рис.6.12.)** аналогична конструкции односекционного турбобура **Т12М3Б-240** и отличается от него полым валом, внутри которого устанавливается съемная колонковая труба - грунтоноска, имеющая специальный бурт в верхней части для захвата шлипсом при необходимости ее подъема. Посадка грунтоноски производится по конической поверхности в неподвижной опоре, жестко связанной с корпусом турбодолота. В процессе отбора керна грунтоноска прижимается к опоре под действием гидравлического усилия, возникающего от перепада давления в турбодолоте и бурильной головке. Силы трения, возникающие при этом на конической поверхности, предотвращают вращение грунтоноски. В последней предусмотрен клапан, перепускающий буровой раствор из колонковой трубы в зазор между валом и грунтоноской при входе керна в трубу. В нижней части грунтоноски расположен кернорватель, который удерживает керн, поступающий в колонковую трубу в процессе работы бурильной головки.

Колонковые турбодолота **КТД4С-195-214/60** и **КТД4С-172-190/40** выпускаются в двухсекционном исполнении, благодаря чему они имеют повышенный момент силы на валу (за счет увеличения числа ступеней турбины) и увеличенную длину керноприемной трубы - до **7** м.

Резинометаллическая осевая опора расположена в нижней секции турбодолот и воспринимает гидравлическую нагрузку обеих секций.

Валы секций турбодолот полые, имеют больший наружный диаметр по сравнению с валами обычных турбобуров и соединяются между собой с помощью конусно-шлицевых полумуфт, имеющих внутреннюю расточку для прохода грунтоноски. Последняя состоит из двух секций: нижняя представляет собой керноприемную трубу длиной **7** м, а верхняя - штангу, имеющую бурт для захвата шлипсом. Секции соединяются между собой с помощью переводника с расположенным в нем шариковым клапаном. С целью надежного удержания керна грунтоноска снабжена кернорвателями цангового и рычажного типов.

Основные конструктивные параметры колонковых турбодолот типа **КТД** и их энергетические характеристики при различных расходах бурового раствора плотностью **1000** кг/м^3 приведены в **таблице 6.14.**

6. 1. 10. 1. Керноотборный турбобур со съемным керноприемником 2УКТ - 172/40

Турбобур со съемным керноприемником **2УКТ-172/40** предназначен для бурения нефтяных и газовых скважин диаметром 187,3 и **190,5** мм с отбором керна.

Новый турбобур **(рис. 6.13.)** выполнен по конструктивной схеме турбобуров с плавающими статорами, сущность которой состоит в том, что вал турбобура с пакетом турбин может перемещаться вдоль корпуса. Такое конструктивное решение дает возможность:

корпуса. Такое конструктивное решение дает возможность:

- наиболее полно использовать диаметральные и осевые размеры турбин, что улучшает энергетическую характеристику турбобура (снижается частота вращения и увеличивается вращающий момент силы). Это существенно улучшает показатели работы шарошечных бурильных головок, способствует увеличению механической скорости бурения;
- полностью исключить при сборке турбобура операцию регулировки турбины, и тем самым предотвратить отказы в работе турбобура в скважине;
- снять ограничение на величину осевого люфта в шпинделе при работе турбобура в в скважине, что обеспечивает значительную наработку турбобура на отказ (до **300** часов);
- надежно демпфировать вал турбобура от осевых и поперечных колебаний вследствие отсутствия осевого люфта между роторами и статорами турбины и использования в конструкции оригинальных цельнорезиновых опор,указанное демпфирование способствует повышению (до **65%)** выноса керна и улучшению его качества.

Техническая характеристика турбобура со съемным керноприемником **2УКТ-172/40** приведена в **таблице 6.14.**

6. 2. Винтовые забойные двигатели

6.2.1. Классификация винтовых двигателей

Винтовые забойные двигатели могут быть классифицированы по следующим признакам.

1. **По кратности действия** рабочих органов различают двигатели с однозаходным ротором (Z_2 = 1) и многозаходные двигатели (Z_1 > 1), в которых ротор и статор имеют многозаходные винтовые поверхности.

Кратность действия определяет число циклов в рабочих камерах гидромашины за один оборот вала. Цикл одновинтовой гидромашины соответствует процессу вытеснения объема замкнутой камеры (шлюза) и совершается на периоде между контактом смежных зубьев ротора с фиксированной впадиной статора.

Кратность действия, зависящая от кинематического отношения рабочих органов, равна числу заходов внутреннего элемента Z_2 и определяет рабочий объем винтового героторного механизма. Кратность действия является основным параметром винтового забойного двигателя, что иллюстрируется теоретическими кривыми (**рис.6.13.1**), повсеместно используемыми при обосновании выбора рабочих органов винтового забойного двигателя.

Отечественные винтовые забойные двигатели имеют многозаходные рабочие органы. Зарубежные компании производят двигатели как с

однозаходным ротором, так и с многозаходными рабочими органами.

2. **По кинематике рабочих органов**. Согласно классификации винтовых героторных механизмов, для осуществления рабочего процесса необходимо и достаточно, чтобы кинематика ротора и статора соответствовала одному из четырех вариантов взаимодействия, приведенных на **рис. 6.13.2** и **табл. 6.14.1**

Компоновка двигателя во многом определяется конструктивными средствами, обеспечивающими возможность выполнения планетарного движения одного из элементов рабочих органов.

Наиболее распространен **вариант I** компоновки, характеризующийся неподвижным наружным элементом и планетарно-вращающимся внутренним. Этот вариант имеет следующие преимущества:

- разделение полостей высокого и низкого давления осуществляется внутри рабочих органов, т.е. не требуется каких-либо дополнительных сальниковых устройств;
- имеется возможность непосредственно соединять статор с колонной бурильных труб (реактивный момент на статоре закручивает резьбовые соединения бурильных труб).

Двигатели с рабочими органами по **варианту II**, целесообразно применять в компоновках низа бурильной колонны (КНБК), предназначенных для поддержания вертикальности скважины или при необходимости расширения ствола, поскольку на наружной поверхности вращающегося статора весьма просто разместить опорно-центрирующие или режущие элементы. Однако этот вариант имеет существенный недостаток - необходимость уплотнения между неподвижным корпусом и вращающимся статором.

На практике **вариант II** компоновки был использован французской фирмой ***"Schlumberger"*** в двигателе ***"Gerotor",*** а также в экспериментальном отечественном двигателе для стабилизации КНБК без вращения колонны бурильных труб.

В начале 70-х годов ВНИИБТ предложил конструкцию винтового забойного двигателя с подвижным статором, кинематически аналогичную **варианту III**. От известных двигателей он отличается тем, что соединение подвижного статора и колонны бурильных труб выполнено в виде гибкой трубы. Компоновка забойного двигателя позволяет использовать в качестве гибкой трубы элемент бурильной колонны.

Практическое применение **варианта IV** компоновки пока неизвестно, хотя теоретически использование его может способствовать повышению эффективности разрушения горных пород и увеличению скорости бурения.

3. По конструктивной компоновке различают шпиндельные и бесшпиндельные двигатели. Большая часть двигателей выпускается в шпиндельном исполнении, с вынесением осевой и радиальных опор в отдельный автономный узел, расположенный под рабочими органами**.** Таким образом, конструктивная схема винтового двигателя аналогична турбобурной схеме.

Принципиально возможны конструкции двигателей в бесшпиндельном исполнении. Наиболее актуальна такая компоновка для двигателей с ограниченным осевым габаритом т.е. двигатели малого диаметра. Собственно, как дальше будет показано, в винтовых двигателя используются радиальные и осевые опоры, используемые в турбобурах и это естественно.

4. По конструкции силовой секции (секции где располагаются рабочие органы) различают монолитные и секционные двигатели.

В большинстве случаев рабочие органы двигателей выполняются в монолитном исполнении длиной в 2-3 шага статора.

Секционные двигатели характеризуются последовательным расположением стандартных рабочих органов. Роторы секционных двигателей обычно соединяются между собой посредством гибких валов или шарниров, статоры - резьбовыми переводниками. Основная цель секционирования - повышение крутящего момента двигателя или снижение контактных напряжений в рабочих органах.

В ряде случаев при создании многошаговых конструкций рабочих органов используются модульные варианты. Так, двигатель типа **ДММ** имеет составной статор, выполненный из нескольких втулок, собранных в корпусе, и составной ротор, набранный из модулей, закрепленных на общем вале.

По конструкции секционных двигателей различают безориентированные и ориентированные модификации.

При ориентированной сборке секции соединяются таким образом, что они образуют единую винтовую нарезку и в идеале подобны монолитным рабочим органам**.**

Преимущество ориентированного соединения секций - снижение межвиткового перепада давления и перекашивающего момента.

5. По характеру распределения потока жидкости различают двигатели обычные и с разделенным потоком. Разделенный поток используется в схемах винтовых забойных двигателей, когда по технологическим соображениям необходимо часть жидкости пропустить через полый ротор, минуя камеры рабочих органов, и в схемах с параллельным соединением секций рабочих органов.

6. По конструкции ротора рабочих органов различают двигатели с цельным и полым ротором.

Двигатели с наружным **диаметром 88 мм и более**, как правило, выполняются с полым ротором. Такое исполнение позволяет разместить в расточке ротора гибкий вал, а также снизить инерционные силы в машине.

Двигатели с наружным **диаметром менее 88 мм** выполняются с цельным ротором. Однако с развитием прогрессивных технологий (гидроштамповка, горячая прокатка) в будущем не исключено использование полых роторов во всех типоразмерах двигателей.

7. По конструкции узла соединения ротора и вала шпинделя винтового забойного двигателя выполняются в двух вариантах: шарнирном

или торсионном (с гибким валом).

Первые отечественные двигатели (Д2-172М, Д3-172) оснащались двухшарнирными соединениями. В настоящее время почти во всех двигателях используются гибкие валы.

В некоторых случаях в двигателях с большим перекосом осей (более 1,5°) силовой и шпиндельной секций для повышения надежности используется комбинированная шарнирно-торсионная компоновка.

8. По конструкции шпинделя различают винтовые забойные двигатели с открытым и маслозаполненным шпинделем.

В открытых шпинделях (они используются во всех серийных отечественных двигателях) узлы трения смазываются и охлаждаются буровым раствором.

В маслонаполненных шпинделях узлы трения находятся в масляной ванне с избыточным давлением на 0,1-0,2 МПа, превышающим давление окружающей среды.

9. По типу осевой опоры в шпинделе различают забойные двигатели с опорами качения и скольжения.

Опоры качения выполняются в виде многоступенчатых радиально-упорных или упорных шарикоподшипников.

Опоры скольжения представлены многорядными упорными подшипниками. В отечественных конструкциях используется пара "обрезиненный подпятник - металлический диск", т.е. осевую опору, которая в турбобуре называется пятой-сальником.

Однако наибольшее распространение получил винтовой забойный двигатель с осевыми опорами качения.

10. По конструкции уплотнения вала шпинделя различают шпиндели с торцевыми и многорядными лабиринтными уплотнениями.

Уплотнения вала устанавливаются для обеспечения эффективной работы гидромониторных работ.

11. По назначению различают двигатели:

- универсального применения (общего назначения);
- для наклонно направленного бурения;
- для горизонтального бурения;
- для ремонта скважин (буровых работ внутри обсадных колонн и насосно-компрессорных труб);
- специального применения (например, двигатели для горизонтального бурения с вращением КНБК).

12. **По наружному диаметру** выделяют винтовые забойные двигатели:

- обычного исполнения (диаметром **127 мм и более**);
- малогабаритные (диаметром **от 54 до 127 мм**);
- миниатюрные (диаметром **менее 54 мм**).

13. **По термостойкости** различают двигатели:

- в обычном исполнении для температуры до 100 ^{o}C;
- термостойкие, предназначенные для бурения при забойной

температуре 120-150 ^{o}C.

Термостойкость винтового забойного двигателя определяется физико-химическими свойствами эластичной обкладки статора клея, обеспечивающего крепление обкладки с металлом.

Для повышения термостойкости винтового забойного двигателя используются специальные эластомеры, а также особые конструкции статоров, например со шлицевым креплением обкладки.

В отечественной практике термостойкие двигатели серийно не выпускаются. За рубежом ряд компаний предлагают винтовые забойные двигатели, предназначенные для работы в условиях забойной температуры до 150 ^{0}C.

14. **По частоте вращения выходного вала** различают двигатели:

- обычные *(**n* **= 80-150 об/мин**);
- быстроходные *(**n* **> 150 об/мин**);
- тихоходные *(**n* **< 80 об/мин**).

К обычным двигателям относятся двигатели типа **Д** в габарите **127-240 мм**, к быстроходным - двигатели в габарите **54-88 мм**. Тихоходные двигатели встречаются редко, к ним относится одна из модификаций двигателя **ДК-108**.

15. **По типу механизма искривления** различают винтовой забойный двигатель с:

- кривым переводником с одним перекосом осей;
- кривым переводником с двумя перекосами осей (двигатель **DTU** фирмы *"Baker Hughes")* ;
- регулируемым на поверхности кривым переводником (на устье скважины или в цеху);
- регулируемым на забое кривым переводником (система *"Telepilot"* Французского института нефти);
- шарнирным переводником.

Наибольшее распространение получили двигатели с переводником, расположенным между силовой и шпиндельными секциями.

16. По роду рабочего агента известны двигатели, использующие жидкость (вода, глинистый раствор), воздух или газ, газожидкостную смесь.

17. По типу зацепления профилей рабочих органов различают двигатели с гипо- и эпициклоидальным зацеплением. Наибольшее распространение получили двигатели с гипоциклоидальным зацеплением рабочих органов.

6.2.1.1. Основные типы и размеры винтовых забойных двигателей

В России в серийном и опытном производстве находится около 40 типоразмеров винтовых забойных двигателей, которые выпускаются пятью машиностроительными заводами.

Основные технические показатели, технологические требования и комплектность поставки винтовых забойных двигателей регламентируются техническими условиями "Двигатели винтовые забойные" ТУ 366425-

00147074-001-98 и СТП ВНИИБТ 1018-99.

За рубежом 22 компаниями выпускается также большое количество двигателей различного технического назначения (**табл. 6.14.2.**). Однако, при таком многообразии моделей рабочие органы двигателей за рубежом выпускаются тремя специализированными фирмами (***"Moyno", "Roper Pumps"*** и ***PCM***).

Многообразие двигателей, отличающихся диаметрами, кинематическим отношением и длиной, на примере продукции одной компании ***"Drilex"*** показано на **рис. 6.13.3**

Рассмотрим особенности конструкций винтовых двигателей различного назначения в соответствии с предложенной ранее классификацией.

6.2.1.2. Двигатели общего назначения

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. 6.14.3.**)

Зарубежные двигатели представлены более широкой номенклатурой наружных диаметров от 120,6 до 286 мм. Технические показатели зарубежных двигателей некоторых фирм диаметром 6^{1} /2" и 6^{3}/4" приведены в **табл. 6.14.4.**

Отечественные двигатели создавались на основе многолетнего опыта конструирования турбобуров, и в них использовались апробированные конструкции опорных узлов шпиндельной секции, резьбовых соединений, элементов соединения валов и др. В то же время специфические узлы и детали двигателей (рабочие органы, соединение ротора и выходного вала, переливной клапан) не имеют аналогов и разрабатывались по результатам проведенных теоретических и экспериментальных исследований.

Выпускаемые в России и за рубежом винтовые забойные двигатели выполняются по единой схеме (**см. табл. 6.14.1. тип 1**) и имеют неподвижный статор и планетарно вращающийся ротор.

Конструкция винтового двигателя в продольном и поперечном разрезах приведена на **рис. 6.13.4.** Двигатель состоит из двух секций: силовой и шпиндельной.

Корпусные 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 бурильной колонны.

Силовая секция (**см. рис. 6.13.4**) включает в себя статор 4, ротор 3, соединение 5 ротора и выходного вала 12 и корпусные переводники 1 и 6.

Шпиндельная секция состоит из корпуса 8, вала 12 с осевыми 11 и. Радиальными 9 опорам, наддолотного переводника 14.

6.2.1.3. Двигатели для наклонно – направленного и горизонтального бурения

Эта серия 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 винтового забойного двигателя 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.

Новая серия забойных двигателей типа **ДГ** диаметром 60-172 мм создана для проводки новых горизонтальных скважин и ремонта существующих. При проектировании двигателей использовался двадцатипятилетний опыт конструирования винтовых забойных двигателей общего назначения и в то же время учитывались требования технологии горизонтального бурения.

Основные особенности двигателей серии **ДГ** (**рис. 6.13.5**):

- уменьшенная длина, достигаемая сокращением как силовой, так и шпиндельной секции, при этом силовая секция, как правило, выполняется двухшаговой, что обеспечивает необходимую мощность и ресурс рабочих органов;
- уменьшенный наружный диаметр (**108** против **120** мм; **155** против **172** мм), что при сохранении оптимальных характеристик винтового забойного двигателя обеспечивает надежную проходимость двигателя с опорно-центрирующими элементами в стволе скважины и улучшенную гидродинамическую ситуацию в затрубном пространстве;
- многообразие 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.

Техническая характеристика двигателей серии **ДГ** и других модификаций представлена в **табл. 6.14.5.** Разработаны несколько вариантов компоновок винтового забойного двигателя для горизонтального бурения :

- "жесткая" компоновка (**рис. 6.13.6 а**) с прямым или искривленным жестким переводником между силовой и шпиндельной секциями;
- компоновка с регулируемым на поверхности искривленным жестким переводником (**рис. 6.13.6 б**);
- компоновка с корпусными шарнирами:

- компоновка односекционного винтового забойного двигателя с шарниром (с одной степенью свободы) между силовой и шпиндельной секциями (**рис. 6.13.6 в**);
- компоновка односекционного винтового забойного двигателя с шарниром между силовой и шпиндельной секциями и шарниром (с двумя степенями свободы) между двигателем и бурильной колонной (**рис. 6.13.6 г**);
- компоновка многосекционного винтового забойного двигателя с шарнирами между секциями (**рис. 6.13.6 д***).*

Варьируя геометрическими параметрами рассмотренных компоновок, а также диаметром и месторасположением опорноцентрирующих элементов на корпусе двигателя, можно проводить бурение горизонтальных и наклонно направленных скважин по заданному радиусу (от 10 до 100 м и более).

За рубежом бурение горизонтальных скважин осуществляется, как правило, двигателями диаметром 120,6 и 172 мм. В **табл. 6.14.6.** приведена техническая характеристика двигателей диаметром 120,6 мм четырех ведущих зарубежных компаний.

6.2.1.4. Двигатели для ремонта скважин

Двигатели, применяемые при ремонте нефтяных и газовых скважин, выпускаются с наружным диаметром 108 мм и менее.

Диапазон наружных диаметров, конструкция двигателей, а также их характеристики позволяют использовать эти машины для всевозможных буровых работ, встречающихся при ремонте скважин.

Винтовые забойные двигатели используются при разбуривании цементных мостов, песчаных и гидратных пробок, фрезеровании труб, кабелей электропогружных насосов и прочих предметов. Эти двигатели могут производить бурение как внутри насосно-компрессорных труб, так и внутри эксплуатационных колонн. При проведении капитального ремонта внутри колонн может использоваться также двигатель Д1-127. По своей конструкции винтовые забойные двигатели для ремонта скважин принципиально не отличаются от двигателей общего назначения.

Наибольшими возможностями обладает многофункциональный двигатель ДК-108, разработанный ВНИИБТ. Особенностью данного двигателя является широкий диапазон его характеристик, обеспечивающийся наличием в комплекте трех модификаций рабочих органов с различными рабочими объемами, что позволяет использовать эти винтовые забойные двигатели для разнообразных видов ремонтно-восстановительных работ при капитальном ремонте скважин.

Показатели отечественных двигателей приведены в **табл. 6.14.7.** В **табл. 6.14.8.** дается информация о двигателях для ремонта скважин ряда зарубежных компаний.

6.2.1.5. Элементы конструкций двигателей и их компоновок

Рабочие органы

Несмотря на многообразие типоразмеров винтовых двигателей, их рабочие органы имеют общие особенности:

1. Рабочие органы выполняются по одной кинематической схеме: неподвижный статор и находящийся внутри него планетарно движущийся ротор.

2. Направление винтовой поверхности рабочих органов - левое, что обеспечивает заворачивание реактивным моментом корпусных резьб винтового забойного двигателя и резьб бурильных труб.

В зависимости от заданных характеристик двигателя рабочие органы выполняются как с однозаходным, так и с многозаходным ротором.

Роторы изготавливаются из коррозионно-стойкой или легированной стали с износостойким покрытием, а обкладка 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), выпускавшихся в 70-х годах, рабочие органы имели незначительную длину, не превышавшую 1-1,5 шага винтовой поверхности статора. В двигателях второго поколения, выпускаемых с начала 80-х годов, длина рабочих органов составляет 2-3 шага статора.

Наиболее перспективна монолитная конструкция рабочих органов, обеспечивающая простоту и малодетальность машин. Увеличение активной длины монолитной рабочей пары ограничивается технологическими возможностями литейно-прессового оборудования при изготовлении статора.

За рубежом в двигателях применяются рабочие органы протяженностью 5 и более шагов.

Рабочие органы винтового забойного двигателя комплектуются с натягом. Значение натяга зависит от диаметральных и осевых размеров рабочих органов, свойств бурового раствора и материала обкладки статора и оказывает существенное влияние на характеристики и долговечность двигателя.

В связи с появлением термостойкой резины, в наибольшей степени отвечающей требованиям эксплуатации забойных двигателей, ряд западных компаний разработали рекомендации по выбору натяга в рабочих органах и режима нагрузки винтового забойного двигателя с учетом температурного фактора (**см. таблицу 6.14.9.)**

Секционирование рабочих органов. В России с начала 80-х годов проводятся опытно-конструкторские работы по созданию секционных винтовых двигателей.

Переход на схему секционного винтового забойного двигателя осуществляется:

- для повышения нагрузочной способности, когда необходимая для создания высокомоментного двигателя длина монолитных рабочих органов превышает длину, ограниченную возможностями изготовления;
- для повышения стойкости (снижения контактных напряжений)

рабочих органов при определенных режимах отработки долот, если осевой габарит винтового забойного двигателя не является ограничивающим конструктивным фактором;
- для повторного использования изношенных рабочих органов.

Секционные двигатели включают несколько последовательно расположенных рабочих пар или ряд модулей рабочих органов. В отличие от турбобуров при секционировании винтовых двигателей возникает ряд технических проблем, связанных с необходимостью обеспечения синхронной работы винтовых пар.

Методика секционирования и применяемые технические средства в 80-х годах были разработаны во ВНИИБТ.

На практике широко используется секционирование серийных рабочих органов*.*

Секционные двигатели на базе серийных рабочих органов могут выполняться в двух вариантах:
- без ориентирования рабочих органов при жестком соединении роторов с помощью различных соединений, не нарушающих кинематику роторов (**рис. 6.13.7.**);
- с ориентированием рабочих органов по винтовой линии при жестком соединении статоров и роторов посредством резьбовых переводников (**рис. 6.13.8.**).

Стендовые испытания секционных двигателей, а также опыт их промышленной эксплуатации не показали существенных технико-экономических преимуществ той или иной конструктивной компоновки. Поэтому схему секционирования рекомендуется выбирать с учетом местных возможностей изготовления дополнительных приспособлений для сборки.

Неориентированная сборка - наиболее простой и распространенный способ секционирования. Однако долговечность и надежность данной компоновки во многом зависят от узла соединения секционируемых роторов.

Ориентированная сборка. Модули ротора и статора соединяются между собой резьбовыми переводниками таким образом, что винтовые поверхности каждого последующего модуля являются продолжением винтовых поверхностей предыдущего.

Ориентированная сборка осуществляется с помощью специальных приспособлений.

Приспособление для ориентирования сборки статоров 3 (**рис. 6.13.9.**) состоит из роторов *2* и 6, наружные поверхности которых тождественны внутренней поверхности рабочих органов, диска 1 и штанги 5. Неподвижный монтажный ротор 6 жестко закреплен на штанге, а ротор 2, в котором выполнены прорези (насечки), вращается. По совпадению прорезей в роторе *2* и диске 1 судят о совпадении винтовых поверхностей статоров. Перед настройкой приспособления для ориентированной сборки статоров ротор 6 перемещается по трубе в положение, ближайшее к ротору 2, и закрепляется. Приспособление размещается в одном статоре для того, чтобы было гарантировано совпадение винтовых линий. Затем диск 1 устанавливается в положение, при котором его прорези совпадают с прорезями на торце ротора 2, и закрепляется.

После сборки первой пары статоров проводится окончательная настройка приспособления. При этом ротор 6 перемещается в крайнее (рабочее) положение и закрепляется. Приспособление устанавливается в собранных статорах и настраивается в том же порядке. Таким образом приспособление используется для дальнейшей работы.

Настройка приспособления для ориентированной сборки роторов (**рис. 6.13.10.**) аналогична описанному выше процессу. В этом случае приспособление располагают на одном роторе рабочих органов таким образом, чтобы совпали винтовые линии. Крышку 3 устанавливают в положение, при котором прорези в ней совпадают с прорезями в статоре 4, и закрепляют.

При ориентированной сборке рабочих органов приспособления располагаются на соответствующих винтовых поверхностях роторов или статоров, соединенных между собой посредством переводников. Затем докрепляются резьбы с приложением необходимого момента свинчивания до положения, соответствующего совпадению прорезей на приспособлениях.

Способ ориентированной сборки, несмотря на кажущуюся сложность и трудоемкость, был довольно быстро и хорошо освоен работниками сборочных цехов буровых предприятий.

В первых секционных двигателях использовались серийные шарнирные соединения. При этом шарниры часто выходили из строя. Причина заключалась в том, что соединяемые роторы могут находиться в противофазе и тогда смещение осей шарнира соответствует двум эксцентриситетам. В ходе испытаний секционных двигателей была выявлена необходимость разработки специального шарнирного соединения. В Пермском филиале ВНИИБТ был разработан пальцевый шарнир. Заложенные в конструкцию элементы и допуски позволили надежно соединять роторы секций. Для соединения роторов применяются также и гибкие валы.

Помимо использования стандартных рабочих органов перспективны схемы **модульного секционирования**:

- отдельных модулей статора при монолитном роторе;
- отдельных модулей ротора при монолитном статоре;
- агрегирование модулей ротора и статора.

Во ВНИИБТ разработаны двигатели типа ДММ (**рис. 6.13.11.**), рабочие органы которых представляют собой агрегированные в корпусе элементы статора, а на валу - элементы ротора. Конструкция модулей позволяет проводить сборку секции автоматически, без какой-либо настройки.

Во второй половине 90-х годов секционирование как способ повышения мощности и нагрузочной способности винтового забойного двигателя был использован и зарубежными компаниями. Так, *"Halliburton"* начала производить так называемые "тандем-двигатели" (*"Dyna-Drill"*) по схеме неориентированной сборки рабочих органов. Секционные двигатели применяются также компанией *"Baker Hughes"*.

Шпиндель

Все отечественные винтовые двигатели, начиная с первых образцов, выпускаются в шпиндельном исполнении. Под термином "шпиндель" подразумевается автономный узел двигателя с выходным валом с осевыми и радиальными подшипниками. В большинстве случаев шпиндель может быть отсоединен без демонтажа силовой секции, при необходимости и на буровой.

Шпиндели отечественных винтовых забойных двигателей выполняются немаслонаполненными. Все узлы трения смазываются и охлаждаются буровым раствором. Отказ от использования маслонаполненных и герметизированных шпинделей объясняется как традиционным подходом к конструированию забойных двигателей - турбобуров, так и практической целесообразностью иметь гидромашину, обладающую примерно равным ресурсом отдельных узлов.

Шпиндель является одним из главных узлов двигателя. Он передает крутящий момент и осевую нагрузку на породоразрушающий инструмент, воспринимает реакцию забоя и гидравлическую осевую нагрузку, действующую в рабочих органах, а также радиальные нагрузки от долот и шарнирного соединения (гибкого вала). В ряде случаев при использовании гидромониторных долот. шпиндель должен выполнять функции уплотнения выходного вала, позволяя создавать необходимый перепад давления в насадках долота.

Наиболее распространенная конструкция шпинделя (**рис. 6.13.12.**) включает монолитный полый вал, соединенный посредством наддолотного переводника в нижней части с долотом, а с помощью муфты в верхней части - с шарниром (или гибким валом). Для восприятия осевых нагрузок используются как упорно-радиальные, так и упорные подшипники. Подшипники выполняются многорядными и сохраняют работоспособность при выработке зазора (люфта) до 5-7 мм.

В отечественных двигателях применяются упорно-радиальные подшипники качения :

- с коническими дорожками качения (серия 128700), используемые в двигателях с наружными диаметрами 105, 108, 195 и 240 мм (**рис. 6.13.13. а***);*
- с тороидными дорожками качения (серия 296000), используемые в двигателях с наружными диаметрами 85, 88 и 127 мм (**рис. 6.13.13. б***);*
- с комбинированными дорожками качения (**рис. 6.13.13. в***),* используемые 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 .

В некоторых модификациях двигателей диаметром 172 мм использовались упорные подшипники качения с тороидными дорожками и резиновым компенсатором типа ШШО (серия 538900).

Механизм действия многорядной опоры рассмотрим на примере подшипника типа ШШО, одна ступень которого показана на **рис. 6.13.14.** Среднее кольцо 1 двойного подшипника закреплено в корпусе с помощью

наружных обойм 2, а крайние кольца *3* расположены на наружной поверхности внутренней втулки *4,* которая зажимается на валу шпинделя вместе с резинометаллическим компенсатором *5.* Осевая нагрузка передается с корпуса на вал шпинделя через резиновые подушки компенсаторов *5* и шары, в результате обеспечивается равномерное распределение нагрузки по рядам опоры и демпфирование динамических нагрузок.

Размеры упорно-радиальных и упорных подшипников качения шпинделей винтовых забойных двигателей приведены в **табл. 6.14.10.**

Детали подшипников качения выполняются из специальной подшипниковой стали марки 55СМА или 55СМА5ФА (ТУ 14-1-3189-81) с пределом текучести $\sigma \geq_T$ 1100 МПа и ударной вязкостью $\alpha \geq$ 800 кДж/м^2. Твердость колец, контактирующих с шарами, - 45-47 HRC, а самих шаров - 58-62 HRC.

В некоторых конструкциях шпинделей винтовых забойных двигателей используются многорядные упорные подшипники скольжения непроточного типа (**рис. 6.13.15.**). Выбор типа осевых подшипников зависит от условий эксплуатации винтового забойного двигателя. Многолетние стендовые и промысловые испытания подтвердили преимущества резинометаллических упорных подшипников скольжения при эксплуатации двигателей в абразивной среде и при высоких нагрузках. Недостаток подшипников скольжения - повышенные механические потери, особенно при невысоких частотах вращения.

Некоторое уменьшение механических потерь наблюдается в подпятниках с так называемой "утопленной" резиной (**рис. 6.13.16.**).

Размеры упорных подшипников скольжения приведены в **табл. 6.14.11.**

В пятах используется резина марки ИРП-1226, а рабочие поверхности контактирующих с ними дисков выполняются из цементируемой стали, закаленной до твердости HRC 45-48.

Радиальные подшипники шпинделя в большинстве случаев представлены парой трения скольжения. Неподвижный элемент выполняется в виде резинометаллической детали (**рис. 6.13.17.**), рабочая эластичная поверхность которой имеет профильные канавки. Ответная деталь - металлическая, ее рабочая поверхность подвержена упрочнению.

В двигателях для наклонно направленного и горизонтального бурения радиальные подшипники выполняются в виде пары трения "металл - металл". Ввиду повышенных радиальных нагрузок, присущих винтовым забойным двигателям этого класса (вследствие действия отклоняющей силы на долото), данный узел является одним из самых недолговечных, определяющих межремонтный период двигателя в целом.

Размеры радиальных подшипников представлены в **табл. 6.14.12.**

Размер зазора в радиальных опорах определяется возможной точностью изготовления деталей, а также необходимой утечкой жидкости для охлаждения опоры.

В зарубежных двигателях для повышения долговечности нередко применяются радиальные металлические опоры, армированные твердым

сплавом или элементами синтетических алмазов.

Уплотнение выходного вала. Для использования гидромониторных долот в отечественных винтовых забойных двигателях практическое применение получили четыре варианта уплотнений:

- торцовый сальник, устанавливаемый в верхней части шпинделя ниже радиальной опоры. Используется в двигателях диаметром 172 и 195 мм (**рис. 6.13.18.**);
- многорядный упорный подшипник скольжения, эффективно выполняющий роль уплотнения (называемый пятой-сальником). Используется в двигателях диаметром 172-240 мм;
- лабиринтное уплотнение, выполняющее роль дросселирующего устройства ;
- упорно-радиальные подшипники с резиновыми тороидными кольцами, устанавливаемые вместо одного ряда шаров.

Два последних варианта используются в опытных конструкциях винтовых забойных двигателей.

В зарубежных двигателях с маслонаполненными шпинделями уплотнение вала входит в конструкцию гидрозащиты.

При эксплуатации винтовых забойны двигателей большое внимание уделяется выбору рациональных режимов работы двигателей, обеспечивающих разгрузку и эффективное охлаждение осевых опор.

Соединение ротора и вала шпинделя

Соединение ротора винтового забойного двигателя и вала шпинделя является одним из основных узлов двигателя, определяющим 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 рабочих органах, характеризующуюся непостоянной ориентацией ротора. В отличие от известных в технике соединений, передающих вращение между двумя несоосными концентрическими вращающимися валами, рассматриваемое соединение в винтовом забойном двигателе является связующим звеном с ротором, совершающим планетарное движение. Причем за один оборот выходного вала ротор Z_1 поворачивается вокруг своей оси, соответственно совершая Z_1 циклов переменных напряжений. Эти обстоятельства предопределяют повышенные требования к циклической прочности соединения, особенно при использовании многозаходных винтовых забойных двигателях.

Своеобразные условия работы соединения и невозможность переноса напрямую из других отраслей техники готового технического решения предопределили многообразие компоновок этого узла. Принципиально могут быть использованы четыре типа соединений на базе:

- деформации одного или нескольких элементов конструкции;
- обеспечения свободы перемещения ротора за счет введения элементов с относительно большим люфтом;

- шарнирных соединений;
- гибкого вала (торсиона).

Первый и второй типы соединения ввиду существенных удельных нагрузок в винтовых забойных двигателях не нашли применения.

Шарнирные соединения. Винтовые забойные двигатели прошли эволюцию от применения пальцевых шарниров (аналогичных автомобильным) до - специальных конструкций, наиболее приспособленных для передачи динамических осевой нагрузки и крутящего момента.

В первом поколении отечественных винтовых забойных двигателей применялись двухшарнирные соединения зубчатого типа с центральным шаром. Они использовались для передачи крутящих моментов до 7 кНм при частоте вращения до 200 об/мин. Эксцентриситет соединения доходил до 5 мм. Известны разновидности такого соединения для винтового забойного двигателя с разделенным потоком, позволяющие через его внутреннюю полость пропускать жидкость высокого давления.

Шарнирные соединения винтового забойного двигателя 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 значительного гидростатического давления. Поэтому герметизирующие элементы должны быть гибкими и прочными при циклической нагрузке, а устройство для герметизации в целом простым и надежным.

Сначала в шарнирах использовались простейшие резиновые уплотнения, в дальнейшем стали применять уплотнения сильфонного и манжетного типов (**рис. 6.13.19.**).

Заслуживает внимания оригинальная система смазки шарниров под давлением, которая включает подпружиненный поршневой лубрикатор, устанавливаемый во внутренней полости трубы, соединяющей головки шарниров. Тем самым внутренняя полость шарниров постоянно находится под избыточным по отношению к перекачиваемой среде давлением.

Зарубежные компании также используют двухшарнирные соединения. Разновидность конструкции, используемой в двигателе "Anadrill", приведена на **рис. 6.13.20.** .

Гибкие валы. Существенный шаг, оказавший влияние на подходы к конструированию винтового забойного двигателя в целом, был сделан в середине 70-х годов, когда во ВНИИБТ была разработана конструкция гибкого вала, защищенную патентами б. СССР и других стран.

В отличие от шарниров в гибких валах внешнее трение деталей заменяется на внутреннее трение материала вала.

К началу 90-х годов в большинстве типоразмеров винтовых забойных двигателей, выпускавшихся в России, для соединения ротора и выходного вала применялись гибкие валы. В двигателях с наружным диаметром 88 мм и более гибкий вал размещается в расточке ротора, а в малогабаритных двигателях - ниже ротора.

В большинстве случаев гибкий вал винтового забойного двигателя представляет собой металлический стержень круглого сечения с

утолщенными концами (**рис. 6.13.21.**). На концах выполняются присоединительные элементы: гладкий конус или коническая резьба. Иногда гибкий вал выполняется 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° или галтель с отношением радиуса галтели ***r*** к диаметру вала ***d*** в пределах 0,1-0,2. Кроме того, применяются технологические методы поверхностного упрочнения. Наиболее распространен поверхностный наклеп (обкатка роликами или обдувка дробью), способствующий образованию сжимающих остаточных напряжений, благоприятно сказывающихся на сопротивлении усталости .

В зависимости от типоразмера двигателя диаметр гибких валов изменяется в диапазоне 18-70 мм, а длина - 500-3000 мм.

Преимущества использования гибких валов заключаются в простоте конструкции и высокой технологичности, большом сроке службы, соизмеримым с ресурсом корпусных деталей двигателя, а также возможности реализации различных компоновок двигателей.

В 90-е годы западные компании вслед за фирмой *"Drilex"*, выпускающей двигатели по отечественной лицензии, также стали использовать гибкие валы. Для их изготовления помимо сталей используют титановые сплавы и стеклопластики.

Опыт эксплуатации двигателей в наклонно направленном и горизонтальном бурении выявил недостаточную стойкость гибких валов при углах перекоса секций более 1°30'. В связи с этим двигатели типа ДГ стали оснащать шарнирно-торсионными соединениями.

Клапаны

Объемный принцип действия винтовых двигателей предопределил необходимость оснащения их специальными клапанами. В большинстве двигателей они представляют собой автономный узел, а иногда встроены в ротор.

Переливной клапан предназначен для сообщения внутренней полости бурильной колонны с затрубным пространством при спуско-подъемных операциях. Применение клапана уменьшает гидродинамическое воздействие на забой при спуске и подъеме колонны, а также устраняет холостое вращение двигателя при этих операциях.

Разработаны и используются несколько конструкций переливных клапанов. В одной из них, не имеющей линейно перемещающихся деталей, в качестве запорного элемента применена резиновая манжета, деформирующаяся за счет падения давления при движении жидкости в щели клапана. Клапан устанавливается в верхней части полого ротора. Серьезный недостаток этой схемы - невозможность определения утечки при опробовании клапана на устье скважины.

Пермским филиалом ВНИИБТ была разработана модернизированная конструкция клапана (**рис. 6.13.22.**), применяемая в нескольких

типоразмерах винтовых забойных двигателей.

В конструкции переливного клапана в первых моделях двигателей диаметром 240 и 172 мм и уплотнительный элемент клапана заимствован от бурового насоса. Выполнение основных функций клапана обеспечивает специальная гидравлическая коробка (**рис. 6.13.23.**).

В зарубежных двигателях повсеместно используются золотниковые клапаны (**рис. 6.13.24.**).

Попытки использовать подобные клапаны в среде применяемых в России буровых растворов оказались неудачными: наблюдался быстрый износ и нестабильное закрытие клапана.

Редукционные клапаны применяются в исключительных случаях, когда по технологическим соображениям требуется увеличить расход жидкости для очистки забоя и затрубного пространства. Они являются альтернативой насадке в роторе. Редукционный клапан ВНИИБТ для двигателя диаметром 95 мм устанавливается в автономном переводнике выше рабочих органов (**рис. 6.13.25.**). При увеличении расхода жидкости создается дополнительный перепад давления и поршень, преодолевая усилие пружины, перемещается вниз, позволяя части потока жидкости проходить в затрубное пространство, минуя рабочие органы**.**

В патентной литературе известны редукционные клапаны, размещаемые в роторе двигателя. Они обеспечивают циркуляцию промывочной жидкости через двигатель при заторможенном роторе. Такая ситуация может возникать при шламовании двигателя и в случае его прихвата в скважине при расхаживании инструмента снижается износ РО.

Циркуляция достигается тем, что клапан снабжен диафрагмой, расположенной в верхнем торце полого ротора, и бойком, жестко связанным с подпружиненным полым поршнем.

Опорно-центрирующие элементы

К опорно-центрирующим элементам относятся калибрато-ры, центраторы и децентраторы. Они используются в компоновках низа бурильной колонны при проводке вертикальных, наклонных и горизонтальных скважин в целях повышения качества ствола скважины и управления параметрами его искривления, а также предупреждения осложнений в процессе бурения.

Калибратор предназначен для калибрования ствола скважин, центрирования и снижения поперечных колебаний долота и вала двигателя и устанавливается на выходном валу непосредственно над долотом.

Центратор предназначен для центрирования нижней части бурильной колонны и забойного двигателя с целью стабилизации параметров искривления ствола или изменения зенитного угла скважины.

Децентратор предназначен для смещения оси забойного двигателя или бурильной колонны за ось скважины в месте его установки.

Геометрические параметры опорно-центрирующих элементов и расположение их относительно долота определяют из назначения КНБК.

Центраторы и децентраторы устанавливают между секциями или непосредственно на корпусе забойного двигателя.

Конструктивное исполнение (с прямыми или спиральными планками, с шарошками), тип и вид вооружения, а также размеры калибраторов и центраторов забойных двигателей регламентированы ОСТ 39-078-79. Стандарт охватывает опорно-центрирующие элементы компоновки, предназначенные для долот диаметром от 114,3 до 490,0 мм.

В практике бурения долотами диаметром 215,9 мм и более используются серийно выпускаемые стационарные центраторы типа 1ЦД-214МС и передвижные типов ЗЦДП-295,3 МСТ и ЗЦДП-215,9 МСТ, предназначенные для забойных двигателей диаметром 240 и 172 мм соответственно.

В винтовых забойных двигателях для горизонтального бурения центраторы (**табл. 6.14.13.**) и децентраторы входят в комплект сменных частей и поставляются с двигателями по желанию заказчика.

Корпусные центраторы в двигателях диаметром 95 и 108 мм устанавливаются между двигательной и шпиндельной секциями, а для двигателей 155 мм - на корпусе шпинделя.

Децентраторы двигателей ДГ-108 имеют одну лопасть длиной 150 мм и шириной 70 мм. Радиус опорной поверхности децентраторов равен 74, 76 и 78 мм.

В двигателях ДГ-155 децентраторы выполнены также с одной лопастью длиной 146 мм и шириной 100 мм. Радиусы опорной поверхности децентраторов составляют 118 и 122 мм.

Механизмы искривления двигателя

Механизм искривления является неотъемлемым узлом винтовых забойных двигателей, предназначенных для бурения наклонно-направленных и горизонтальных скважин. Механизм искривления предназначен для перекоса осей секций забойного двигателя или самого забойного двигателя относительно нижней части бурильной колонны. Механизм искривления может устанавливаться над двигателем или между силовой и шпиндельной секциями. В качестве механизма искривления используются искривленные (кривые) переводники и корпусные шарниры.

Искривленные переводники. Жесткий искривленный переводник (с фиксированным перекосом осей) - наиболее простое и распространенное исполнение механизма искривления. Он представляет собой корпусной переводник с ниппельными резьбами по концам, оси которых смещены на определенный угол (до 6°).

Двигатели оснащаются комплектом таких переводников, отличающихся углами перекоса. Механизм искривления в этом исполнении применяется при наборе кривизны по большому и среднему радиусам.

Регулируемые на поверхности искривленные переводники начали использоваться с середины 90-х годов в зарубежных винтовых забойных двигателях. Они сконструированы по принципу поворота двух сопряженных

цилиндрических элементов, имеющих косой срез.

В отечественных двигателях также постепенно внедряются регулируемые переводники. Известно несколько оригинальных конструкций, в частности ПИР, разработанный ВНИИБТ (**рис. 6.13.26.**).

Корпусные шарниры. Корпусные шарнирные соединения используются в компоновках винтовых забойных двигателей, как правило, при бурении горизонтальных скважин по малому и среднему радиусам.

Различают шарниры с двумя и одной степенью свободы.

Шарниры первого типа устанавливаются над забойным двигателем преимущественно с целью снижения сил сопротивления при перемещении КНБК по стволу скважины.

Шарниры с одной степенью свободы обеспечивают поворот корпуса вокруг оси шарнира на заданный угол только в одной

плоскости. Угол перекоса такого шарнира рассчитывается как для искривленного переводника. Поэтому корпусной шарнир должен включать конструктивные элементы, ограничивающие угол перекоса. Для совмещения центра шарниров с осью скважины на их наружной поверхности устанавливают центрирующие элементы или расположенные в нижней части подпоры. Это мероприятие позволяет уменьшить радиус искривления скважины при использовании отклоняющей компоновки.

Одна из конструкций корпусного шарнира приведена на **рис. 6.13.27.** В **табл. 6.14.14.** дается информация о параметрах верхних (с двумя степенями свободы) и нижних (с одной степенью свободы) корпусных шарниров, разработанных ВНИИБТ.

Резьбовые соединения винтовых забойных двигателей

Резьбовые соединения являются неотъемлемым элементом конструкции двигателей и служат для соединения их отдельных деталей, а также присоединения двигателя к колонне бурильных труб и породоразрушающему инструменту. В каждом двигателе насчитывается около 10 резьбовых соединений.

В конструкциях отечественных винтовых забойных двигателей используются многие типоразмеры резьб турбобуров. Для винтовоых забойных двигателей с нестандартными диаметральными габаритами разработан ряд новых резьбовых соединений. Кроме того, учитывая динамический характер нагружения рабочих органов и повышенную вибрацию винтовых забойных двигателей, связанную с действием инерционной силы, в некоторых резьбах увеличены натяги и моменты свинчивания.

В современных конструкциях винтовых забойных двигателей используются все типы конических резьб забойных двигателей :

- замковые (типа 3);
- конические для турбобуров (типа РКТ);
- метрические конические (типа МК).

Цилиндрические резьбы не применяются.

Замковые резьбы изготавливаются по ГОСТ Р 50864-96, а другие - по

ОСТ 39-226-91.

Схемы винтовых забойных двигателей с месторасположением резьбовых соединений и их условными обозначениями показаны на **рис. 6.13.28.** и **6.13.29.**

Всего в отечественных конструкциях винтовых забойных двигателей применяется 34 типоразмера резьб с номинальным диаметром от 30 до 218 мм. Натяги и моменты свинчивания резьб приведены в **табл. 6.14.15.**

В зарубежных винтовых двигателях для присоединения к бурильной колонне и долоту, по стандарту **API 7** (США), используются резьбы типа ***NC,*** ***Reg*** и выходящие из употребления ***IF*** и ***FH,*** по профилю и размерам полностью соответствующие аналогичным замковым резьбам по ГОСТ Р 50864-96 (**табл. 6.14.16.**).

Резьбы типа ***Reg*** относятся к нормальному типу соединений и отличаются увеличенной конусностью (1:4) в сравнении с другими типами резьб.

Резьбы ***NC*** имеют, как правило, конусность 1:6 с шагом резьбы 6,35 мм (4 нитки на 1 дюйм).

Моменты крепления, рекомендуемые при свинчивании резьб по стандарту API 7 (США) для двигателей диаметром 120 мм и менее, соответствуют отечественному стандарту, а для больших диаметров - выше в 1,2-1,5 раза.

Для соединения корпусных деталей и системы ротор - вал применяются конические резьбы ***TPE,*** а также цилиндрические резьбы с трапецеидальным и треугольным профилем ***ACME.*** Эти резьбы не имеют аналогов в отечественных конструкциях.

6.2.2. Винтовые забойные двигатели НПО "Буровая техника" – ВНИИБТ

ОАО НПО "Буровая техника"-ВНИИБТ - это ведущая фирма России по разработке и изготовлению винтовых забойных двигателей, обладающая полным циклом создания машин этого класса - от разработки конструкции и технологии изготовления до выпуска и испытаний промышленных партий.

В настоящее время в ОАО НПО "Буровая техника" - ВНИИБТ разработан и выпускается ряд усовершенствованных винтовых забойных двигателей диаметром 42-240 мм с улучшенными характеристиками и повышенной надежностью.

Двигатели диаметром 145-240 мм предназначены для бурения вертикальных и наклонно направленных скважин. Основные параметры двигателей приведены в **таблице 6.15.** Конструктивные схемы двигателей Д1-240, ДВ-172 и Д1-105 приведены на **рис. 6.14.**

Малогабаритные двигатели диаметром 42-127 мм предназначены для выполнения ремонтно-восстановительных и аварийных работ в обсадных колоннах и насосно-компрессорных трубах, зарезки и бурения дополнительных стволов, разбуривания цементных мостов, очистки НКТ от гидратных и песчаных пробок, фрезерования металлических предметов на забое, райбирования колонн и пластырей

Основные параметры малогабаритных двигателей приведены в **таблице 6.16.**

С развитием технологии бурения горизонтальных скважин винтовые двигатели являются единственным приводом породоразрушающего инструмента.

Для интенсивного набора кривизны и выхода на горизонтальные интервалы в открытом стволе и из эксплуатационных колонн предназначены двигатели серии **ДГ**, характеризующиеся уменьшенной длиной и оснащенностью отклоняющими (жесткими или регулируемыми переводниками) и стабилизирующими устройствами.

Основными отличиями базовых двигателей являются использование облегченного ротора, изготовленного методом фрезерования или гидроштамповки, и соединение ротора с валом шпинделя через торсион, размещенный внутри ротора. Это позволяет уменьшить длину и массу двигателей и увеличить стойкость узла соединения ротора с валом шпинделя.

За счет унификации двигательных секций возможно их секционирование, что обеспечивает увеличение момента силы на выходном валу двигателя и значительное повышение ресурса рабочих органов.

Малогабаритные двигатели диаметром **60** мм и менее могут быть использованы с подвеской на гибких непрерывных трубах для очистки насосно-компрессорных труб от гидратных и цементных пробок и отложений солей, парафина и пр.

Оснащение двигателей дополнительными узлами- отклоняющими и стабилизирующими устройствами, шарнирами и другими техническими элементами может быть произведено по просьбе заказчика.

После сборки и регулировки двигатели и запасные рабочие пары подвергаются проверке на испытательных стендах с нагружением электрическим тормозом и компьютерной регистрацией энергетической характеристики.

Винтовые забойные двигатели, разработанные и изготовленные НПО "Буровая техника", успешно эксплуатируются в буровых предприятиях Западной Сибири, Урало-Поволжья и других регионах России и СНГ.

6. 2. 3. Винтовые забойные двигатели производства АО " Кунгурский машиностроительный завод " и ОАО " Павловский машзавод ".

По ранее разработанной ОАО НПО "Буровая техника" – ВНИИБТ технической документации, винтовые забойные двигатели выпускаются серийно двумя предприятиями – АО "Кунгурский машиностроительный завод" и ОАО «Павловский машзавод».

АО "Кунгурский машиностроительный завод" изготавливает двигатели типоразмеров предназначенных для бурения поисковых,

нефтяных и газовых скважин, а также проведения ремонтно-восстановительных работ в эксплуатационных колоннах

Технические характеристики двигателей производства АО "Кунгурский машиностроительный завод" приведены в **таблице 6.17.**

ОАО «Павловский машзавод» изготавливает двигатели, обычно используемые для выполнения ремонтно-восстановительных и аварийных работ в эксплуатационных колоннах, направленной зарезки дополнительных стволов, разбуривания цементных мостов и песчаных пробок при капитальном ремонте скважин. Типовая комплектность поставки винтовых двигателей: секция двигательная, секция шпиндельная. В комплект поставки также входят две запасные двигательные секции.

Технические характеристики двигателей производства АО "Павловский машзавод" приведены в **таблице 6.18.**

6. 3. Турбинно - винтовые забойные двигатели.

Турбинно-винтовые забойные двигатели, разработанные ОАО НПО "Буровая техника" - ВНИИБТ, являются новой концепцией забойного привода породоразрушающего инструмента.

Турбинно-винтовые забойные двигатели предназначены для бурения глубоких вертикальных и наклонно направленных скважин различного назначения. Они могут выполнять также функции забойного привода керноотборных устройств для буречия с отбором образцов породы (керна) и двигателя-отклонителя (при замене обычного шпинделя на шпиндель-отклонитель).

6. 3. 1. Универсальные турбинно - винтовые двигатели типа ТПС - У.

Универсальные турбинно-винтовые двигатели типа **ТПС-172У** с преобразователями частоты вращения вала предназначены для глубоких вертикальных и наклонно-направленных скважин различного назначения с использованием буровых растворов плотностью до **1800** кг/м^3.

Конструкции двигателей **ТПС-172У** разработаны на базе схемы турбобуров с плавающими статорами типа **ТПС**, обладающих рядом энергетических и эксплуатационных преимуществ по сравнению с турбобурами, традиционной конструктивной схемы. Конструктивная схема турбобура **ТПС-172У** приведена на **рис.6.15.**

Система деталей в корпусе турбинной секции не закреплена путем сжатия осевым усилием и имеет возможность осевого перемещения на 100... 150 мм вдоль корпуса вместе с валом секции и установленными на нем деталями. Благодаря этому они отличаются повышенной надежностью и безотказностью в работе.

Турбинно-винтовые забойные двигатели типа **ТПС-172У** состоят из взаимозаменяемых двух или трех турбинных секций, шпиндельной

секции с осевой опорой и преобразователя частоты вращения выходного вала

Двигатели типа **ТПС-172У** обеспечивают при постоянном расходе бурового раствора ступенчатое изменение частоты вращения выходного вала в диапазоне **80...400** мин$^{-1}$ в зависимости от конструктивного исполнения применяемых винтовых пар в преобразователе частоты вращения вала. Последний заменяется при необходимости непосредственно на буровой. Исключение преобразователя частоты вращения вала из компоновки двигателя ведет к увеличению частоты вращения его выходного вала до **400** мин$^{-1}$.

Преобразователь частоты вращения вала двигателя устанавливается между шпинделем и нижней секцией турбобура. Преобразователь частоты вращения вала двигателя включает винтовую пару - ротор и статор, гибкие валы, конусно-шлицевые полумуфты и соединительные переводники. Конструктивно предусмотрена установка преобразователя между любыми турбинными секциями двигателя.

В двигателе **ТПС-172У** для получения частоты вращения выходного вала **250** мин$^{-1}$ применяется преобразователь **ТПС-172У.060**, а для частоты **150** мин$^{-1}$ - преобразователь **ТПС-172У.060.01.**

Конструкция шпиндельной секции позволяет устанавливать в ней либо многоступенчатую резино-металлическую опору скольжения с двумя радиальными опорами, либо шаровую амортизированную опору качения с лабиринтным уплотнением вала. При этом обеспечивается работа двигателей при бурении долотами с перепадом давлений в насадках **6...8** МПа.

Конструктивная схема турбинно-винтовых двигателей типа **ТПС-172У** позволяет получить практически постоянную величину частоты вращения вала при изменении осевой нагрузки на долото в широких пределах.

Основные параметры турбинно-винтового забойного двигателя типа **ТПС-172У** приведены в **таблице 6.19.**

6. 3. 2. Унифицированные модульные турбинно - винтовые двигатели 2ТУ240КД.

Унифицированные модульные турбинно-винтовые двигатели **2ТУ240КД** с улучшенными энергетическими характеристиками, увеличенной в **1,5** раза наработкой на отказ и уменьшенной удельной металлоемкостью являются новой концепцией Кунгурского машиностроительного завода и предназначены для бурения вертикалыных и наклонно-направленных скважин различного назначення с использованием шарошечных и безопорных долот разных типов и серий диаметрами **269,9 ...393,7** мм, обеспечивающих технологически требуемый зазор между корпусом двигателя и стенками скважин и конкретных геолого-технических условиях месторождений.

Двигатель **2ТУ240КД** состоит из трех унифицированных секций - модулей, взаимозаменяемых с серийными турбобурами, имеющих стандартные присоединительные размеры.

Нижняя секция двигателя представляет собой односекционный турбобур **ТУ240К** **(см. таблицу 6.1.).**

Средняя секция двигателя конструктивно выполняется аналогично серийной турбине с той лишь разницей, что в ней установлено **120** ступеней турбины пониженной осевой высоты **37/11-240ТЛ**, которая при необходимости может быть заменена на серийную турбину с соответствующим уменьшением числа ступеней и, как следствие, ухудшением характеристики двигателя.

Новые турбины пониженной высоты изготавливаются либо методом точного литья по выплавляемым моделям - турбина **37/11ТЛ**, либо полукокильным методом - литьем в земляные формы - турбина **37/11-240ТВШ**.

Верхняя секция двигателя является активным тормозным модулем, содержащим в одном корпусе турбинную часть и рабочие органы винтового забойного двигателя, соединяющиеся с помощью съемного торснона. Отличительной особенностью тормозного модуля является его полная взанмозаменяемость с серийной секцией, не вносящая никаких дополнительных затруднений при ее монтаже в условиях бурящейся скважины. Верхняя секция так же, как и средняя и нижняя секции, оснащается турбиной пониженной осевой высоты, взаимозаменяемой с серийной турбиной любого типа.

Все турбинные секции и тормозной модуль содержат радиальные опоры повышенной долговечности.

Основные параметры унифицированных модульных турбинно-винтовых двигателей **2ТУ240КД** приведены в **таблице 6.1.**

6. 3. 3. Модульные турбинно - винтовые двигатели ТНВ.

Модульные турбинно-винтовые низкооборотные двигатели (**ТНВ**) - новая концепция забойного привода породоразрушающего инструмента.

Известные турбинные двигатели (турбобуры) характеризуются нерациональным, с точки зрения эффективности работы долот, соотношением **М/п** (момента силы и частоты вращения).

Винтовые объемные двигатели обладают необходимым соотношением **М/п**. Однако эти двигатели очень чувствительны к величине натяга в винтовой паре, что определяет их сравнительно малый ресурс безотказной работы (менее **100** ч).

Модульные турбинно-винтовые двигатели органично сочетают надежность, свойственную турбобурам, и высокий уровень соотношения **М/п** при большой жесткости линии моментов, свойственные объемным двигателям.

При прочих равных условиях двигатели **ТНВ** имеют в **3-4** раза большую наработку на отказ, чем винтовые объемные двигатели. При

работе на малоабразивной жидкости двигатели ТНВ способны безотказно работать порядка **400-550** часов.

Двигатели **ТНВ** выполняются с наружным диаметральным размером **172, 195** и **240** мм. Конструктивная схема турбинно - винтового низкооборотного двигателя **ТНВ** приведена на **рис. 6.16.**

С помощью этих двигателей производится проходка сплошным забоем прямолинейных и искривленных участков скважин. Кроме того, ими можно осуществлять привод керноотборных устройств при колонковом бурении.

Применение двигателей **ТНВ** рекомендуется при температуре промывочной жидкости до **120С°,** плотности до **1700** кг/м^3 и содержании углеводородных соединений до **5%.**

Конструктивно двигатели ТНВ **(см. рис. 6.16.)** выполнены на базе трех узлов: шпинделя, турбинной секции и винтового модуля. Конструкцией предусмотрены различные варианты агрегатирования указанных узлов. Их монтаж может производиться как в условиях цеха, так и на буровой.

В зависимости от ситуации могут быть собраны следующие компоновки:

- шпиндель+винтовой модуль;
- шлиндель+турбинная секция;
- шпиндель+турбинная секция+винтовой модуль.

Используемые в турбинной секции рабочие органы с запатентованной конструкцией проточной части, обеспечивают работу винтового модуля с минимальной моментной нагрузкой. Учитывая, что винтовые рабочие органы являются наиболее уязвимым элементом двигателя, снижение моментной нагрузки является исключительно важным фактором в обеспечении высокой надежности двигателя.

Технические параметры двигателей **ТНВ** приведены в **таблице 6.20**. От режима холостого хода (нулевой момент силы) до рабочего режима частота вращения вала снижается в пределах **10%.,** а рост перепада давления не превышает **30%.**

6. 4. Роторно - турбинные и реактивно - турбинные буры типа РТБ.

Проблема строительства верхних интервалов вертикальных скважин увеличенного и большого диаметра решается с помощью разработанных во ВНИИБТ роторно-турбинных (диаметрами **394 - 640** мм) и реактивно-турбинных (диаметрами **760 - 2600** мм) буров (**РТБ**).

Роторно-турбинные буры - **РТБ-394**, **РТБ-445**, **РТБ-490**, **РТБ-590**, **РТБ-640**, предназначены для бурения вертикальных скважин различного назначения диаметром от **394** до **640** мм. Они идентичны по конструкции и отличаются геометрическими размерами узлов и деталей и типоразмерами используемых турбобуров и долот .**РТБ** позволяют также забуривать новые стволы из скважин с искривлением более **3-4°**, расширять и прорабатывать скважины с меньшей кривизной. Общий вид роторно-турбинного бура приведен на **рис. 6.17.**

Роторно-турбинные буры комплектуются верхними секциями со шпинделями турбобуров типа **Т12РТ240** или **3ТСШ**. На валы шпинделей устанавливаются долота требуемого типоразмера в соответствии с характеристикой разбуриваемых пород.

Подводимый к буру буровой раствор распределяется в траверсе по турбобурам и приводит во вращение валы с долотами. После запуска турбобуров, ротором приводят во вращение бурильную колонну, а вместе с ней и бур, и, опустив последний на забой скважины, создают осевую нагрузку на долото и разрушают породу за счет планетарного движения бура.

Основные конструктивные параметры роторно-турбинных буров и их энергетические характеристики при соответствующих расходах воды приведены в **таблице 6.21.**

Реактивно-турбинные буры - **РТБ-760**, **РТБ-920**, **РТБ-1020**, **РТБ-1260**, **РТБ-1560**, **РТБ-2080**, **РТБ-2600**, предназначены для бурения водопонижающих, вспомогательных и вентиляционных шахтных стволов и другого назначения скважин диаметром от **760** до **2600** мм.

Общий вид реактивно-турбинного бура приведен на **рис. 6.18.**

Реактивные силы, возникающие в процессе бурения РТБ, могут оказаться достаточными для вращения бура на забое (вращение бурильной колонны ротором в этом случае исключается).

Диаметр и глубина бурения скважин обуславливается грузоподъемностью буровой установки, характеристикой буровых насосов, типоразмерами и числом используемых турбобуров, диаметром бурильных труб и т.д.

Основные конструктивные параметры реактивно-турбинных буров и их энергетические характеристики при соответствующих расходах воды приведены в **таблице 6.22.**

6. 5. Отдельные узлы и сменные детали забойных двигателей

ОАО «Павловский машзавод» для выполнения ремонта производит и поставляет отдельные узлы и сменные детали забойных двигателей.

В таблицах 6.23 - 6.41. приведены технические характеристики с указанием обозначений и применяемости узлов и сменных деталей в забойных двигателях раличных типов.

- **Таблица 6.23.** Секции двигательные (статор – ротор).
- **Таблица 6.24.** Секции шпиндельные.
- **Таблица 6.25**. Переводники кривые регулируемые.
- **Таблица 6.26.** Переводники отклонители.
- **Таблица 6.27**. Шарнир двойной шпинделя - отклонителя **ШО1 - 195**.

- **Таблица 6.28.** Подшипники шариковые радиально - упорные многорядные.
- **Таблица 6.29.** Комплекты осевых опор.
- **Таблица 6.30.** Комплект осевой опоры шпинделя турбодолота **КТД4С - 172 - 190/40**.
- **Таблица 6.31.** Комплект осевой опоры **ШШО1 - 172.080**.
- **Таблица 6.32.** Комплект уплотнений вала **ТПС - 172**.
- **Таблица 6.33.** Опоры средние с втулкой средней опоры.
- **Таблица 6.34**. Комплекты осевых опор.
- **Таблица 6.35**. Опоры нижние с втулкой опоры нижней.
- **Таблица 6.36**. Ниппели.
- **Таблица 6.37**. Турбины.
- **Таблица 6.38**. Полумуфты шпинделей.
- **Таблица 6.39**. Валы гибкие (торсионы).
- **Таблица 6.40**. Переводники нижние.
- **Таблица 6.41**. Переводники вала.

6. 6. Нестандартное оборудование для оснащения цехов по ремонту гидравлических забойных двигателей

Комплект нестандартного оборудования предназначен для оснащения цехов по ремонту гидравлических забойных двигателей, включает четыре вида оборудования:

- ключ для свинчивания и развинчивания резьбовых соединений;
- распресовочные стенды для извлечения вала с пакетом деталей из корпуса забойного двигателя при разборке и введения его в корпус при сборке;
- стенды обкаточно-испытательные для обкатки и снятия характеристик гидравлических забойных двигателей после ремонта;
- установка моечная для мойки и сушки воздухом деталей гидравлических забойных двигателей.

Основные характеристики комплекта оборудования приведены в **таблице 6.42.**

Ключ турбобурный К - 10 (рис.6.19.). Предназначен для свинчивания - развинчивания резьбовых соединений с контролем крутящего момента.

Стенд (ключ) сборки – разборки винтовых забойных двигателей СТ - 10 (рис. 6.20.) предназначен для свинчивания - развинчивания резьбовых соединений с контролем крутящего момента.

Стенды распрессовочные СР - 34 и СР - 70 (рис.6.21.) предназначены для распрессовывания узлов забойных двигателей.

Стенд обкаточно - испытательный СОИ (рис.6.22.) предназначен для испытаний и снятия характеристик гидравлических забойных двигателей.

Установка моечная УМ - 1 (рис.6.23.) предназначена для мойки и сушки деталей гидравлических забойных двигателей.

Разработчик - изготовитель : ОАО НПО "Буровая техника" - ВНИИБТ. 113803, г.Москва, ГСП, ул. Летниковская, 7-9,
Тел. [095] 236-01-70. Факс [095] 959-67-11, телетайп 112168 ДОЛОТО.

Таблица 6.1. Технические характеристики турбобуров и турбобуров - отклонителей.

Наименование	Наружн. диаметр, мм	Длина, м	Расход, **Q** $м^3/с$	Частота, n $с^{-1}$	Момент, **М** Нм	Перепад, **Р** МПа	Масса, кг
* Турбобур шпиндельный 3-х секционный **3Т105К**	105	13,40	0,10	13,3	294	7,1	590
Турбобур шпиндельный 3-х секционный **3ТСШ1-172**	172	25,40	0,020	8,3	1127	5,1	3530
Турбобур шпиндельный 3-х секционный **ТПС172**	172	26,20	0,025	6,6	1568	5,0	3325
*Турбобур шпиндельный 2-х секционный **ТПС172М**	172	18,40	0,025	6,25	1764	6,8	2290
Турбобур шпиндельный 3-х секционный **3ТСШ 1-195**	195	25,70	0,030	7,25	1558	4,8	4790
*Турбобур шпиндельный 3-х секционный **3ТСШ2-195**	195	25,85	0,030	7,5	1754	5,7	4320
* Турбобур шпиндельный 2-х секционный **2Т195К**	195	19,59	0,030	8,0	1862	6,4	3225
*Турбобур шпиндельный 3-х секционный **3Т195К**	195	25,85	0,028	7,5	2352	8,6	4500
Турбобур односекционный **Т12РТ240**	240	8,21	0,055	12,0	2450	5,5	2017
* Турбобур односекционный **ТУ240К**	240	8,65	0,055	11,5	2450	6,2	2320
* Турбобур шпиндельный 2-х секционный **2Т240К**	240	17,00	0,040	7,9	3577	7,7	4560
Турбобур шпиндельный 3-х секционный **3Т240К**	240	23,75	0,035	6,9	4088	8,9	6420
Турбобур шпиндельный 3-х секционный **А9ГТШ**	240	23,29	0,045	4,1	2998	5,6	6165
* Турбобур бесшпиндельный 3-х секционный **2ТУ240КД**	240	23,25	0,040	2,9	5488	10,3	5810
* Турбобур-отклонитель **Т0-105Р**	105	7,60	0,012	3,8	882	6,1	420
Турбобур-отклонитель **Т02-195**	195	10,11	0,030	8,6	852	4,0	1774
* Турбобур-отклонитель **Т0-195К**	195	10,11	0,030	8,3	950	4,1	1774
Турбобур-отклонитель **Т02-240**	240	10,17	0,045	7,0	1342	3,1	2506
Турбобур-отклонитель **Т0-240К**	240	10,17	0,045	6,6	1489	3,4	2734

Изготовитель – АО "Кунгурский машиностроительный завод"Россия,
617400, Пермская область, г.Кунгур, ул. Просвещения, 11.
Тел.:(34271)3-36-45, 3-34-55, 3-74-74. Факс: (34271)3-37-69.
Телетайп: 634419 ГРАНИТ.

Обозначения:

КД – турбобур бесшпиндельный, турбинно-винтовой, из унифицированных модульных турбинных секций и секции винтового двигателя , соединение секций конусно-винтовой муфтой, опора расположена внизу ;

К –в турбобуре использованы турбины с пониженной высотой ступени;

У –универсальные, позволяют присоединять секции винтового двигателя;

РТ –турбобуры предназначенные для использования в агрегатах РТБ;

ТО –турбобур – отклонитель.

Р – турбобур с редуктором.

Таблица 6.1. Технические характеристики турбобуров и турбобуров - отклонителей.

Наименование	Наружн. диаметр, мм	Длина, м	Расход, **Q** $м^3/с$	Частота, n $с^{-1}$	Момент, **М** Нм	Перепад, **Р** МПа	Масса, кг
* Турбобур шпиндельный 3-х секционный **3Т105К**	105	13,40	0,10	13,3	294	7,1	590
Турбобур шпиндельный 3-х секционный **3ТСШ1-172**	172	25,40	0,020	8,3	1127	5,1	3530
Турбобур шпиндельный 3-х секционный **ТПС172**	172	26,20	0,025	6,6	1568	5,0	3325
*Турбобур шпиндельный 2-х секционный **ТПС172М**	172	18,40	0,025	6,25	1764	6,8	2290
Турбобур шпиндельный 3-х секционный **3ТСШ 1-195**	195	25,70	0,030	7,25	1558	4,8	4790
*Турбобур шпиндельный 3-х секционный **3ТСШ2-195**	195	25,85	0,030	7,5	1754	5,7	4320
* Турбобур шпиндельный 2-х секционный **2Т195К**	195	19,59	0,030	8,0	1862	6,4	3225
*Турбобур шпиндельный 3-х секционный **3Т195К**	195	25,85	0,028	7,5	2352	8,6	4500
Турбобур односекционный **Т12РТ240**	240	8,21	0,055	12,0	2450	5,5	2017
* Турбобур односекционный **ТУ240К**	240	8,65	0,055	11,5	2450	6,2	2320
* Турбобур шпиндельный 2-х секционный **2Т240К**	240	17,00	0,040	7,9	3577	7,7	4560
Турбобур шпиндельный 3-х секционный **3Т240К**	240	23,75	0,035	6,9	4088	8,9	6420
Турбобур шпиндельный 3-х секционный **А9ГТШ**	240	23,29	0,045	4,1	2998	5,6	6165
* Турбобур бесшпиндельный 3-х секционный **2ТУ240КД**	240	23,25	0,040	2,9	5488	10,3	5810
* Турбобур-отклонитель **Т0-105Р**	105	7,60	0,012	3,8	882	6,1	420
Турбобур-отклонитель **Т02-195**	195	10,11	0,030	8,6	852	4,0	1774
* Турбобур-отклонитель **Т0-195К**	195	10,11	0,030	8,3	950	4,1	1774
Турбобур-отклонитель **Т02-240**	240	10,17	0,045	7,0	1342	3,1	2506
Турбобур-отклонитель **Т0-240К**	240	10,17	0,045	6,6	1489	3,4	2734

Изготовитель – АО "Кунгурский машиностроительный завод"Россия,
617400, Пермская область, г.Кунгур, ул. Просвещения, 11.
Тел.:(34271)3-36-45, 3-34-55, 3-74-74. Факс: (34271)3-37-69.
Телетайп: 634419 ГРАНИТ.

Обозначения:

КД – турбобур бесшпиндельный, турбинно-винтовой, из унифицированных модульных турбинных секций и секции винтового двигателя , соединение секций конусно-винтовой муфтой, опора расположена внизу ;

К –в турбобуре использованы турбины с пониженной высотой ступени;

У –универсальные, позволяют присоединять секции винтового двигателя;

РТ –турбобуры предназначенные для использования в агрегатах РТБ;

ТО –турбобур – отклонитель.

Р – турбобур с редуктором.

Таблица 6.1. Технические характеристики турбобуров и турбобуров - отклонителей.

Наименование	Наружн. диаметр, мм	Длина, м	Расход, **Q** $м^3/с$	Частота, n $с^{-1}$	Момент, **М** Нм	Перепад, **Р** МПа	Масса, кг
* Турбобур шпиндельный 3-х секционный **3Т105К**	105	13,40	0,10	13,3	294	7,1	590
Турбобур шпиндельный 3-х секционный **3ТСШ1-172**	172	25,40	0,020	8,3	1127	5,1	3530
Турбобур шпиндельный 3-х секционный **ТПС172**	172	26,20	0,025	6,6	1568	5,0	3325
*Турбобур шпиндельный 2-х секционный **ТПС172М**	172	18,40	0,025	6,25	1764	6,8	2290
Турбобур шпиндельный 3-х секционный **3ТСШ 1-195**	195	25,70	0,030	7,25	1558	4,8	4790
*Турбобур шпиндельный 3-х секционный **3ТСШ2-195**	195	25,85	0,030	7,5	1754	5,7	4320
* Турбобур шпиндельный 2-х секционный **2Т195К**	195	19,59	0,030	8,0	1862	6,4	3225
*Турбобур шпиндельный 3-х секционный **3Т195К**	195	25,85	0,028	7,5	2352	8,6	4500
Турбобур односекционный **Т12РТ240**	240	8,21	0,055	12,0	2450	5,5	2017
* Турбобур односекционный **ТУ240К**	240	8,65	0,055	11,5	2450	6,2	2320
* Турбобур шпиндельный 2-х секционный **2Т240К**	240	17,00	0,040	7,9	3577	7,7	4560
Турбобур шпиндельный 3-х секционный **3Т240К**	240	23,75	0,035	6,9	4088	8,9	6420
Турбобур шпиндельный 3-х секционный **А9ГТШ**	240	23,29	0,045	4,1	2998	5,6	6165
* Турбобур бесшпиндельный 3-х секционный **2ТУ240КД**	240	23,25	0,040	2,9	5488	10,3	5810
* Турбобур-отклонитель **Т0-105Р**	105	7,60	0,012	3,8	882	6,1	420
Турбобур-отклонитель **Т02-195**	195	10,11	0,030	8,6	852	4,0	1774
* Турбобур-отклонитель **Т0-195К**	195	10,11	0,030	8,3	950	4,1	1774
Турбобур-отклонитель **Т02-240**	240	10,17	0,045	7,0	1342	3,1	2506
Турбобур-отклонитель **Т0-240К**	240	10,17	0,045	6,6	1489	3,4	2734

Изготовитель – АО "Кунгурский машиностроительный завод"Россия,
617400, Пермская область, г.Кунгур, ул. Просвещения, 11.
Тел.:(34271)3-36-45, 3-34-55, 3-74-74. Факс: (34271)3-37-69.
Телетайп: 634419 ГРАНИТ.

Обозначения:

КД – турбобур бесшпиндельный, турбинно-винтовой, из унифицированных модульных турбинных секций и секции винтового двигателя , соединение секций конусно-винтовой муфтой, опора расположена внизу ;

К –в турбобуре использованы турбины с пониженной высотой ступени;

У –универсальные, позволяют присоединять секции винтового двигателя;

РТ –турбобуры предназначенные для использования в агрегатах РТБ;

ТО –турбобур – отклонитель.

Р – турбобур с редуктором.

Таблица 6.1. Технические характеристики турбобуров и турбобуров - отклонителей.

Наименование	Наружн. диаметр, мм	Длина, м	Расход, **Q** $м^3/с$	Частота, n $с^{-1}$	Момент, **М** Нм	Перепад, **Р** МПа	Масса, кг
* Турбобур шпиндельный 3-х секционный **3Т105К**	105	13,40	0,10	13,3	294	7,1	590
Турбобур шпиндельный 3-х секционный **3ТСШ1-172**	172	25,40	0,020	8,3	1127	5,1	3530
Турбобур шпиндельный 3-х секционный **ТПС172**	172	26,20	0,025	6,6	1568	5,0	3325
*Турбобур шпиндельный 2-х секционный **ТПС172М**	172	18,40	0,025	6,25	1764	6,8	2290
Турбобур шпиндельный 3-х секционный **3ТСШ 1-195**	195	25,70	0,030	7,25	1558	4,8	4790
*Турбобур шпиндельный 3-х секционный **3ТСШ2-195**	195	25,85	0,030	7,5	1754	5,7	4320
* Турбобур шпиндельный 2-х секционный **2Т195К**	195	19,59	0,030	8,0	1862	6,4	3225
*Турбобур шпиндельный 3-х секционный **3Т195К**	195	25,85	0,028	7,5	2352	8,6	4500
Турбобур односекционный **Т12РТ240**	240	8,21	0,055	12,0	2450	5,5	2017
* Турбобур односекционный **ТУ240К**	240	8,65	0,055	11,5	2450	6,2	2320
* Турбобур шпиндельный 2-х секционный **2Т240К**	240	17,00	0,040	7,9	3577	7,7	4560
Турбобур шпиндельный 3-х секционный **3Т240К**	240	23,75	0,035	6,9	4088	8,9	6420
Турбобур шпиндельный 3-х секционный **А9ГТШ**	240	23,29	0,045	4,1	2998	5,6	6165
* Турбобур бесшпиндельный 3-х секционный **2ТУ240КД**	240	23,25	0,040	2,9	5488	10,3	5810
* Турбобур-отклонитель **Т0-105Р**	105	7,60	0,012	3,8	882	6,1	420
Турбобур-отклонитель **Т02-195**	195	10,11	0,030	8,6	852	4,0	1774
* Турбобур-отклонитель **Т0-195К**	195	10,11	0,030	8,3	950	4,1	1774
Турбобур-отклонитель **Т02-240**	240	10,17	0,045	7,0	1342	3,1	2506
Турбобур-отклонитель **Т0-240К**	240	10,17	0,045	6,6	1489	3,4	2734

Изготовитель – АО "Кунгурский машиностроительный завод"Россия,
617400, Пермская область, г.Кунгур, ул. Просвещения, 11.
Тел.:(34271)3-36-45, 3-34-55, 3-74-74. Факс: (34271)3-37-69.
Телетайп: 634419 ГРАНИТ.

Обозначения:

КД – турбобур бесшпиндельный, турбинно-винтовой, из унифицированных модульных турбинных секций и секции винтового двигателя , соединение секций конусно-винтовой муфтой, опора расположена внизу ;

К –в турбобуре использованы турбины с пониженной высотой ступени;

У –универсальные, позволяют присоединять секции винтового двигателя;

РТ –турбобуры предназначенные для использования в агрегатах РТБ;

ТО –турбобур – отклонитель.

Р – турбобур с редуктором.

Таблица 6.1. Технические характеристики турбобуров и турбобуров - отклонителей.

Наименование	Наружн. диаметр, мм	Длина, м	Расход, **Q** $м^3/с$	Частота, n $с^{-1}$	Момент, **М** Нм	Перепад, **Р** МПа	Масса, кг
* Турбобур шпиндельный 3-х секционный **3Т105К**	105	13,40	0,10	13,3	294	7,1	590
Турбобур шпиндельный 3-х секционный **3ТСШ1-172**	172	25,40	0,020	8,3	1127	5,1	3530
Турбобур шпиндельный 3-х секционный **ТПС172**	172	26,20	0,025	6,6	1568	5,0	3325
*Турбобур шпиндельный 2-х секционный **ТПС172М**	172	18,40	0,025	6,25	1764	6,8	2290
Турбобур шпиндельный 3-х секционный **3ТСШ 1-195**	195	25,70	0,030	7,25	1558	4,8	4790
*Турбобур шпиндельный 3-х секционный **3ТСШ2-195**	195	25,85	0,030	7,5	1754	5,7	4320
* Турбобур шпиндельный 2-х секционный **2Т195К**	195	19,59	0,030	8,0	1862	6,4	3225
*Турбобур шпиндельный 3-х секционный **3Т195К**	195	25,85	0,028	7,5	2352	8,6	4500
Турбобур односекционный **Т12РТ240**	240	8,21	0,055	12,0	2450	5,5	2017
* Турбобур односекционный **ТУ240К**	240	8,65	0,055	11,5	2450	6,2	2320
* Турбобур шпиндельный 2-х секционный **2Т240К**	240	17,00	0,040	7,9	3577	7,7	4560
Турбобур шпиндельный 3-х секционный **3Т240К**	240	23,75	0,035	6,9	4088	8,9	6420
Турбобур шпиндельный 3-х секционный **А9ГТШ**	240	23,29	0,045	4,1	2998	5,6	6165
* Турбобур бесшпиндельный 3-х секционный **2ТУ240КД**	240	23,25	0,040	2,9	5488	10,3	5810
* Турбобур-отклонитель **Т0-105Р**	105	7,60	0,012	3,8	882	6,1	420
Турбобур-отклонитель **Т02-195**	195	10,11	0,030	8,6	852	4,0	1774
* Турбобур-отклонитель **Т0-195К**	195	10,11	0,030	8,3	950	4,1	1774
Турбобур-отклонитель **Т02-240**	240	10,17	0,045	7,0	1342	3,1	2506
Турбобур-отклонитель **Т0-240К**	240	10,17	0,045	6,6	1489	3,4	2734

Изготовитель – АО "Кунгурский машиностроительный завод"Россия,
617400, Пермская область, г.Кунгур, ул. Просвещения, 11.
Тел.:(34271)3-36-45, 3-34-55, 3-74-74. Факс: (34271)3-37-69.
Телетайп: 634419 ГРАНИТ.

Обозначения:

КД – турбобур бесшпиндельный, турбинно-винтовой, из унифицированных модульных турбинных секций и секции винтового двигателя , соединение секций конусно-винтовой муфтой, опора расположена внизу ;

К –в турбобуре использованы турбины с пониженной высотой ступени;

У –универсальные, позволяют присоединять секции винтового двигателя;

РТ –турбобуры предназначенные для использования в агрегатах РТБ;

ТО –турбобур – отклонитель.

Р – турбобур с редуктором.

Таблица 6.1. Технические характеристики турбобуров и турбобуров - отклонителей.

Наименование	Наружн. диаметр, мм	Длина, м	Расход, **Q** $м^3/с$	Частота, n $с^{-1}$	Момент, **М** Нм	Перепад, **Р** МПа	Масса, кг
* Турбобур шпиндельный 3-х секционный **3Т105К**	105	13,40	0,10	13,3	294	7,1	590
Турбобур шпиндельный 3-х секционный **3ТСШ1-172**	172	25,40	0,020	8,3	1127	5,1	3530
Турбобур шпиндельный 3-х секционный **ТПС172**	172	26,20	0,025	6,6	1568	5,0	3325
*Турбобур шпиндельный 2-х секционный **ТПС172М**	172	18,40	0,025	6,25	1764	6,8	2290
Турбобур шпиндельный 3-х секционный **3ТСШ 1-195**	195	25,70	0,030	7,25	1558	4,8	4790
*Турбобур шпиндельный 3-х секционный **3ТСШ2-195**	195	25,85	0,030	7,5	1754	5,7	4320
* Турбобур шпиндельный 2-х секционный **2Т195К**	195	19,59	0,030	8,0	1862	6,4	3225
*Турбобур шпиндельный 3-х секционный **3Т195К**	195	25,85	0,028	7,5	2352	8,6	4500
Турбобур односекционный **Т12РТ240**	240	8,21	0,055	12,0	2450	5,5	2017
* Турбобур односекционный **ТУ240К**	240	8,65	0,055	11,5	2450	6,2	2320
* Турбобур шпиндельный 2-х секционный **2Т240К**	240	17,00	0,040	7,9	3577	7,7	4560
Турбобур шпиндельный 3-х секционный **3Т240К**	240	23,75	0,035	6,9	4088	8,9	6420
Турбобур шпиндельный 3-х секционный **А9ГТШ**	240	23,29	0,045	4,1	2998	5,6	6165
* Турбобур бесшпиндельный 3-х секционный **2ТУ240КД**	240	23,25	0,040	2,9	5488	10,3	5810
* Турбобур-отклонитель **Т0-105Р**	105	7,60	0,012	3,8	882	6,1	420
Турбобур-отклонитель **Т02-195**	195	10,11	0,030	8,6	852	4,0	1774
* Турбобур-отклонитель **Т0-195К**	195	10,11	0,030	8,3	950	4,1	1774
Турбобур-отклонитель **Т02-240**	240	10,17	0,045	7,0	1342	3,1	2506
Турбобур-отклонитель **Т0-240К**	240	10,17	0,045	6,6	1489	3,4	2734

Изготовитель – АО "Кунгурский машиностроительный завод"Россия,
617400, Пермская область, г.Кунгур, ул. Просвещения, 11.
Тел.:(34271)3-36-45, 3-34-55, 3-74-74. Факс: (34271)3-37-69.
Телетайп: 634419 ГРАНИТ.

Обозначения:

КД – турбобур бесшпиндельный, турбинно-винтовой, из унифицированных модульных турбинных секций и секции винтового двигателя , соединение секций конусно-винтовой муфтой, опора расположена внизу ;

К –в турбобуре использованы турбины с пониженной высотой ступени;

У –универсальные, позволяют присоединять секции винтового двигателя;

РТ –турбобуры предназначенные для использования в агрегатах РТБ;

ТО –турбобур – отклонитель.

Р – турбобур с редуктором.

Таблица 6.1. Технические характеристики турбобуров и турбобуров - отклонителей.

Наименование	Наружн. диаметр, мм	Длина, м	Расход, **Q** $м^3/с$	Частота, n $с^{-1}$	Момент, **М** Нм	Перепад, **Р** МПа	Масса, кг
* Турбобур шпиндельный 3-х секционный **3Т105К**	105	13,40	0,10	13,3	294	7,1	590
Турбобур шпиндельный 3-х секционный **3ТСШ1-172**	172	25,40	0,020	8,3	1127	5,1	3530
Турбобур шпиндельный 3-х секционный **ТПС172**	172	26,20	0,025	6,6	1568	5,0	3325
*Турбобур шпиндельный 2-х секционный **ТПС172М**	172	18,40	0,025	6,25	1764	6,8	2290
Турбобур шпиндельный 3-х секционный **3ТСШ 1-195**	195	25,70	0,030	7,25	1558	4,8	4790
*Турбобур шпиндельный 3-х секционный **3ТСШ2-195**	195	25,85	0,030	7,5	1754	5,7	4320
* Турбобур шпиндельный 2-х секционный **2Т195К**	195	19,59	0,030	8,0	1862	6,4	3225
*Турбобур шпиндельный 3-х секционный **3Т195К**	195	25,85	0,028	7,5	2352	8,6	4500
Турбобур односекционный **Т12РТ240**	240	8,21	0,055	12,0	2450	5,5	2017
* Турбобур односекционный **ТУ240К**	240	8,65	0,055	11,5	2450	6,2	2320
* Турбобур шпиндельный 2-х секционный **2Т240К**	240	17,00	0,040	7,9	3577	7,7	4560
Турбобур шпиндельный 3-х секционный **3Т240К**	240	23,75	0,035	6,9	4088	8,9	6420
Турбобур шпиндельный 3-х секционный **А9ГТШ**	240	23,29	0,045	4,1	2998	5,6	6165
* Турбобур бесшпиндельный 3-х секционный **2ТУ240КД**	240	23,25	0,040	2,9	5488	10,3	5810
* Турбобур-отклонитель **Т0-105Р**	105	7,60	0,012	3,8	882	6,1	420
Турбобур-отклонитель **Т02-195**	195	10,11	0,030	8,6	852	4,0	1774
* Турбобур-отклонитель **Т0-195К**	195	10,11	0,030	8,3	950	4,1	1774
Турбобур-отклонитель **Т02-240**	240	10,17	0,045	7,0	1342	3,1	2506
Турбобур-отклонитель **Т0-240К**	240	10,17	0,045	6,6	1489	3,4	2734

Изготовитель – АО "Кунгурский машиностроительный завод"Россия,
617400, Пермская область, г.Кунгур, ул. Просвещения, 11.
Тел.:(34271)3-36-45, 3-34-55, 3-74-74. Факс: (34271)3-37-69.
Телетайп: 634419 ГРАНИТ.

Обозначения:

КД – турбобур бесшпиндельный, турбинно-винтовой, из унифицированных модульных турбинных секций и секции винтового двигателя , соединение секций конусно-винтовой муфтой, опора расположена внизу ;

К –в турбобуре использованы турбины с пониженной высотой ступени;

У –универсальные, позволяют присоединять секции винтового двигателя;

РТ –турбобуры предназначенные для использования в агрегатах РТБ;

ТО –турбобур – отклонитель.

Р – турбобур с редуктором.

Таблица 6.2. Основные параметры турбобура **ТПР-105**

Показатели	Параметры
Наружный диаметр корпуса, мм	105
Длина, мм	8700
Число секций, шт: -турбинных -шпиндельных	3 2 1
Присоединительная резьба (ГОСТ 5286-75): -к бурильной колонне -к долоту	 МК-94 З-76
Расход бурового раствора плотностью 1000 кг/м^3 (вода), дм^3/сек	10
Момент силы на выходном валу на рабочем режиме, Нм:	250
Частота вращения вала в рабочем режиме, об/мин	800
Перепад давления в рабочем режиме, МПа	4,5
Масса, кг	400

Изготовитель – НПП "Азимут".
450062, г.Уфа, ул. Космонавтов, 1, корпус 4,
Тел.:(3472)435509, Факс: (3472)431152. Телетайп: 162807 ПУЛЬТ.

Таблица 6.3. Основные технические характеристики турбобуров ТШ - 108Б, ТГ - 124.

Технические параметры	ТГ-124 2 турбиные секции	ТГ-124 3 турбиные секции	ТШ-108Б 2 турбиные секции	ТШ-108Б 3 турбинные секции
Наружный диаметр, мм	124	124	108	108
Длина, мм	9160	12940	8850	12270
Масса,кг	930	1330	435	610
Рекомендуемый диаметр долота, мм	139,7-158,7	139,7-1587	120,6-151,0	120,6-151,0
Присоединительные резьбы: к долоту к бурильным трубам	 3-88 3-88	 3-88 3-88	 3-76 3-88	 3-76 3-88
Расход жидкости (плотность 1000 кг/м^3), дм^3/с	12	10	10	8
Частота вращения вала, об/мин	700-800	600-700	800-900	700-800
Перепад давлений, МПа	7.5-8.5	7,5-8.5	7.0-7.5	7.0-7.5
Момент силы, Нм	450-600	450-600	200-250	200-250

Таблица 6.4. Основные параметры турбобура 3ТСША-195ТЛ.

Показатели	Параметры
Наружный диаметр корпуса, мм	195
Длина, мм	25870
Число секций, шт: -турбинных -шпиндельных	4 3 1
Число ступеней турбин в турбобуре, шт.	327
Число радиальных опор, шт: -в турбинной секции -в шпиндельной секции	 4 2
Число осевых опор, шт: -в турбинной секции -в шпиндельной секции	 3 25
Присоединительная резьба (ГОСТ 5286-75): -к бурильной колонне -к долоту	 3-147 3-117
Расход бурового раствора плотностью 1000 кг/м^3 (вода), дм^3/сек	24-30
Момент силы на выходном валу, Нм: -на тормозном режиме -на рабочем режиме	 3900-6100 1950-3050
Частота вращения вала, с$^{-1}$: -в режиме холостого хода -в рабочем режиме	 19,3-24,2 9,7-12,1
Перепад давления, МПа: -в режиме холостого хода -в рабочем режиме	 6,5 10,5
Масса, кг	4750
Изготовитель - ОАО НПО «Буровая техника» – ВНИИБТ, 113114, Россия, Москва, Летниковская ул. 9 тел. (095) 236-01-70 факс (095) 959-67-11, телетайп 112168 ДОЛОТО.	

Таблица 6.5. Основные технические характеристики турбобуров ТШ-195 и ТШ-240.

Турбобур	ТШ-195					ТШ-240			
	Тип турбины								
	А7П5-Т2	**А7П5**	**А7П3**			**А9П3-Т2**		**А9П3-Т3**	
Число турбинных секций	2	2	1	2	3	2	3	1	2
Рекомендуемый диаметр долот, мм	215,9 - 269.6					269,9 - 311			
Присоединительные резьбы: к бурильной колонне к допогу	3-147 3-117					3-171 3-151			
Длина, мм	19200	19200	8600	19200	25700	17000	23300	8650	17000
Масса, кг	2900	2900	1800	2900	4100	4560	5900	2300	4560
Расход бурового раствора (плотность 1000 кг/м^3), л/с	32	28	32	28	24	32	28	32	28
Частота вращения, об/мин	420-470	400-450	390-430	340-380	250-290	260-290	220-260	600-700	500-600
Момент силы, Нм	1600-1800	1700-2000	1400-1600	2100-2450	2350-2700	2300-2800-	2600-3200	1700-2100	2700-3200
Перепад давлений, МПа	4,6	5,7	4,2	6,4	7,1	4,8	5,5	7,8	12,4

Изготовитель - ОАО НПО «Буровая техника» – ВНИИБТ, 113114, Россия, Москва, Летниковская ул. 9
тел. (095) 236-01-70 факс (095) 959-67-11, телетайп 112168 ДОЛОТО. e-Mail:vniibt@dataforce.net

Таблица 6.6. Основные параметры секционных шпиндельных турбобуров типа АГТШ со ступенями гидродинамического торможения.

Показатели	А6ГТШ	А7ГТШ	А9ГТШ
Наружный диаметр корпуса, мм	164	195	240
Длина, мм	24430	24950	23290
Общее число секций, шт: - турбинных с турбинами и решетками гидродинамического торможения - шпиндельных	4 2 1	4 2 1	4 2 1
Число ступеней в турбобуре, шт.: - турбин - решеток гидродинамического торможения	 252 90	 232 146	 210 130
Число осевых опор, шт.: - в турбинной секции - в шпиндельной секции	 1 1	 — 1	 — 1
Число радиальных опор, шт.: - в турбинной секции - в шпиндельной секции	 4 2	 5 2	 4 2
Присоединительная резьба (ГОСТ 5286-75): - к бурильной колонне - к долоту	 З-121 З-117	 З-147 З-117	 З-171 З-152
Масса, кг, не более .	2908	4422	6155
Расход бурового раствора плотностью 1000 кг/м^3 (вода), дм^3/с	20	30	45
Момент силы на выходном валу, Нм: - на тормозном режиме - на рабочем режиме	 1710 1020	 3800 1900	 6200 3100
Частота вращения выходного вала, в рабочем режиме с-'.	5,4	5,0	3,9
Перепад давления в режиме холостого хода, МПа	4,7	7,2	5,8
КПД, %, не менее	—	29	31

Изготовитель – АО "Кунгурский машиностроительный завод".
Россия, 617400, Пермская область, г.Кунгур, ул. Просвещения, 11.
Тел.:(34271)3-36-45, 3-34-55, 3-74-74.Факс: (34271)3-37-69. Телетайп: 634419 ГРАНИТ.

Таблица 6.7. Основные параметры турбобуров с плавающими статорами.

Показатели	ТПС-105	ТПС-172	ТПС-172У	ТСШ1М1-195	ТПС-195М
Наружный диаметр корпуса, мм	105	172	172	195	195
Длина, мм	15600	26250	18300	2580	18400
Число секций, шт: -турбинных -шпиндельных	4 3 1	4 3 1	2 1 1	4 3 1	3 2 1
Число ступеней турбин в турбобуре, шт.	414	426	374	444	296
Число радиальных опор, шт: -в турбинной секции -в шпиндельной секции	 9 2	 12 2	 8 2	 12 2	 8 2
Число осевых опор, шт: -в турбинной секции -в шпиндельной секции	 - 25	 - 25	 - 25	 - 25	 - 25
Присоединительная резьба (ГОСТ 5286-75): -к бурильной колонне -к долоту	 3-88 3-76	 3-122 3-117	 3-122 3117	 3-147 3-117	 3-147 3-117
Расход бурового раствора плотностью 1000 кг/м^3 (вода), дм^3/сек	8-12	25	25	28	32
Момент силы на выходном валу, Нм: -на тормозном режиме -на рабочем режиме	 293-652	 3578 1789	 3400 1700	 3576 1788	 3114 1557
Частота вращения вала, с$^{-1}$: -в режиме холостого хода -в рабочем режиме	 - -	 14,5 6,8	 12,4 6,2	 11,6 5,8	 13,2 6,6
Перепад давления, МПа: -в режиме холостого хода -в рабочем режиме	 - -	 4,6 6,3	 6.5 7,0	 4,0 4.4	 3,5 3,8
Масса, кг	756	3325	2220	4200	3085

Изготовитель – (**ТПС-172**) - ОАО "Кунгурский машиностроительный завод"
Россия, 617400, Пермская область, г.Кунгур, ул. Просвещения, 11.
Тел.:(34271)3-36-45, 3-34-55, 3-74-74. Факс: (34271)3-37-69. Телетайп: 634419 ГРАНИТ.

Изготовитель –(**ТПС-105, ТПС-172У, ТСШ1М1-195, ТПС-195М**) –
ОАО НПО «Буровая техника» – ВНИИБТ, 113114, Россия, Москва, Летниковская ул. 9,
тел. (095) 236-01-70 факс (095) 959-67-11, телетайп 112168 ДОЛОТО.

Таблица 6.7. Основные параметры турбобуров с плавающими статорами.

Показатели	ТПС-105	ТПС-172	ТПС-172У	ТСШ1М1-195	ТПС-195М
Наружный диаметр корпуса, мм	105	172	172	195	195
Длина, мм	15600	26250	18300	2580	18400
Число секций, шт: -турбинных -шпиндельных	4 3 1	4 3 1	2 1 1	4 3 1	3 2 1
Число ступеней турбин в турбобуре, шт.	414	426	374	444	296
Число радиальных опор, шт: -в турбинной секции -в шпиндельной секции	 9 2	 12 2	 8 2	 12 2	 8 2
Число осевых опор, шт: -в турбинной секции -в шпиндельной секции	 - 25	 - 25	 - 25	 - 25	 - 25
Присоединительная резьба (ГОСТ 5286-75): -к бурильной колонне -к долоту	 3-88 3-76	 3-122 3-117	 3-122 3117	 3-147 3-117	 3-147 3-117
Расход бурового раствора плотностью 1000 кг/м^3 (вода), дм^3/сек	8-12	25	25	28	32
Момент силы на выходном валу, Нм: -на тормозном режиме -на рабочем режиме	 293-652	 3578 1789	 3400 1700	 3576 1788	 3114 1557
Частота вращения вала, с$^{-1}$: -в режиме холостого хода -в рабочем режиме	 - -	 14,5 6,8	 12,4 6,2	 11,6 5,8	 13,2 6,6
Перепад давления, МПа: -в режиме холостого хода -в рабочем режиме	 - -	 4,6 6,3	 6.5 7,0	 4,0 4.4	 3,5 3,8
Масса, кг	756	3325	2220	4200	3085

Изготовитель – (**ТПС-172**) - ОАО "Кунгурский машиностроительный завод"
Россия, 617400, Пермская область, г.Кунгур, ул. Просвещения, 11.
Тел.:(34271)3-36-45, 3-34-55, 3-74-74. Факс: (34271)3-37-69. Телетайп: 634419 ГРАНИТ.

Изготовитель –(**ТПС-105, ТПС-172У, ТСШ1М1-195, ТПС-195М**) –
ОАО НПО «Буровая техника» – ВНИИБТ, 113114, Россия, Москва, Летниковская ул. 9,
тел. (095) 236-01-70 факс (095) 959-67-11, телетайп 112168 ДОЛОТО.

Таблица 6.8. Технические данные редуктора - вставки РМ-195

Наружный диаметр, мм	195
Диаметр скважины, мм	215,9 - 699,9
Длина, м	4,2
Присоединительные резьбы	З-171
Передаточное число планетарной передачи	3,69
Максимальная плотность бурового раствора, кг/м^3	1400
Максимальный момент вращения, Нм	10000
Предельная осевая нагрузка, кН	200
КПД механический, %	90
Масса, кг	685
Максимальная температура в скважине, °С - при обычном исполнении - при термостойком исполнении	 120 180

Изготовитель - ОАО НПО«Буровая техника» – ВНИИБТ
113114, Россия, Москва, Летниковская ул. 9, тел. (095) 236-01-70
факс (095) 235-30-00, телетайп 112168 ДОЛОТО

Таблица 6.9. Характеристика турбобура ТРМ-195 с секциями 3ТСШ1-195.

Количество секций	2	3
Расход воды, $м^3/с$	0,028-0,034	0.028-0,032
Момент силы, Нм - на тормозном режиме - на рабочем режиме	 5420 - 7990 2710 - 3495	 8130 - 10620 4065 - 5310
Перепад давления, МПа	3,2 - 4,7	4,3 - 5,6
Максимальная мощность, кВт	27 - 56	40 - 65
Длина, м	25,1	36,5

Изготовитель - ОАО НПО «Буровая техника» – ВНИИБТ,
113114, Россия, Москва, Летниковская ул. 9,
тел. (095) 236-01-70 факс (095) 235-30-00,
телетайп 112168 ДОЛОТО

Таблица 6.10. Основные параметры редукторных шпинделей

Параметр	**РШ-105**	**РШ-145**	**РШ3-195**	**РШ5-240**
Наружный диаметр, мм	107	145	195	240
Диаметр скважины, мм	120,6-139,7	161,0-190,5	215,9-269,9	269,9-393,7
Длина, м	2,7	4,8	4,2	3,8
Присоединительные резьбы: - к турбинной секции - к долоту	 МК-92х4х1:32 З-66	 МК-130х6х1:32 З-121	 З-171 З-117	 РКТ208х6,35х1:6 З-152
Передаточное число планетарной передачи	3,46	3,83	3,69	3,53
Максимальная плотность бурового раствора, кг/м^3	1400	1400	1400	1900
Максимальный момент силы на выходном валу, Нм	3000	4600	10000	26800
Предельная осевая нагрузка, кН	50	120	200	300
КПД механический, %	90	90	90	90
Масса, кг	131	230	800	1050
Максимальная температура в скважине, °С - при обычном исполнении - при термостойком исполнении	 120 180	 120 180	 120 180	 120 180

Изготовитель - ОАО НПО «Буровая техника» – ВНИИБТ,
113114, Россия, Москва, Летниковская ул. 9, тел. (095) 236-01-70 факс (095) 959-67-11, телетайп 112168 ДОЛОТО

Таблица 6.11. Характеристики и длина турбобуров с редуктором - шпинделем

Параметр	Тип турбобура			
	ТРШ-105	**ТРМ-145**	**ТРШ-195**	**ТРШ-240**
	Тип редуктора			
	РШ-105	**РШ-145**	**РШ3-195**	**РШ5-240**
Турбинные секции: - тип - количество	 ТШ-105 2	 ТР-145Т 1	 3ТСШ1-195 2	 3ТСШ1-240 1
Расход воды, $м^3/с$	0,012	0,022	0,034	0,045
Момент силы, Нм: - на тормозном режиме - на рабочем режиме	 1350 675	 1380 690	 7080 3540	 11200 5600
Частота вращения, $мин^{-1}$ - на режиме холостого хода - на рабочем режиме	 624 312	 410 205	 268 134	 360 180
Перепад давления на рабочем режиме, МПа	9,5	3,7	4,5	6,0
Максимальная мощность, кВт	22,1	14,8	50	106
Длина, м	7,7	8,0	18,5	17,5

Изготовитель - ОАО НПО «Буровая техника» – ВНИИБТ,
113114, Россия, Москва, Летниковская ул. 9,
тел. (095) 236-01-70 факс (095) 235-30-00, телетайп 112168 ДОЛОТО

Таблица 6.12. Основные параметры турбобура–отклонителя ТО240КЕ.

Показатели	Параметры
Наружный диаметр корпуса, мм	240
Длина, мм	10520
Число секций, шт: -турбинных -шпиндельных	2 1 1
Число ступеней турбин в турбобуре, шт.	160
Длина от плоскости искривления переводника до торца вала шпинделя, мм	2000
Расход бурового раствора плотностью 1200 кг/м^3 , дм^3/сек	45
Момент силы на выходном валу на рабочем режиме, Нм:	2910
Частота вращения вала в рабочем режиме, с$^{-1}$:	9,9
Перепад давления в рабочем режиме, МПа:	8,5

Изготовитель - ОАО НПО «Буровая техника» – ВНИИБТ,
113114, Россия, Москва, Летниковская ул. 9,
тел. (095)236-01-70, факс (095) 959-67-11,
телетайп 112168 ДОЛОТО

Таблица 6.13 . Основные параметры шпинделя отклонителя ШО1-195.

Показатели	Параметры
Наружный диаметр, мм	195
Длина, мм	4600
Длина от плоскости искривления до места присоединения долота, мм	2485
Масса, кг	875
Присоединительные резьбы: -к турбинным секциям -к долоту	 З-171 З-117
Допустимая частота вращения выходного вала турбобура на рабочем режиме, мин$^{-1}$	500
Максимальный момент силы, кгм	7000

Изготовитель - ОАО "Павловский машзавод",
617143, Пермская область, Очерский район, поселок Павловский, ул. Труда, 1.
Тел. (834278)23501, (834278) 23383, факс (834278)23345,
(834278) 23552 , телетайп 634653 РОТОР.

Таблица 6.14. Основные параметры колонковых турбодолот.

Показатели	КТД4С-172-190/40	КТД4С-195-214/60	КТД3-240-269/48	2УКТ-172/40
Наружный диаметр корпуса, мм	172	195	240	172
Длина, мм	17575	25920	7455	26485
Число секций, шт: -турбинных -шпиндельных	2 2 -	4 3 1	1 1 -	4 3 1
Число ступеней турбин в турбобуре, шт.	291	315	91	348
Число радиальных опор, шт: -в турбинной секции -в шпиндельной секции	5 -	3 3	3 -	8 2
Число осевых опор, шт: -в турбинной секции -в шпиндельной секции	30 -	- 30	10 -	- 30
Присоединительная резьба (ГОСТ 5286-75): -к бурильной колонне -к долоту	3-121 3-147	3-147 3-161	3-147 3-171	3-133 3-147
Расход бурового раствора плотностью 1000 г/м^3 (вода), дм^3/сек	22-28	28-36	30-55	28
Момент силы на выходном валу, Нм: -на тормозном режиме -на рабочем режиме	1880 2800	1210 1980	825 2820	- 2000
Частота вращения вала, с$^{-1}$: -в режиме холостого хода -в рабочем режиме	8,2 10,4	7,7 9,7	6,5 11,8	- 6,5
Перепад давления, МПа: -в режиме холостого хода -в рабочем режиме	8,4 13,4	5,5 9,0	1,7 5,9	- 8,5
Масса, кг	2318	5669	1750	5810

Изготовитель: (**КТД4С-172-190/40, КТД4С-195-214/60, КТД3-240-269/48**) – АО "Кунгурский машиностроительный завод"
Россия, 617400, Пермская область, г.Кунгур, ул. Просвещения, 11.
Тел.:(34271)33645, 33455, 37474. Факс: (34271)33769. Телетайп:634419 ГРАНИТ.

Изготовитель: (**2УКТ-172/40**) - ОАО НПО «Буровая техника» – ВНИИБТ, 113114, Россия, Москва, Летниковская ул. 9, e-Mail:vniibt@dataforce.net
тел. (095) 236-01-70 факс (095) 959-67-11, телетайп 112168 ДОЛОТО

Таблица 6.14. Основные параметры колонковых турбодолот.

Показатели	КТД4С-172-190/40	КТД4С-195-214/60	КТД3-240-269/48	2УКТ-172/40
Наружный диаметр корпуса, мм	172	195	240	172
Длина, мм	17575	25920	7455	26485
Число секций, шт: -турбинных -шпиндельных	2 2 -	4 3 1	1 1 -	4 3 1
Число ступеней турбин в турбобуре, шт.	291	315	91	348
Число радиальных опор, шт: -в турбинной секции -в шпиндельной секции	5 -	3 3	3 -	8 2
Число осевых опор, шт: -в турбинной секции -в шпиндельной секции	30 -	- 30	10 -	- 30
Присоединительная резьба (ГОСТ 5286-75): -к бурильной колонне -к долоту	3-121 3-147	3-147 3-161	3-147 3-171	3-133 3-147
Расход бурового раствора плотностью 1000 г/м^3 (вода), дм^3/сек	22-28	28-36	30-55	28
Момент силы на выходном валу, Нм: -на тормозном режиме -на рабочем режиме	1880 2800	1210 1980	825 2820	- 2000
Частота вращения вала, с$^{-1}$: -в режиме холостого хода -в рабочем режиме	8,2 10,4	7,7 9,7	6,5 11,8	- 6,5
Перепад давления, МПа: -в режиме холостого хода -в рабочем режиме	8,4 13,4	5,5 9,0	1,7 5,9	- 8,5
Масса, кг	2318	5669	1750	5810

Изготовитель: (**КТД4С-172-190/40, КТД4С-195-214/60, КТД3-240-269/48**) – АО "Кунгурский машиностроительный завод"
Россия, 617400, Пермская область, г.Кунгур, ул. Просвещения, 11.
Тел.:(34271)33645, 33455, 37474. Факс: (34271)33769. Телетайп:634419 ГРАНИТ.

Изготовитель: (**2УКТ-172/40**) - ОАО НПО «Буровая техника» – ВНИИБТ, 113114, Россия, Москва, Летниковская ул. 9, e-Mail:vniibt@dataforce.net
тел. (095) 236-01-70 факс (095) 959-67-11, телетайп 112168 ДОЛОТО

НАЗАД

Таблица 6.14.1. Варианты взаимодействия ротора и статора винтовых героторных механизмов.

Вариант компоновки (см. рис. 6.13.2)	Наружный элемент **А** рабочих органов	Внутренний элемент **Б** рабочих органов
I	Неподвижен, ось совпадает с осью двигателя	Совершает планетарное движение вокруг оси элемента **А**
II	Вращается вокруг своей оси, совпадающей с осью двигателя	Вращается вокруг оси элемента **А**
III	Вращается вокруг оси элемента **Б**	Вращается вокруг своей оси, совпадающей с осью двигателя
IV	Совершает планетарное движение вокруг оси элемента **Б**	Неподвижен, ось совпадает с осью двигателя

Таблица 6.14.2. Номенклатура винтовых забойных двигателей зарубежных фирм

Фирма-изготовитель	Торговая марка	Число типоразмеров	Кинематическое отношение рабочих органов	Диапазон наружных диаметров, мм	Начало промышленной эксплуатации	Примечания
Baker Hughes	Navi-Drill	22	1:2-5:6	44-286	1971 г.	До 1994 г. выпускались фирмой ***"Eastman Christensen"***
Bec Field	Vary Drill	7	1:2-5:6	89-203	1994 г.	Двигатели выпускают по лицензии фирмы ***"Smith Inter"***
Beijing Petroleum Machinery	LZ	10	1:2	127-197	1992 г.	
Black	PDM	41	1:2-9:10	43-244	1994 г.	
Max Cobb	DMF	11	1:2-9:10	89-197	1994 г.	
Energy Computalog	Commander	28	1:2-7:8	44-244	1989 г.	

Продолжение

НАЗАД

Продолжение табл. 6.14.2.Номенклатура винтовых забойных двигателей зарубежных фирм

Фирма-изготовитель	Торговая марка	Число типоразмеров	Кинематическое отношение рабочих органов	Диапазон наружных диаметров, мм	Начало промышленной эксплуатации	Примечания
Dailey	DM	6	4:5-8:9	89-244	1993 г.	
Dreco	Trudrill	45	1:2-9:10	43-286	1992 г.	
Drilex	D	29	3:4-10:11	43-240	1983 г.	Двигатели выпускаются по советской лицензии (ВНИИБТ)
Fracmaster	PDM	15	1:2-7:8	44-203	1995 г.	
Halliburton	Dyna-Drill	22	1:2-7:8	44-305	1968 г.	До 1994 г. выпускались фирмой "Smith Inter"
Houston Engineers	Hydra-Drill	3	7:8-9:10	121-197	1994 г.	
Moyno Oilfield		85	1:2-9:10	43-286	1968 г.	Выпускает только винтовые пары
Neyrfor	VM	10	1:2-7:8	121-286	1994 г.	Выпускает только винтовые пары
PCM		18	1:2-7:8	121-286	1994 г.	
Phoenix	PDM	18	1:2	38-203	1996 г.	Выпускает только винтовые пары
Roper Pumps		63	1:2-8:9	43-286	1992 г.	
Schlumberger	Anadrill	7	1:2-7:8	121-244	1993 г.	
Shoeller - Bleckman	Flex Drill	18	1:2-5:6	45-244	1992 г	
Slimdrill	PDM	13		38-171		
Sperry-Sun	Sperry-Drill	42	1:2-9:10	44-286	1991 г.	
Upefrom						
1 May	PDM	2	3-4	171-197	1988 г.	

НАЗАД

НАЗАД

Таблица 6.14.3. Технические характеристики винтовых забойных двигателей общего назначения

Шифр	Диаметр, мм	Длина, мм	Масса, кг	Кинематическое отношение	Длина активной части статора, мм	Присоединительные резьбы		Диаметр долот, мм	Расход жидкости, л/с	Частота вращения, об/мин	Перепад давления, МПа	Крутящий момент, кНм
						к бурильным трубам	к долоту					
Д1-127	127	5800	420	9:10	2000	3-101	3-88	139,7-158,7	15-20	200-250	5,5-8,5	2,2-3,0
Д1-145	145	4670	418	7:8	1 800	3-117	3-88	158,7-190,5	15-20	120-180	7,0-9,0	3,0-4,5
Д-155	155	4870	500	7:8	2 100	3-133	3-117	190,5-215,9	24-30	125-160	6,5-7,5	3,5-4,0
ДМ-172	172	13000	1300	7:8	6300	3-147	3-117	190,5-215,9	18-32	180-200	8,0-10,0	6,0-7,0
ДМ1-172	172	12540	1200	7:8	5700	3-147	3-117	190,5-215,9	20-25	110-135	10,0-	6,0-7,0
ДН-172	172	3900	490	9:10	1 800	3-147	3-117	190,5-215,9	25-35	80-110	4,5-7,0	4,5-6,0
ДЗ-172	172	6880	912	9:10	1 800	3-147	3-117	190,5-215,9	25-35	80-110	3,9-4,9	3,1-3,7
Д5-172	172	6220	770	9:10	1 800	3-147	3-117	190,5-215,9	25-35	80-110	4,5-7,0	4,5-6,0
Д5-172М	172	6720	830	9:10	2400	3-147	3-117	190,5-215,9	25-35	90-120	7,2-9,7	7,4-9,8
ДВ-172	172	5420	650	6:7	2400	3-147	3-117	190,5-215,9	24-32	180-220	6,2-9,2	5,0-6,5
Д2-195	195	6550	1100	9:10	1 800	3-147	3-117	215,9-244,5	25-35	90-115	4,3-6,7	5,2-7,0
Д5-195	195	7265	1200	9:10	2400	3-147	3-117	215,9-244,5	25-35	80-110	7,9-9,9	9,5-11,0
ДЗ-195	195	7 940	1300	9:10	3000	3-147	3-117	215,9-244,5	25-35	80-130	9,2-11,2	10,5-13,7
Д1-240	240	7 570	1746	7:8	3000	3-171	3-152	269,9-295,3	30-50	70-130	6,0-8,0	10,0-14,0

Изготовитель - ОАО НПО «Буровая техника» – ВНИИБТ, 113114, Россия, Москва, Летниковская ул. 9 тел. (095) 236-01-70
факс (095) 959-67-11, Телетайп 112168 ДОЛОТО. e-Mail:vniibt@dataforce.net

НАЗАД

Таблица 6.14.4. Техническая характеристика двигателей диаметром 165—172 мм зарубежных фирм.

Показатель	*Halliburton*		*Drilex*	*Baker Hughes*			*Schlumberger*	
	F 2000S	**F 2000H**	**D675**	**Navi Drill**			**Anadrill**	**A675M**
				Mach 1	**Mach 2**	**Mach3 .**		
Наружный диаметр, мм	165	165	172	172	172	172	172	172
Рекомендуемый диаметр скважины, мм	213-251	200-244	213-251	213-251	213-251	213-251	213-251	213-251
Длина, мм	6800	7600	7390	6600	8600	6600	6520	5090
Кинематическое отношение	5:6	1:2	9:10	5:6	1:2	1:2	4:5	7:8
Расход жидкости, л/с	15,8-28,4	15,8-25,1	12,6-41,0	11,6-30	11,6-33,3	10-30	18,9-31,6	18,9-31,6
Частота вращения, об/мин	105-190	350-550	55-185	100-260	190-550	190-580	105-208	62-118
Крутящий момент, Нм	3800	1800	6100-8100	3800	2500	1680	4560	5160
Перепад давления, МПа	1,4-2,0	1,4-3,5	4,2-5,8	5,0	5,0	4,0	4,8	3,4

Примечание. Приведенный в таблице перепад давления представляет собой разницу давлений на рабочем и холостом режимах работы двигателя.

НАЗАД

Таблица 6.14.1. Варианты взаимодействия ротора и статора винтовых героторных механизмов.

Вариант компоновки (см. рис. 6.13.2)	Наружный элемент **А** рабочих органов	Внутренний элемент **Б** рабочих органов
I	Неподвижен, ось совпадает с осью двигателя	Совершает планетарное движение вокруг оси элемента **А**
II	Вращается вокруг своей оси, совпадающей с осью двигателя	Вращается вокруг оси элемента **А**
III	Вращается вокруг оси элемента **Б**	Вращается вокруг своей оси, совпадающей с осью двигателя
IV	Совершает планетарное движение вокруг оси элемента **Б**	Неподвижен, ось совпадает с осью двигателя

НАЗАД

Таблица 6.14.5 Техническая характеристика винтовых забойных двигателей для наклонно-направленного и горизонтального бурения

Шифр двигателя	Наружный диаметр, мм	Длина, мм	Масса, кг	Кинематическое отношение	Длина активной часги статора, мм	Присоединительные резьбы		Диаметр долот, мм	Расход жидкости, л/с	Частота вращения,об/мин	Перепад давления,мПа	Крутящий момент, кНм	Максимальный угол пеекоса, градус
						к бурильным трубам	к долоту						
ДГ-60	60	2300	34	5:6	755	3-42	3-42	76,0-98,4	1-2	180-360	4,5-5,5	0,06-0,08	1,5
ДО-88	88	3570	85	5:6	1080	3-66	3-66	112,0-120,6	5-7	180-300	5,8-7,0	0,4-0,6	5
ДГ-95	95	2640	41	6:7	1420	3-76	3-76	112,0-139,7	6-10	120-200	4,5-6,0	0,6-0,9	4,0
ДГУ-95	95	4500	150	6:7	1420	3-76	3-76	112,0-139,7	6-10	120-180	4,0-5,0	0,6-0,9	4,0
ДГ-105	106	2355	120	6:7	1000	3-88	3-76	120,6-139,7	6-10	170-240	5,0-8,0	0,6-1,0	5
ДГ-108	108	2565	147	7:8	1400	3-88	3-88	120,6-151,0	6-12	80-150	3,5-5,5	0,8-1,3	4
ДГ-155	155	4330	466	7:8	2100	3-133	3-117	190,5-215,9	24-30	125-160	6,5-7,5	3,5-4,0	3,5
ДП-172	172	3870	455	6:7	1460	3-147	3-117	190,5-215,9	24-35	150-190	5,8-7,8	3,5-4,0	3

Изготовитель - ОАО НПО «Буровая техника» – ВНИИБТ, 113114, Россия, Москва, Летниковская ул. 9 тел. (095) 236-01-70 факс (095) 235-30-00, Телетайп 112168 ДОЛОТО.

НАЗАД

Таблица 6.14.6. Техническая характеристика двигателей диаметром 120,6 мм ($4^{3}/_{4}$") зарубежных фирм

Показатель	*Halliburton*		*Drilex*	*Baker Hughes*			*Schlumberger*	
	F 2000S	F 2000H	D475	Navi Drill			Anadrill	A 475 M
				Mach 1	Mach 2	Mach3		
Наружный диаметр, мм	120,6	120,6	120,6	120,6	120,6	120,6	120,6	120,6
Рекомендуемый диаметр скважины, мм	149-200	152-200	149-200	149-200	149-200	149-200	149-178	149-178
Длина, мм	6500	7800	6490	5600	6900	5300	5090	5090
Кинематическое отношение	5:6	1:2	5:6	5:6	1:2	1:2	4:5	7:8
Расход жидкости, л/с	11,3-15,7	9,5-18,9	6,3-15,8	5-15	5-16,7	5-13,3	6,3-15,8	6,3-15,8
Частота вращения, об/мин	95-125	350-550	140-350	100-300	195-650	280-750	70-277	37-123
Крутящий момент, Нм	1900	950	200-2400	1600	1000	720	1230	1360
Перепад давления, МПа	1,4-2,0	1,4-3,0	5,4-6,8	5,0-8,0	5,0-8,0	5,0-8,0	3,5	2,5

Примечание. Приведенный в таблице перепад давления представляет собой разницу давления в рабочем и холостом режиме работы двигателя.

НАЗАД

Таблица 6.14.7. Техническая характеристика винтовых забойных двигателей для ремонта скважин

Шифр	Диаметр, мм	Длина, мм	Масса, кг	Кинематическое отношение	Длина активной части статора, мм	Присоединительные резьбы		Диаметр долот, мм	Расход жидкости, л/с	Частота вращения, об/мин	Перепад давления, МПа	Крутящий момент, кНм
						к бурильным трубам	к долоту					
Д-35	35	1600	15	4:5	560	По заказу	По заказу	Спец. долото	0,8-1,0	450	4,0-5,0	0,02-0,025
Д-48	48	1850	18	7:8	685	3-42	3-42	59-76	1,2-2,6	245-400	4,0-5,0	0,08-0,1
Д1-54	54	1890	27	5:6	530	3-42	3-42	59-76	1,0-2,5	180-450	4,5-5,5	0,07-0,11
Д-85	88	3230	110	9:10	870	3-66	3-66	98,4-120,6	5,0-7,0	225-290	4,0-5,0	0,5-0,6
Д1-88	88	3225	110	5:6	1220	3-66	3-66	98,4-120,6	4,5-7,0	160-300	5,8-7,0	0,8-0,95
Д-95	95	3000	90	6:7	1420	3-76	3-76	112,0-139,7	6-10	120-180	4,0-5,0	0,6-0,9
Д1-105	106	3740	180	5:6	1500	3-88	3-76	120,6-151,0	6-10	155-230	5,0-8,0	0,8-1,4
Д-106	106	4200	215	7:8	2000	3-88	3-76	120,6-151,0	4-12	35-125	4,0-8,0	0,9-2,0
Д1-106	106	5255	275	7:8	2000	3-88	3-76	120,6-151,0	4-12	35-125	4,0-8,0	0,9-2,0
Д-108	108	2900	150	7:8	1400	3-88	3-88	120,6-151,0	6-12	80-150	3,5-5,5	0,8-1,3
ДК-108-1	108	5000	250	14:15	1400	3-88	3-88	120,6-139,7	3-6	20-40	5,5-7,5	2,0-2,7
Д К-108-2	108	3000	150	7:8	1400	3-88	3-88	120,6-139,7	6-12	80-150	3,5-5,5	0,8-1,3
ДК-108-3	108	3000	150	4:5	1400	3-88	3-88	120,6-139,7	6-12	120-240	3,0-5,0	0,5-0,8
Д1-108	108	3110	170	7:8	1400	3-88	3-88	120,6-151,0	6-12	80-150	3,5-5,5	0,8-1,3
Д-110	110	4200	235	9:10	2000	3-88	3-76	120,6-151,0	4-12	25-100	3,0-7,5	1,1-2,3
Д-120	120	3735	245	7:8	2000	3-88	3-88	139,7-151,0	8-12	90-125	6,0-9,0	1,5-2,5

Изготовитель - ОАО НПО «Буровая техника» – ВНИИБТ, 113114, Россия, Москва, Летниковская ул. 9 тел. (095) 236-01-70 факс (095) 959-67-11, Телетайп 112168 ДОЛОТО.

НАЗАД

Таблица 6.14.8. Техническая характеристика двигателей для ремонта скважин некоторых зарубежных фирм

Показатель	*Drilex*		*Sperry - Sun*		*Computalog*		*Halliburton*	
	D237	D350	13/4”	3 3/8”	2 7/8"	33/4"	1 3/4 “	2 3/8 “
Наружный диаметр, мм	60	89	45	86	73	95	45	60
Рекомендуемый диаметр долот, мм	73-89	98-114	48-70	98-121	76-114	117-156	48-70	70-102
Длина, мм	2780	3140	3755	5650	2950	5460	2410	2960
Кинематическое отношение	5:6	9:10	1:2	7:8	5:6	5:5	1:2	1:2
Расход жидкости, л/с	2-2,6	5-7	0,6-1,3	2-7	1,3-5	5-10	1,1-1,4	1,3-1,8
Частота вращения, об/мин	430-560	345-380	310-620	50-175	60-420	90-220	550-810	810-1100
Крутящий момент, Нм	130-160	410-540	34	926	278	1060	33	61
Перепад давления, МПа	4-5	4,2-5,8	19,6	33,1	3,4	3,4	4,1	6,9

Примечание. Приведенный в таблице перспад давления представляет собой разницу давления в рабочем и холостом режиме работы двигателя.

НАЗАД

Табл. 6.14.9. Зависимость режима работы винтовых забойных двигателей от температурных условий (рекомендации фирмы "Sperry-Sun")

Рабочая температура, °С	Максимальный рабочий перепад давления, % от номинальной нагрузки			
	Обычный эластомер	Обычный эластомер с компенсацией температурного расширения резины	Высокотемпературный эластомер	Высокотемпературный зластомер с компенса-цией температурного расширения резины
38-54	100	Не используется	Не используется	Не используется
54-77	80	100	То же	То же
77-99	60	80	100	"
99-116	Не используется	65	80	100
116-132	То же	50	65	85
132-149		Не используется	50	65
149-160	"	То же	Не используется	60
160-177	"	"	То же	Не используется

НАЗАД

Таблица 6.14.10. Технические характерстики подшипников качения винтовых забойных двигателей

Типоразмер двигателей	Номер (шифр) подшипника	Диаметр, мм		Длина под-шипника, мм	Число рядов	Число шариков в ряду	Диаметр шариков, мм	Масса, кг
		наружный	внутренний					
Д 1-240*	128723	205	115	570	12	20	25,4	88,8
	128726	205	130	788	15	22	25,4	102,0
Д2-195	128721к	165	105	505	15	22	19,05	42,4
Д3-172, Д5-172	538920**	148	97,3	88	2	19	19,05	4,16
	6-128917	148	84	505	15	19	19,05	44,1
ДГ-155	ДГ-155.080	128	76	260	8	20	15,875	17,5
Д1-145	128713	128	65	351,5	10	15	19,05	24,2
Д1-127***	296712	105	60	175	8	20	12,7	6,0
Д-108, Д1-105	296710	88	50	175	6	16	12,7	4,3
ДГ-108	Сборный	88	—	115	4	13	15,875	5,4
ДГ-95	Сборный	76	—	112	5	14	12,7	3,8
ДГУ-95	Сборный	76	48	156	6	20	9,525	3,5
Д1-88, Д-85***	296708	70	42	100	8	18	9,525	1,5
Д1-54	106901к	45	—	75	4	13	7,938	1,1
Д-48	Сборный	38		70,5	4	13	6,5	0,7

Изготовитель: Россия,17160,Пермская обл. Очерский р-он, пос. Павловский,ул.Труда, 1,
Телефон:(34278) 2-35-52Факс:2-33-45, 2-35-52. Телетайп:634653 Ротор. e-Mail:**pavlovsk@dionis.mtts.perm.ru**

Изготовитель - ОАО НПО «Буровая техника» – ВНИИБТ, 113114, Россия, Москва, Летниковская ул. 9
тел. (095) 236-01-70 факс (095) 235-30-00, Телетайп 112168 ДОЛОТО.

Поставщик: ООО «Белпромопт», Белорусь, 220129 г. Минск,ул. Серова, 1,
Тел. (10-375017) 207-07-62, 207-07-63, факс: 207-07-62, 207-07-63, e-Mail: **s.alex@solo.by**.

*В эксплуатации находятся двигатели с диаметрами валов шпинделей 115 и 130 мм с резинометаллической осевой опорой. Для конкретных целей потребители могут оснащать шпиндели шаровыми осевыми опорами.

** ГПЗ поставляет подшипник в одноступенчатом варианте. Опора комплектуется 10 подшипниками вместе с компенсаторами и втулками при сборке двигателя.

*** В шпинделях двигателей Д1-127, Д1-88, Д-85 устанавливается по два подшипника.

НАЗАД

Таблица 6.14.11 Размеры упорных подшипников скольжения, применяемых в винтовых забойных двигателях.

Типоразмер двигателей	Шифр подпятника	Диаметр, мм		Диаметр обкладки подпятника, м		Ширина проточной канавки B,мм	Число канавок $Z_к$	Высота подпятника h, мм	Высота ступени H, мм	Число ступеней
		вала шпинделя $d_в$	расточки корпуса шпинделя $d_ш$	наружный d_1	внутренний d_2					
Д1-240	П2-240/150*	130	205	185	150	30	6	22	36	25
	П2-240/141	115	205	184	141	30	6	22	36	25
Д2-195	П2-195/124	105	165	149	124	30	6	21	35	25
Д3-172, Д5-172	П2-172	92	148	132	112	30	4	21	35	25
ДГ-155	Д-155.050**	76	128	122	88	22	4	15	30	20
Д1-108	Д-108.260**	50	88	83	59	18	4	10	20	15
Д1-95	ДГУ-95.250**	42	76	71	51	15	4	10	20	15
Изготовитель: Россия,17160,Пермская обл. Очерский р-он, пос. Павловский,ул.Труда, 1, Телефон:(34278) 2-35-52Факс:2-33-45, 2-35-52. Телетайп:634653 Ротор. e-Mail:**pavlovsk@dionis.mtts.perm.ru**										
Изготовитель - ОАО НПО «Буровая техника» – ВНИИБТ, 113114, Россия, Москва, Летниковская ул. 9 тел. (095) 236-01-70 факс (095) 959-67-11, Телетайп 112168 ДОЛОТО.										

* Подпятники с шифром П2 изготавливаются по ГОСТ 4671-76, остальные - по индивидуальным проектам.

** Подпятник с "утопленной" резиной.

НАЗАД

Таблица 6.14.12. Технические параметры радиальных подшипников винтовых забойных двигателей

Типоразмер двигателей	Шифр радиальной опоры	Диаметр, мм		Длина, мм	Масса, кг	Примечания
		наруж-ный	внутрен-ний			
Д1-240	ОН-240/155*	205	155	200	18,0	Резинометалли-ческие опоры
Д2-195	ОН-195/135	165	135	400	25,0	То же
Д 3-172, Д5-172	ОН-172/120	148	120	200	8,0	"
ДГ-155	ДГ-155.025	128	102	110	6,4	Металлические опоры
Д1-127	Д1-127.060	105	85	200	4,0	Резинометалли-ческие опоры
Д-108	Д-108.027	88	70	100	1,8	Металлические опоры
ДГ-108	Д-108.027	88	76/70	160/100	1,9	То же
Д1-105	Д-105.037	88	70	100	1,7	"
ДГ-95	ДГ-95.025	76	65/60	120/80	1,8	"
ДГУ-95	ДГУ-95.026	76	62,5	100	1,2	"
Д-85, Д1-88	ОН-85	70	54	190	2,1	Резинометалли-ческие опоры
Д1-54	ОН-54	45	33	120	0,7	То же
Д-48	Д-48.025	38	32/28	80/50	0,2	Металлические опоры

Разработчик - ОАО НПО «Буровая техника» – ВНИИБТ, 113114, Россия, Москва, Летниковская ул. 9 тел. (095) 236-01-70 факс (095) 235-30-00, Телетайп 112168 ДОЛОТО.

Изготовитель: Россия,17160,Пермская обл. Очерский р-он, пос. Павловский,ул.Труда, 1, Телефон:(34278) 2-35-52Факс:2-33-45, 2-35-52. Телетайп:634653 Ротор. e-Mail:**pavlovsk@dionis.mtts.perm.ru**

** Радиальные опоры под шифром ОН изготавливаются по ГОСТ 4671-76, остальные – по индивидуальным проектам.

НАЗАД

Таблица 6.14.13. Размеры центраторов, применяемых в винтовых забойных двигателях для горизонтального бурения

Параметр	ДГ-95		ДГ-108	ДГ-155	
	Диаметр долота, мм				
	120,6	139,7	139,7	190,5	215,9
Диаметр опорной поверхности, мм	114, 116, 118	132, 134, 136	132, 134, 136	182, 184, 186, 188	202, 206, 208, 210
Число лопастей	8	8	8	8	8
Длина, мм	170	170	150	146	146
Ширина лопасти, мм	25	25	30	40	40
Диаметр корпуса, мм	105	105	118	165	180

Изготовитель - ОАО НПО «Буровая техника» – ВНИИБТ, 113114, Россия, Москва, Летниковская ул. 9 тел. (095) 236-01-70 факс (095) 959-67-11, Телетайп 112168 ДОЛОТО.

НАЗАД

Таблица 6.14.14. Характеристики верхних и нижних корпусных шарнирах винтовых забойных двигателей

Параметр	Забойный двигатель		
	ДГ-95	**ДГ-108**	**ДГ-155**
Верхние шарниры			
Длина, мм	500	550	800
Диаметр, мм	100	112	172
Масса, кг	25	32	80
Максимальная нагрузка на растяжение, кН.	100	250	400
Присоединительные резьбы	3-76	3-88	3-133
Корпусные шарниры			
Длина, мм	300	330	400
Диаметр, мм	100	112	172
Масса, кг	10	12	40
Максимальная нагрузка на растяжение, кН	80	200	300
Присоединительные резьбы	МК 84х4х1:16	МК 97,5х4х1:12	МК 140х6х1:16
Изготовитель - ОАО НПО «Буровая техника» – ВНИИБТ, 113114, Россия, Москва, Летниковская ул. 9 тел. (095) 236-01-70 факс (095) 959-67-11, Телетайп 112168 ДОЛОТО.			

НАЗАД

Таблица 6.14.15. Натяги и моменты свинчивания резьб забойных двигателей

Обозначения резьб	Натяг, мм		Момент свинчивания, кНм
	при первом свинчивании	при втором свинчивании	
Замковые резьбы			
3-171	1,0 ±0,4	0,7± 0,4	28-31
3-152	0,6 ±0,4	0,5 ± 0,4	27-30
3-147	1,0 ±0,4	0,7 ± 0,4	27-30
3-133	0,6 ± 0,4	0,5 ± 0,4	15-17
3-117	0,5 ±0,4	0,4 ±0,4	13-15
3-101	0,5 ±0,4	0,4 ±0,4	9,5-11
3-88	0,5 ± 0,4	0,4 ± 0,4	8-9
3-76	0,5 ±0,4	0,4 ± 0,4	6,5-7,5
3-42	0,5 ± 0,4	0,4 ± 0,4	3-3,5
Резьбы конические турбобуров			
РКТ 218х6,35х1:16	3,2 ± 0,7	2,5 ±0,7	32-34
РКТ 177х5,08х1:16	3,0 ± 0,7	2,2 ±0,7	25-27
Резьбы метрические конические (с наружным упором по торцу муфты и упорному уступу ниппеля)			
МК 156х5,5х1:32	3,2 ± 0,8	2,6 ±0,8	16-18
МК 140х6х1:16	2,4 ± 0,7	2,1 ±0,7	15-17
МК 119х4х1:16 LH	2,4 ± 0,7	2,1 ±0,7	9,5-11
МК 112х4х1:32	2,0 ±0,8	1,4 ±0,8	5,5-6,5
МК 97,5х4х1:12	1,6 ±0,4	1,6 ±0,4	5-7
МК 94х4х1:32 LH	2,0 ±0,8	1,4 ±0,8	12-13,5
МК 84х6х1:16	1,3 ±0,7	1,0 ±0,7	12-13,5
МК84х5,5хl:16LH	1,3 ±0,7	1,0 ±0,7	11-12,5
МК 75х6х1:16	1,3 ±0,7	1,0 ±0,7	6,5-7,5
МК 76х4х1:32	1,6 ±0,8	1,3 ±0,8	4-5
МК 60х6х1:16	1,3 ±0,7	1,0 ±0,7	4,5-5,5
МК 50х4х1:16	1,3 ±0,7	1,0 ±0,7	3-4
МК 50х5х1:16 LH	1,3 ±0,7	1,0 ±0,7	3-4
МК51х 4х1:16	1,3 ±0,7	1,0 ±0,7	3-4
НКБ 54х3,175х1:16	1,3 ±0,7	1,0 ±0,7	0,9-1,2
МК 42х2,5х1:16	1,3 ±0,3	1,0 ±0,3	1,3-1,7
МК 40х4х1:16 LH	1,3 ±0,3	1,0 ±0,3	3-4
Резьбы метрические конические (с упором по торцу ниппеля и внутреннему уступу муфты)			
МК 116х6х1:16-ВТ1	1,3 ±0,7	1,0 ±0,7	10-12
МК 98х6х1 16-ВТ	1,3 ±0,7	1,0 ±0,7	8-9
МК 90х6х1 16-ВТ	1,3 ±0,7	1,0 ±0,7	8-9
МК 75х6х1 16-ВТ	1,3 ±0,7	1,0 ±0,7	7-7,5
МК 60х6х1 16-ВТ	1,3 ±0,7	1,0 ±0,7	7-7,5
МК 50х4х1 16-ВТ	1,3 ±0,7	1,0 ±0,7	5-6
МК 35х4х1 16-ВТ	1,3 ±0,7	1,0 ±0,7	1-1,2

НАЗАД

Таблица 6.14.16. Соответствие замковых резьб по API 7 *(США)* и ГОСТ Р 50864-96

Присоединительные резьбы, по стандарту ***API 7*** **(США)**	Аналог замковой резьбы, по **ГОСТ Р 50864-96**	Присоединительные резьбы, по стандарту ***API 7*** **(США)**	Аналог замковой резьбы, по **ГОСТ Р 50864-96**
NC 12	3-35	41/2 ***Reg***	3-117
1 1/4 ***Reg***	Нет аналога	***NC*** 46	3-122
2 3/8 ***Reg***	3-66	***NC*** 50	3-133
NC 26	3-73	5 1/*2* ***Reg***	3-140
2 7/8 ***Reg***	3-76	6 5/8 ***Reg***	3-152
3 1/2	3-88	*7* 5/8 ***Reg***	3-177
31/*2* ***IF***	3-102		

Таблица 6.15. Технические характеристики винтовых забойных двигателей для бурения вертикальных, наклонно - направленных и горизонтальных скважин

Шифр	Длина, мм	Диаметр, мм	Масса, кг	Заход-ность ротора и статора	Длина активной части статора, мм	Присоединительные резьбы к бурильным трубам и к долоту		Диаметр долот, мм	Расход рабочей жидкости, л/с	Частота вращения вала, $с^{-1}$	Перепад давления на ВЗД, МПа	Момент силы на валу, кНм	Макс. угол переко-са, град.
Д1 - 145	4670	145	418	7:8	1800	3-117	3-88	158,7 - 190,5	15 - 20	2,0 - 3,0	7,0 - 9,0	3,0 - 4,5	1,5
Д - 155	4870	155	500	7:8	2100	3-133	3-117	190,5 - 215,9	24 - 30	2,1 - 2,7	6,5 -7,5	3,5 - 4,0	-
ДГ - 155	4330	155	466	7:8	2100	3-133	3-117	190,5 - 215,9	24 - 30	2,1 - 2,7	6,5 -7,5	3,5 - 4,0	3,5
ДМ - 172	13000	172	1300	7:8	6300	3-147	3-117	190,5 - 215,9	18 - 32	3,0 - 3,3	8,0 - 10,0	6,0 - 7,0	-
ДМ1-172	12540	172	1200	7:8	5700	3-147	3-117	190,5 - 215,9	20 - 25	1,8 - 2,25	10,0- 12,0	6,0 - 7,0	-
ДН - 172	3900	172	490	9:10	1800	3-147	3-117	190,5 - 215,9	25 - 35	1,3 - 1,8	4,5 - 7,0	4,5 - 6,0	2
Д5 - 172	6220	172	770	9:10	1800	3-147	3-117	190,5 - 215,9	25 - 35	1,3 - 1,8	4,5 - 7,0	4,5 - 6,0	3
Д5-172М	6720	172	830	9:10	2400	3-147	3-117	190,5 - 215,9	25 - 35	1,5 - 2,0	7,2 - 9,7	7,4 - 9,8	1
ДВ - 172	5420	172	650	6:7	2400	3-147	3-117	190,5 - 215,9	24 - 32	3,0 - 3,7	6,2 - 9,2	5,0 - 6,5	3
ДГ1 - 172	3870	172	455	6:7	1460	3-147	3 -117	190,5 - 215,9	24 - 35	2,5 - 3,2	5,8 - 7,8	3,5 - 4,0	3
Д2 - 195	6550	195	1100	9:10	1800	3-147	3-117	215,9 - 244,5	25 - 35	1,5 - 1,9	4,3 - 6,7	5,2 - 7,0	3
Д5 - 195	7265	195	1200	9:10	2400	3-147	3-117	215,9 - 244,5	25 - 35	1,3 - 1,8	7,9 - 9,9	9,5 - 11,0	3
Д3 - 195	7940	195	1300	9:10	3000	3-147	3-117	215,9 - 244,5	25 - 35	1,3 - 2,2	9,2 - 11,2	10,5-13,7	1
Д1 - 240	7570	240	1746	7:8	3000	3-171	3-152	269,9 - 295,3	30 - 50	1,2 - 2,2	6,0 - 8,0	10,0-14,0	3

Изготовитель - ОАО НПО «Буровая техника» – ВНИИБТ, 113114, Россия, Москва, Летниковская ул. 9,
тел. (095) 236-01-70 факс (095) 235-30-00, Телетайп 112168 ДОЛОТО.

Таблица 6.16. Технические характеристики винтовых забойных двигателей для капитального ремонта скважин и бурения вторых стволов

Шифр	Длина, мм	Диаметр, мм	Масса, кг	Заход-ность ротора и статора	Длина активной части статора, мм	Присоединительные резьбы к бурильным трубам к долоту		Диаметр долот, мм	Расход рабочей жидкости, л/с	Частота вращения вала, $с^{-1}$	Перепад давления на ВЗД, МПа	Момент силы на валу, кНм	Макс. угол переко-са, град.
Д-42	700	42	9	9:10	250	М16х1,5	по заказу	59,0	0,3 - 0,5	4,0 - 6,7	2,0 - 4,0	0,03	-
Д - 48	1850	48	18	7:8	685	3-42	3-42	59 - 76	1,2 - 2,6	4,1 - 6,7	4,0 - 5,0	0,08 - 0,1	-
Д1 - 54	1890	54	27	5:6	530	3-42	3-42	59 - 76	1,0 - 2,5	3,0 - 7,5	4,5 - 5,5	0,07 -0,11	-
ДГ - 60	2300	60	34	5:6	755	3-42	3-42	76,0 - 98,4	1,0 - 2,0	3,0 - 6,0	4,5 - 5,5	0,06 -0,08	1,5
Д - 85	3230	88	110	9:10	870	3-66	3-66	98,4 - 120,6	4,8	2,2	5,5	0,5	-
Д1 - 88	3225	88	110	5:6	1220	3-66	3-66	98,4 - 120,6	4,5 - 7,0	2,7 - 5,0	5,8 - 7,0	0,8 - 0,95	0,5
ДО - 88	3570	88	85	5:6	1080	3-66	3-66	112,0 - 120,6	5,0 - 7,0	3,0 - 5,0	5,8 - 7,0	0,4 - 0,6	5
ДГ - 95	2640	95	41	6:7	1420	3-76	3-76	112,0 -139,7	6,0 - 10,0	2,0 - 3,3	4,5 - 6,0	0,6 - 0,9	4,0
ДГУ- 95	4500	95	150	6:7	1420	3-76	3-76	112,0 - 139,7	6,0 - 10,0	2,0 - 3,0	4,0 - 5,0	0,6 - 0,9	4,0
Д - 95	3000	95	90	6:7	1420	3-76	3-76	112,0 - 139,7	6,0 - 10,0	2,0 - 3,0	4,0 - 5,0	0,6 - 0,9	-
Д1 - 105	3740	106	180	5:6	1500	3-88	3-76	120,6 - 151,0	6,0 - 10,0	2,6 - 3,8	5,0 - 8,0	0,8 - 1,4	3
ДГ- 105	2355	106	120	6:7	1000	3-88	3-76	120,6 -139,7	6,0 - 10,0	2,8 - 4,0	5,0 - 8,0	0,6 - 1,0	5
Д - 106	4200	106	215	7:8	2000	3-88	3-76	120,6 - 151,0	4,0 - 12,0	0,6 - 2,1	4,0 - 8,0	0,9 - 2,0	3
Д1 - 106	5255	106	275	7:8	2000	3-88	3-76	120,6 - 151,0	4,0 - 12,0	0,6 - 2,1	4,0 - 8,0	0,9 - 2,0	3
Д - 108	2900	108	150	7:8	1400	3-88	3-88	120,6 - 151,0	6,0 - 12,0	1,3 - 2,5	3,5 - 5,5	0,8 - 1,3	-
ДК-108-1	5000	108	250	14:15	1400	3-88	3-88	120,6 - 139,7	3,0 - 6,0	0,3 - 0,7	5,5 - 7,5	2,0 - 2,7	-
ДК-108-2	3000	108	150	7:8	1400	3-88	3-88	120,6 - 139,7	6,0 - 12,0	1,3 - 2,5	3,5 - 5,5	0,8 - 1,3	-
ДК-108-3	3000	108	150	4:5	1400	3-88	3-88	120,6 - 139,7	6,0 - 12,0	2,0 - 4,0	3,0 - 5,0	0,5 - 0,8	-
Д1 - 108	3110	108	170	7:8	1400	3-88	3-88	120,6 - 151,0	6,0 - 12,0	1,3 - 2,5	3,5 - 5,5	0,8 - 1,3	-
ДГ - 108	2565	108	147	7:8	1400	3-88	3-88	120,6 - 151,0	6,0 - 12,0	1,3 - 2,5	3,5 - 5,5	0,8 - 1,3	4
Д - 110	4200	110	235	9:10	2000	3-88	3-76	120,6 - 151,0	4,0 - 12,0	0,4 - 1,6	3,0 - 7,5	1,1 - 2,3	-
Д1 - 127	5800	127	420	9:10	2000	3-101	3-88	139,7 - 158,7	15,0 - 20,0	3,3 - 4,3	5,5 - 8,5	2,2 - 3,0	3

Изготовитель - ОАО НПО «Буровая техника» – ВНИИБТ, 113114, Россия, Москва, Летниковская ул. 9, тел. (095) 236-01-70 факс (095) 235-30-00, Телетайп 112168 ДОЛОТО.

Таблица 6.17. Типы винтовых забойных двигателей и их техническая характеритстика.

Типы двигателей и параметры	Д1-88	Д1-105	Д3-172	Д5-172	Д1-195	Д2-195	Д 1-240
Диаметр корпуса наружный, мм	88	106	172	172	195	195	240
Длина двигателя, мм	3230	3770	6880	6220	7675	6535	7570
Присоединительные резьбы: - к бурильным трубам - к долоту	 3-66 3-66	 3-88 3-76	 3-147 3-117	 3-147 3-117	 3-147 3-117	 3-147 3-117	 3-171 3-152
Диаметры применяемых долот, мм	98,4-120,6	120,6-151,0	190,5-15,9	190,5-215,9	215,9-244,5	215,9-244,5	269,9
Расход бурового раствора, $м^3$/сек	0,0045-0,007	0,006-0,010	0,025-0,035	0,025-0,035	0,025-0,035	0,025-0,035	0,03--0,05
Частота вращения вала: - (рабочий режим), сек-'	 2,7-5,0	 2,6-3,8	 1,3-1,8	 1,3-1,8	 1,3-1,8	 1,5-1,9	 1,2-2,2
Момент силы на валу: - рабочий / макс., Нм	530/610	800/1400	3138/3726	4500/6000	3138/3726	5200/7000	10000/14000
Перепад давления: - (рабочий режим), МПа	 5,8-7,0	 5,0-8,0	 3,9-4,9	 4,5-7,0	 3,9-4,9	 4,3-6,7	 6,0-8,0
Масса двигателя, кг	110	180	912	770	1350	1100	1746

Изготовитель – АО "Кунгурский машиностроительный завод"
Россия, 617400, Пермская область, г.Кунгур, ул.Просвещения, 11. Тел.:(34271)3-36-45, 3-34-55, 3-74-74.
Факс: (34271)3-37-69. Телетайп: 634419 ГРАНИТ.

Таблица 6.18. Технические характеристики забойных винтовых двигателей, производства ОАО «Павловский машзавод».

Параметры и тип двигателя	Д1-54	Д-85	Д-85М	Д1-105	Д1-127	Д1-145
Диаметр наружный, мм	54	88	88	106	127	145
Длина, мм	2230	3235	2786	3770	5795	4670
Частота врашения вала, $с^{-1}$	7,5	2,2	2,2	2,6-3,8	2,2-2,9	2,0-3,0
Момент силы на валу, кНм	0,08	0,5-0,7	0,5-0,7	0,8-1,4	2,2-3,0	3,5-4,5
Расход рабочей жидкости, л/с	2,0	4,8	4,8	6,0-10	15-20	15-20
Перепад давления на двигателе, МПа	4,9	5,5	5,5	5,0-8,0	6,5-8,7	7,0-9,0
Присоединительные резьбы: - к бурильным трубам - к долоту	 3-42 3-42	 3-66 3-66	 3-66 3-66	 3-88 3-76	 3-101 3-88	 3-117 3-88
Диаметр применяемых долот, мм	59-76	98,4-120,6	98,4-120,6	120,6-151,0	139,7-158,7	158,7-190,5
Масса, кг	27	111	100	180	402	418

Изготовитель – ОАО "Павловский машзавод"
617143, Пермская область, Очерский район, поселок Павловский, ул.Труда, 1.
Тел.(34278) 23581, .(34278) 23552, факс (34278)23345, телетайп 634653 РОТОР.

Таблица 6.19. Основные параметры турбинно-винтовых забойных двигателей

Показатели	ТПС-172У	ТПС-195У	2ТУ240КД
Наружный диаметр корпуса, мм	172	195	240
Длина, мм	18280* 22860 22860	26850 30350 30350	23250
Рекомендуемые диаметры долот, мм	190,6-215,9	215,9-269,9	269,9-393,7
Присоединительная резьба (ГОСТ 5286-75): -к бурильной колонне -к долоту	 3-122 3117	 3-147 3-117	 3-147 3-117
Расход бурового раствора плотностью 1000 кг/м^3 (вода), дм^3/сек	25	28	32-40***
Момент силы на выходном валу, Нм:	1700* 2200 2200	1780* 2280 2280	3200-5488
Частота вращения вала, с$^{-1}$:	8,3* 4,1 2,3	5,4* 4,0 2,2	2,2-2,9
Перепад давления, МПа:	7,0* 8,5 8,5	3,8* 5,5 5,5	5,7-10,1
Масса, кг	2220* 2710 2710	4200* 4690 4690	5810
Изготовитель - ОАО НПО «Буровая техника» – ВНИИБТ, 113114, Россия, Москва, Летниковская ул. 9 тел. (095) 236-01-70 факс (095) 959-67-11, телетайп 112168 ДОЛОТО.			

*Турбобур без преобразователя частоты.

** Длина и масса двигателя включают соответственно одну и две рабочие секции.

***Параметры приведены для расхода бурового раствора (воды) 0,040 м^3/с.

Таблица 6.20. Технические характеристики модульных турбинно-винтовых двигателей ТНВ.

Наружный диаметр двигателя, мм	Длина, м*	Масса, кг*	Рекомендуемый диаметр долота, мм	Присоедини-тельные резьбы: к долоту к бурильным трубам	Расход жидкости, $дм^3/с$ **	Частота вращения вала, об/мин	Момент силы на валу, Нм	Перепад Давления, МПа
172	13.5; 20.8	2010; 3100	190.5-215,9	3-117 3-147	18-24	80-120 150-180 220-270	2200-4600	6.9-9.1
195	13,5; 20,8	2580; 3980	215,9-241.3	3-117 3-171	20-28	80-120 150-180 220-270	3000-5500	6,5-8,2
240	13,5; 20,8	3910; 6030	269,9-374.6	3-152 3-171	30-40	80-120 150-180 220-270	6000-10000	6,2-7,8
Изготовитель - ОАО НПО «Буровая техника» – ВНИИБТ, 113114, Россия, Москва, Летниковская ул. 9 тел. (095) 236-01-70 факс (095) 959-67-11, телетайп 112168 ДОЛОТО								

* Длина и масса приведены для двигателей включающих одну или две турбинные секции, соответственно.

** Плотность жидкости 1100 кг/$м^3$. Приведенные параметры соответствует радиальному зазору в винтовой паре равном 0,5 мм.

Таблица 6.21. Основные параметры роторно-турбинных буров.

Показатели	Основные параметры РТБ				
	РТБ-394	**РТБ-445**	**РТБ-490**	**РТБ-590**	**РТБ-640**
Диаметр скважины, мм	394	445	490	590	640
Диаметр корпуса турбобура, мм, и их количество, шт	172/2	195/2	195/2	195/2	195/2
Диаметр долота, мм	190,5	215,9	269,9	269,9	295,3
Расход бурового раствора, $дм^3/с$	50 – 56	60 - 70	60 - 70	60 - 70	60 – 70
Максимальный поперечный размер бура, мм	382	435	480	576	624
Нагрузка на долото, кН, не более	80	105	120	155	165
Масса бура, кг	8 200	10 800	12 000	15 800	17 000
Изготовитель: ОАО "Кунгурский машиностроительный завод". 617400, г. Кунгур-1, Пермской области, ул. Просвещения, 11, тел. (34271) 33645,33455,37474, факс (34271) 33769					
Разработчик: ОАО НПО "Буровая техника"-ВНИИБТ, 113114, г. Москва, ул. Летниковская, 9, тел. (095) 236-01-70, факс (095) 959-67-11, телетайп 112168 ДОЛОТО					

Таблица 6.22. Основные параметры реактивно-турбинных буров типа РТБ

Показатели	Типоразмер бура РТБ							
	РТБ760	**РТБ920**	**РТБ1020**	**РТБ1260**	**РТБ1560**	**РТБ2080**	**РТБ2600**	
Диаметр бурения, мм	760	920	1020	1260	1560	2080	2600	
Типоразмер используемых турбобуров	**Т12РТ-240**			**Т12РТ-240**		**Т12РТ-240**		
Количество турбобуров	2			3		4		
Диаметр долот, шт	349,2	444,5	490,0	444,5	490,0	490,0	490,0	750*
Количество долот, шт	2	2	2	3	3	3	3	1
Расход бурового раствора, $м^3/с$	0,10-0,11	0,10-0,11	0,10-0,11	0,15-0,165	0,15-0,165	0,15-0,165	0,15-0,165	
Максимальный поперечный размер бура, мм	700	850	930	1145	1430	1950	2450	
Нагрузка на долото, кН,не более	70	75	80	125	130	190	225	
Масса бура, кг	12 000	13 000	13 000	21 000	22 000	32 000	38 000	

Изготовитель: ОАО "Кунгурский машиностроительный завод".
617400, г. Кунгур-1, Пермской области, ул.Просвещения, 11, тел. (34271) 33645,33455,37474, факс (34271) 33769

Разработчик: ОАО НПО "Буровая техника"-ВНИИБТ,
113114, г. Москва, ул. Летниковская, 9, тел. (095) 236-01-70, факс (095) 959-67-11, телетайп 112168 ДОЛОТО

* Специальные долота.

Назад

Таблица 6.23. Секции двигательные (статор – ротор)

Предназначены в качестве рабочих органов винтовых забойных двигателей для преобразования энергии потока рабочей жидкости в механическую энергию врашения вала и привода бурового инструмента.

Обозначение	Диаметр наружный, мм	Длина, мм	Масса, кг	Примечание
Д1-54	54	665	8,2	Ротор цельный
Д-85	88	1160	36,5	Ротор цельный
Д-85М	88	1160	28,7	Ротор полый
Д-105	106	1730	78,0	Ротор полый
Д-127	127	2300	170,5	Ротор цельный
Д-145	145	2100	131,5	Ротор полый
Д1-195 (ремонт)	195	2300	285,0	Ротор полый

Изготовитель – ОАО "Павловский машзавод"
617143, Пермская область, Очерский район, поселок Павловский, ул.Труда, 1.
Тел.(34278) 23581, .(34278) 23552, факс (34278)23345, телетайп 634653 РОТОР

Назад

Таблица 6.24. Секции шпиндельные

Предназначены для передачи вертикальных нагрузок с бурильного инструмента на долото в составе турбобуров и винтовых забойных двигателей.

Тип двигателя	$D_{нар.}$ мм	Длина, мм	Тип осевой опоры	Кол-во ступеней (рядов подшип-ника)	Присоеди-нительная резьба к долоту	Присоединитель-ная резьба к турбосекции (к ДВС)	Масс а, кг	Применение
Д1 - 54	54	1305	1	4	3-42	54х3,175х1:16	19	Д1 – 54
Д - 85	88	1880	2	2х4	3-66	МК76х4х1:32	67	Д-85, Д–85М
Д1 – 105	106	1750	2	2х6	3-76	МК94х4х1:32	95	Д1 –105
Д1 – 127	127	2035	2	2х6	3-88	МК112х4х1:32	134	Д1 –127
Д1 – 145	145	2340	2	11	3-88	МК130х5х1:32	216	Д1 –145
ЗТСШ1-172	172	3340	3	25	3-117	3-147	442	ЗТСШ1 –172
ТПС-172.20*	172	3995	4	12	3-117	3-147	618	ТПС–172
ТПС-172.70*	172	3387	3	25	3-117	3-147	441	ТПС–172
ЗТСШ1-195	195	3365	3	25	3-117	3-171	579	ЗТСШ1–195
ЗТСШ1-195Ш	195	3365	5	15	3-117	3-171	594	ЗТСШ1–195
ЗТСШ1-195ШД	195	3365	5	15	3-117	3171	580	Д1-195, Д2-195
ТРМ-195.10* промежуточная	195	3125	6	12+15	-	3 171	600	ТРМ–195
ТРМ-195.20*	195	3330	6	12+15	3-117	3-171	602	ТРМ –195
ШШ01-195*	195	3920	4	12	3-117	3-171	724	Д1-195, Д2 –195
А9Ш*	240	2820	5	12	3-152	РКТ208х6,35 х1:6	671	А9Ш
А9Ш1*	240	2820	5	15	3-152	РКТ208х6,35 х1:6	685	А9Ш

* изготовление по заявкам Заказчика

Обозначение типов осевой опоры:

1 – шарикоподшипниковая специальная;
2 – подшипник радиально-упорный;
3 – резино-металлическая пята;
4 – подшипник упорный двойной;
5 – подшипник упрно-радиальный;
6 – резинометаллическая пята + подшипник упорно-радиальный.

Назад

Таблица 6.25. Переводники кривые регулируемые

Предназначены для использования в составе двигателей винтовых забойных и турбобуров при бурении искривленных и горизонтальных скважин со ступенчатым изменением угла перекоса непосредственно на устье скважины без разъединения двигателя или турбобура. При установке переводника между шпинделем и двигательной секцией или между секциями турбобура валы последних соединяют с помощью кардана (торсиона).

Обозначение	Диаметр наружный, мм	Длина, мм	Диапазон изменения угла перекоса, град.	Шаг изменения угла перекоса	Присоединительные резьбы	Масса, кг
ПКР2-172	178	1032	0-3	0,5	МК156х5,5 х1:32	93,6
ПКР2-195	200	828	0-3	0,5	РКТ177х5,08 х1:16	117
ПКР2-240	240	1045	0-3	0,5	РКТ208х6,35 х1:16	175

Изготовитель – **ОАО "Павловский машзавод"**
617143, Пермская область, Очерский район, поселок Павловский, ул.Труда, 1.
Тел.(34278) 23581, .(34278) 23552, факс (34278)23345, телетайп 634653 РОТОР

Назад

Таблица 6.26. Переводники отклонители

Предназначены для создания отклоняюших систем при бурении наклонно - направленных скважин; устанавливаются между двигательной и шпиндельной секциями.

Наименование	Диаметр наружный, мм	Длина, мм	Угол искривления, град.	Масса, кг	Применение
Переводник-отклонитель **Д1-105**	106	310	0,75(1,0;1,5;2,0;2,5)	9,5	**Д1-105**
Переводник кривой **Д1-127**	127	1070	1,5(2,0;1,0)	38,8	**Д1-127**
Переводник отклонитель **Д1-145**	145	380	1,0(1,5;2,0)	17,5	**Д1-145**
Переводник искривленный **Ш01-195**	195	440	1,0(1,5;1,25)	34	**Ш01-195**

Изготовитель – **ОАО "Павловский машзавод"**
617143, Пермская область, Очерский район, поселок Павловский, ул.Труда, 1.
Тел.(34278) 23581, .(34278) 23552, факс (34278)23345, телетайп 634653 РОТОР

Назад

Таблица 6.27. Шарнир двойной шпинделя-отклонителя ШО1-195.

Габаритные размеры:	
- диаметр, мм	135
- длина, мм	570
Масса, кг	35,9

Изготовитель – ОАО "Павловский машзавод"
617143, Пермская область, Очерский район, поселок Павловский, ул.Труда, 1. Тел.(34278) 23581, .(34278) 23552, факс (34278)23345, телетайп 634653 РОТОР

Назад

Таблица 6.28. Подшипники шариковые радиально - упорные многорядные.

Состав: обойма наружная, обойма внутренняя.

Обозначение	Диаметр наружный,мм	Диаметр внутренний, мм	Длина, мм	Кол-во рядов, шт.	Масса, кг	Применение
296708	70	42	100	4	1,5	**Д-85, Д-85М**
296710	88	50	175	6	4,3	**Д1-105**
296712	105	60	175	6	6,0	**Д1-127**
128721Р	165	105	512	15	44	**ЗСТШ1-195, ТВ1-195, Д1-195, Ш01-195, ТРМ-195**

Изготовитель – ОАО "Павловский машзавод"
617143, Пермская область, Очерский район, поселок Павловский, ул.Труда, 1.
Тел.(34278) 23581, .(34278) 23552, факс (34278)23345, телетайп 634653 РОТОР

Назад

Таблица 6.29. Комплекты осевых опор

Наименование	Диаметр Наружный, мм	Диаметр внутренний, мм	Длина, мм	Масса, кг	Кол-во в комплекте, шт	
Комплект осевой опоры шпинделя 3ТСШ1-172, в т. ч.:	148	92	887	55,5		
- подпятник П 2-172 ГОСТ4671-76	148	108	21	0,85	25	
- диск пяты ТС6Е-172.1.6	135	92	12	0,73	26	
- кольцо пяты наружное ТС6Е-172.1.7	148	138	20	0,35	24	
- кольцо пяты 3ТСШ-164.ТЛ1.17	102	92	23	0,27	25	
Комплект осевых опор шпиндельных секций 3ТШ1-195 и ТРМ-195 в т. ч.:	165	105	913	75,5	3ТСШ1-195	ТРМ-195
- подпятник П2-195/124 ГОСТ4671 –76	165	120	21	1,1	25	12
- диск пяты ТС6-195.1.11	150	105	13	1,0	26	14
- кольцо пяты ТС6-195.1.12	118	105	23	0,4	25	12
- кольцо пяты наружное ТС6-195.1.13	165	152	21	0,5	24	11
Комплект осевых опор шпиндельной секции 3ТШ1-240 в т. ч.:	205	130	993	110		
- подпятник П2-240/150 ГОСТ4671 –76	205	144	22	1,4	25	
- диск пяты 3ТСШ1-240.07.12	186	130	15	1,54	26	
- кольцо пяты 3ТСШ1-240.07.13	142	130	24	0,5	25	
- кольцо пяты наружное 3ТСШ1-240.07.15	205	190	23	0,9	25	

Изготовитель – ОАО "Павловский машзавод"
617143, Пермская область, Очерский район, поселок Павловский, ул.Труда, 1.
Тел.(34278) 23581, .(34278) 23552, факс (34278)23345, телетайп 634653 РОТОР

Назад

Таблица 6.30. Комплект осевой опоры шпинделя турбодолота КТД4С-172-190/40

Наименование	Диаметр наружный, мм	Диаметр внутренний, мм	Длина. мм	Масса, кг	Кол-во в комплекте, шт
Комплект осевой опоры в т.ч.:	148	97	1050	55,9	
- подпятник П4-172 ГОСТ4671-76	148	107	35	1,1	30
- диск пяты КТД4М-172-190/40-015	130	97	12	0,55	29
- кольцо пяты КТД4М-172-190/40-016	105	97	23	0,23	30

Изготовитель – ОАО "Павловский машзавод"
617143, Пермская область, Очерский район, поселок Павловский, ул.Труда, 1.
Тел.(34278) 23581, .(34278) 23552, факс (34278)23345, телетайп 634653 РОТОР

Назад

Таблица 6.31. Комплект осевой опоры ШШО1-172.080 шпинделей ШШО1М-195 и ТПС-172

Наименование	Диаметр наружный, мм	Диаметр внутренний, мм	Длина. мм	Масса, кг	Кол-во в комплекте, шт
Комплект осевой опоры в т.ч.:	148	84	1410	107,2	
- подшипник 538920	148	97,3	88	4,16	12
- обойма внутренняя ШШО1-172.012	97,3	84	98	1,4	12
- обойма внешняя ШШО1-172.013	148	135,6	45	1,0	26
- компенсатор ШШО1-172.030	132	84	22	0,78	13

Изготовитель – ОАО "Павловский машзавод"
617143, Пермская область, Очерский район, поселок Павловский, ул.Труда, 1.
Тел.(34278) 23581, .(34278) 23552, факс (34278)23345, телетайп 634653 РОТОР

Назад

Таблица 6.32. Комплект уплотнений вала ТПС-172

Наименование	Диаметр наружный, мм	Диаметр внутренний, мм	Длина. мм	Масса, кг	Кол-во в комплекте, шт
Опора радиальная ТПС-172.030	148	98	55	3,37	8
Диск ТПС-172.058	134	84	10	0,67	9
Кольцо ТПС-172.064	148	137	35	0,73	8
Втулка ШШО4-172Д.009	98	84	80	1,26	8

Изготовитель – ОАО "Павловский машзавод"
617143, Пермская область, Очерский район, поселок Павловский, ул.Труда, 1.
Тел.(34278) 23581, .(34278) 23552, факс (34278)23345, телетайп 634653 РОТОР

Назад

Таблица 6.33. Опоры средние с втулкой средней опоры

Опора средняя ГОСТ4671-76	Втулка средней опоры	Диаметр наружный, мм	Диаметр внутренний, мм	Длина. мм	Масса, кг	Применение
ОС1-172/95	Т12М1-172.16	148 95	95 80	100 100	3,2 1,6	ЗТСШ1-172 Т12М3Е-172
ОС1-172/109	КТД4М-172-190/40.009	148 109	109 97	80 80	2,55 1,2	КТД4С-172-190/40
ОС1-195/95	Т12М1-172.16	165 95	95 80	100 100	4,32 1,6	ЗТСШ1-195
ОС1-240	КТДЗ-240-260/48-012	205 130	130 110	100 100	6,7 2,9	Т12М3Б-240 Т12РТ-240 КТДЗ-240-269/48 А9Ш, ЗТСШ-240

Изготовитель – ОАО "Павловский машзавод"
617143, Пермская область, Очерский район, поселок Павловский, ул.Труда, 1.
Тел.(34278) 23581, .(34278) 23552, факс (34278)23345, телетайп 634653 РОТОР

Назад

Таблица 6.34.. Комплекты осевых опор

Наименование	Диаметр Наружный, мм	Диаметр внутренний, мм	Длина, мм	Масса, кг	Кол-во в комплекте, шт
Комплект осевой опоры шпинделя Т12М3Е-172, в т. ч.:	148	80	588	37,7	
- подпятник П1-172 ГОСТ4671-76	148	92	32	1,2	18
- диск пяты ТС5Е-5 5/8"-2.6	121	80	12	0,61	19
- кольцо пяты ТС5Е-6 5/8"-2.8	92	80	20	0,25	18
Комплект осевой опоры шпинделей Т12М3Б-240 и Т12РТ-240 в т. ч.:	205	100	545	65,8	
- подпятник П1-240 ГОСТ4671 -76	205	120	44	2,8	12
- диск пяты 3ТС5Б-40.1.7	165	100	17	1,8	13
- кольцо пяты 3ТС5Б-240.1.8	120	100	27	0,73	12

Изготовитель – ОАО "Павловский машзавод"
617143, Пермская область, Очерский район, поселок Павловский, ул.Труда, 1.
Тел.(34278) 23581, .(34278) 23552, факс (34278)23345, телетайп 634653 РОТОР

Назад

Таблица 6.35. Опоры нижние с втулкой опоры нижней.

Опора нижняя	Втулка опоры нижней	Диаметр наружный, мм	Диаметр внутренний, мм	Длина, мм	Масса, кг	Применение
ОН-54 ГОСТ4671 -76		45	33	120	0,5	Д1-54
ОН-85 ГОСТ4671-76	Д-85.013	70 54	54 42	190 190	1,4 1,3	Д-85 Д-85М
Д1-105.260 .	Д1-105.068-01	88 70	70 60	200 200	3,0 1,4	Д1-105
Д1-127.060	Д1-127.037	105 85	85 70	200 180	3,0 2,6	Д1-127
Д1-145.090	Д1-145.101	120 95	95 65	250 245	4,8 7,3	Д1-145
ОН-172/120 ГОСТ4671 -76	ЗТСШ1-172.1.11	148 120	120 105	200 200	6,3 4,2	ЗТСШ1-172 ТПС-172
ОН-172/130 ГОСТ4671 -76	КТД4М-172-190/40.023	148 130	130 117	200 195	3,9 3,7	КТД4С-172-190/40
ОН-195/135 ГОСТ4671 -76	Ш1-195.19	165 135	135 115	400 360	14,4 11,1	ЗТСШ1-195 ЗТСША-195ТЛ Д1-195 ТПМ-195 Ш01-195
ОН-240/155 ГОСТ4671-76	ЗТСШ-215.1.8	205 155	155 130	200 185	18,2 8,12	А9Ш, А9ГТШ
ОН-240/175 ГОСТ4671- 763	ЗТС5Б-240.1.19 ЗТСШ1-240. 07. 008	175 205 175	155 175 155	385 200 190	15,5 8,8 7,8	Т12М3Б-240 ЗТСШ 1-240

Изготовитель – ОАО "Павловский машзавод"
617143, Пермская область, Очерский район, поселок Павловский, ул.Труда, 1.
Тел.(34278) 23581, .(34278) 23552, факс (34278)23345, телетайп 634653 РОТОР

Назад

Таблица 6.36. Ниппели

Обозначение	Диаметр наружный, мм	Длина, мм	Присоединительная резьба	Масса, кг	Применение
Н1-240	240	550	РКТ218х6,35х1:16	64	**Т12М3Б-240 Т12РТ-240**

Изготовитель – ОАО "Павловский машзавод"
617143, Пермская область, Очерский район, поселок Павловский, ул.Труда, 1.
Тел.(34278) 23581, .(34278) 23552, факс (34278)23345, телетайп 634653 РОТОР

Назад

Таблица 6.37. Турбины.

Статор	Ротор	Диаметр наружный, мм	Диаметр внутренний, мм	Высота, мм	Масса, кг	Применение
ТС4Е-172.1.5*	ТС4Е-172.1.6*	148	80	52	1,3 1,3	**3ТСШ1-172** **Т12М3Е-172** **ТО-172**
КТД4М-172-190/40-011*	КТД4М-172-190/40-012*	148	97	40	0,84 0,83	**КТД4С-172-190/40**
3ТСШ1-195.2.10	3ТСШ1-195.2.11	165	80	52	1,6 1,5	**3ТСШ1-195** **Т12М3Б-195**
3ТСШ1-240.08.006	3ТСШ1-240.08.007	205	110	50	2,64 2,12	**3ТСШ1-240** **Т12М3Б-240** **Т12РТ-240** **КТД3-240-269/48**
А9К5Са-1,8	А9К5Са-1,9	205	110	52	2,4 2,4	**А9Ш,А9ГТШ** **Т02-240**
А7П5.001**	А7П5.002**	165	80	52	1,6 1,4	**3ТСШ1-195**
А9П3-Т3.001**	А9П3-Т3.002**	205	110	48	2,25 2,47	**3ТСШ1-240** **Т12М3Б-240** **Т12РТ-240**
21/10-120**	21/10-120**	105	50	30	0,45 0,45	**Т-120**

Изготовитель – ОАО "Павловский машзавод"
617143, Пермская область, Очерский район, поселок Павловский, ул.Труда, 1.
Тел.(34278) 23581, .(34278) 23552, факс (34278)23345, телетайп 634653 РОТОР

*изготовление при наборе заявок
**высокомоментные турбины (опытные партии)

Назад

Таблица 6.38. Полумуфты шпинделей

Предназначены для соединения валов шпиндельных секций с валами (торсионами) двигательных и турбинных секций.

Обозначение	Диаметр наружный, мм	Длина, мм	Присоединительная резьба	Масса, кг	Примененине
Д1-105	70	270	МК50х4х1:16-ВТ	4,5	**Д1-105**
Д1-127	80	360	МК60х6х1:16-ВТ	5,4	**Д1-127**
Д1-145	90	320	МК66х6х1:16-ВТ	8,9	**Д1-145**
ЗТСШ1-172	117	395	МК90х6х1:16-ВТ	16,5	**ЗТСШ1-172**
ТПС-172	117	395	МК84х6х1:16-ВТ	15	**ТПС-172**
Д1-195	127	365	МК98х6х1:16-ВТ	18,6	**Д1-195**
ЗТСШ1-195	127	425	МК98х6х1:16-ВТ	21	**ЗТСШ1-195**
ЗТСШ1-240.1.1	157	450	МК116х6х1:16-ВТ	31	**А9Ш, А9Ш1 А9ГТШ ЗТСШ1-240**
ЗТСШ1-240.07.004	170	475	МК116х6х1:16-ВТ	41,4	**ЗТСШ1-240**

Изготовитель – ОАО "Павловский машзавод"

617143, Пермская область, Очерский район, поселок Павловский, ул.Труда, 1.
Тел.(34278) 23581, .(34278) 23552, факс (34278)23345, телетайп 634653 РОТОР

Назад

Таблица 6.39. Валы гибкие (торсионы)

Предназначены для передачи вращения с ротора на вал шпинделя в винтовых двигателях.

Обозначение	Диаметр наружный, мм.	Длина, мм	Масса, кг	Применение
Вал **Д1-54**	32	700	2,32	**Д1-54**
Вал гибкий **Д-85**	30	700	3,3	**Д-85**
Вал гибкий **Д-85М**	30	1280	6	**Д-85М**
Торсион **Д1-105**	40	1840	14,5	**Д1-105**
Торсион **Д1-127**	50	1360	13	**Д1-127**
Торсион **Д1-145**	60	2200	37	**Д1-145**

Изготовитель – ОАО "Павловский машзавод"
617143, Пермская область, Очерский район, поселок Павловский, ул.Труда, 1.
Тел.(34278) 23581, .(34278) 23552, факс (34278)23345, телетайп 634653 РОТОР

Назад

Таблица 6.40. Переводники нижние

Предназначены для соединений шпиндельных секций с двигательными или турбинными секциями

Обозначение (наименование)	Диаметр наружный, мм	Длина, мм	Присоединительная резьба	Масса, кг	Применение
Переводник нижней секции ТС5-172.2.1	172	480	З-147 МК156х5,5х1:32	35	**ЗТСШ1-172** **ТПС-172**
Переводник нижней секции ТС6-195.1.2	195	570	З-171 РКТ177х5,08х1:16	65	**ЗТСШ1-195** **ЗТСШ1-195ТЛ** **ЗТСША-195-ТЛ** **ТРМ-195** **Ш01-195**
Переводник нижней секции ЗТС5Б-240.1.1	240	520	РКТ208х6,35х1:16 РКТ218х6,35х1:16	59,1	**А9Ш, А9ГТШ** **ЗТСШ1-240**

Изготовитель – ОАО "Павловский машзавод"
617143, Пермская область, Очерский район, поселок Павловский, ул.Труда, 1.
Тел.(34278) 23581, .(34278) 23552, факс (34278)23345, телетайп 634653 РОТОР

Назад

Таблица 6.41. Переводники вала

Предназначены для присоединения долота к валу шпинделя.

Обозначение (наименование)	Диаметр наружный, мм	Длина, мм	Присоединительная резьба :к валу	Присоединительная резьба к долоту	Масса, кг	Применение
Переводник наддолотный **Д1-54**	52	120	35х4х1:16-ВТСп	З-42	1,2	**Д1-54**
Переводник наддолотный **Д-85**	80	200	З-50	З-66	5	**Д-86, Д-85М**
Переводник **Д1-105**	100	230	З-66	З-76	9	**Д1-105**
Переводник вала **Д1-127**	108	230	З-76	З-88	6	**Д1-127**
Переводник вала **Д1-145**	105	290	З-76	З-88	13,3	**Д1-145**
Переводник вала ПМ-З-102/З-117	145	265	З-102	З-117	20,2	
Переводник вала ПМ-МК110х6х1:8/З-117	145	265	МК110х6х1:8	З-117	20,2	**ЗТСШ1-172 ШШО1М-195**
Переводник вала ПМ-З-117/З-117	145	265	З-117	З-117	20,2	**ТПС-172 ЗТСШ1-195 ТВ1-195 Д1-195 ТПМ-195 ШО1-195 ЗТСША-195ТЛ**
Переводник вала ПМ-З-133/З-152	175	350	З-133	З-152	33	**А9Ш,А9Ш1 А9ГТШ**
Переводник вала ПМ-З-133/З-147	175	350	З-133	З-147	33	**А9Ш2**
Переводник вала ПМ-З-147/З-152	175	350	З-147	З-152	33	
Переводник вала ПМ-З-147/З-147	175	350	З-147	З-147	33	**Т12М3Б-240**
Переводник вала КТД4С-172-190/40	172	350	З-133	З-147	30,7	**КТД4С-172-190/40**

Изготовитель – ОАО "Павловский машзавод"
617143, Пермская область, Очерский район, поселок Павловский, ул.Труда, 1.
Тел.(34278) 23581, .(34278) 23552, факс (34278)23345, телетайп 634653 РОТОР

Таблица 6.42. Основные технические характеристики оборудования для ремонта забойных двигателей.

Ключи	Максимальный момент силы , КН·м		Регулируемая частота вращения ,$с^{-1}$	Диапазон зажимаемых. диаметров, мм	Давление в пневмосистеме, МПа	Габаритные размеры, м			Масса, кг
К-10	98		0,011-0,26	80-240	0,59-0,78	8,0	1,97	1,48	8500
Ст-10	15		0,033-0,1	54-127	-	7,2	1,5	1,3	1500
Распрессовочные стенды	Макс. усилие, Кн		Скорость распрессовки, мм/сек	Диаметр распресс. двигателей, мм	Рабочий ход гидроцилиндров, м				
	Тянущее	Толкющ.							
СР-70	147	686	24,3	80-240	7,0	17,0	1,08	0,437	3175
СР-35	73,5	343	24,3	54-140	3,5	8,0	1,08	0,437	2120
Обкаточно-испытательные стенды	Макс. момент торможения, Н·м		Макс. частота вращения , $С^{-1}$	Диаметр испытуемых двигателей, мм	Рекомендуемые насосы				
СОИ-01	2500		42,0	54-127	НБ-80, 1 шт	8,0	0,69	1,47	900
СОИ-02	7500		42,0	127-240	НБ-125, 2шт	20,00	0,69	1,47	1800
СОИ-03	15000		42,0	127-240	НБ-125, 2шт	20,00	0,69	1,47	2000
Моечная установка замкнутого цикла	Максимальное давление жидкости, МПа		Производит. насоса, $м^3$/час	Темпреатура моющей жидкости, $^0С$	Загружаемые детали				
					Длина м	Вес кг			
УМ-01	0,3		20	45	2,3	400	4,15	3,14	1,5	2540

Разработчик – изготовитель : ОАО НПО "Буровая техника" - ВНИИБТ,
113803, г.Москва, ГСП, ул. Летниковская, 7-9, Тел. [095] 236-01-70. Факс [095] 959-67-11 Телетайп 112168 ДОЛОТО.

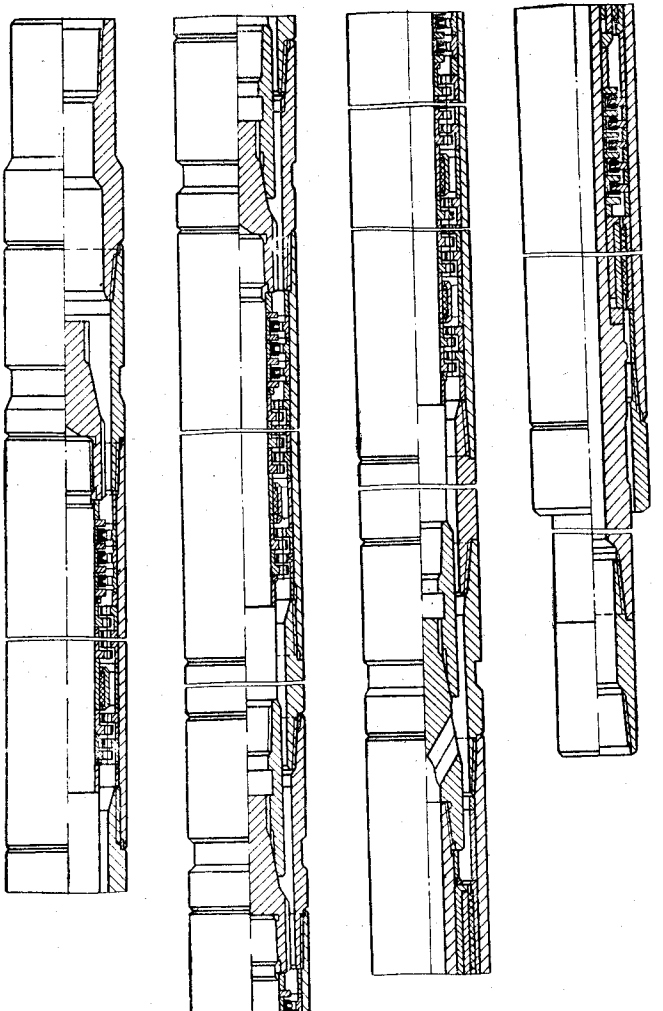


Рис. 6.1. Унифицированный шпиндельный скекционный турбобур типа 3ТСШ1 (шпиндель с резинометаллической пятой)

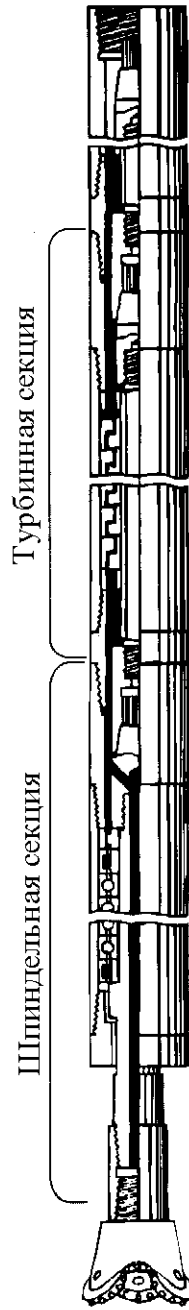


Рис. 6.2. Турбобур ТПР-105.

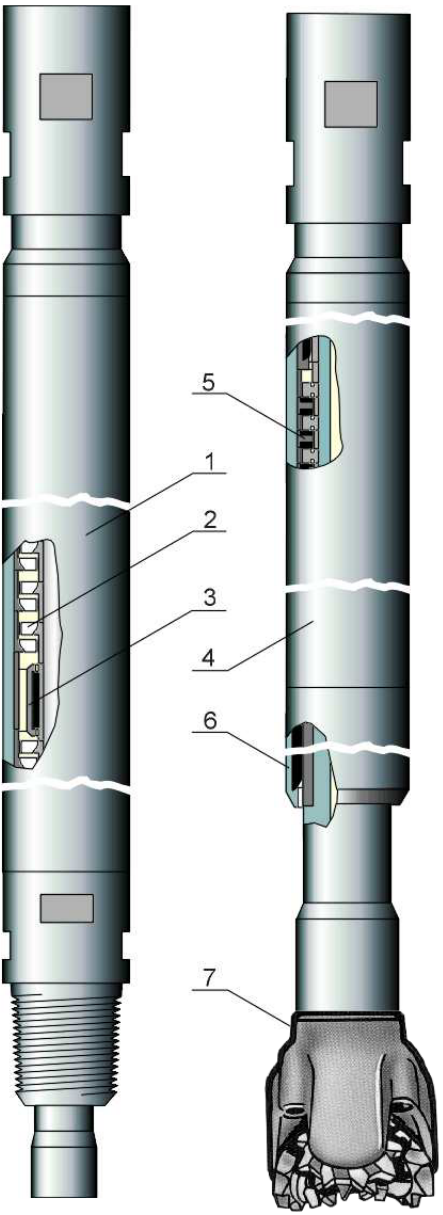


Рис. 6.3. Малогабаритные турбобуры ТШ-108Б, ТГ-124.

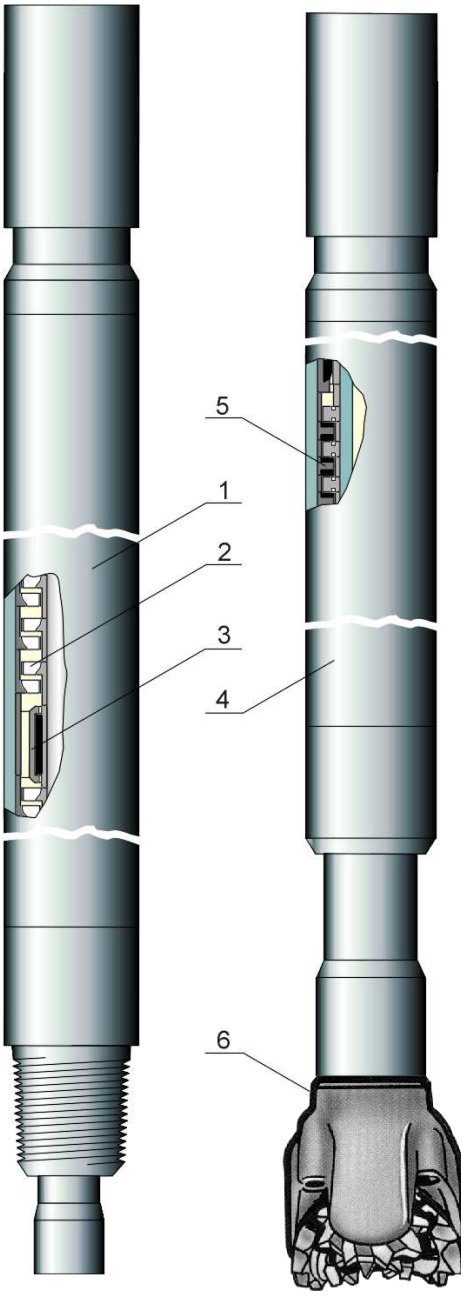


Рис. 6.4. Турбобуры ТШ-195, ТШ-240.

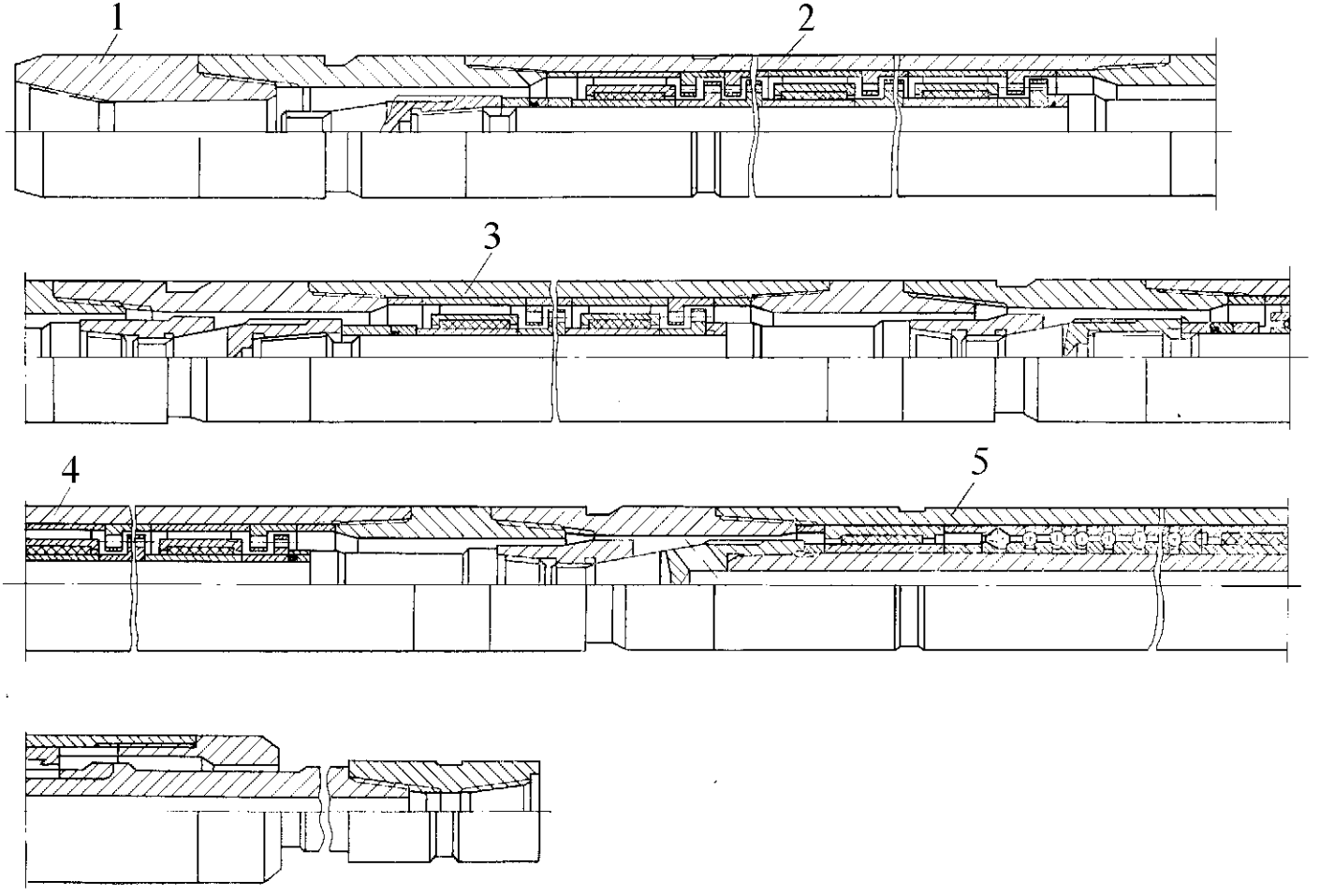


Рис. 6.5. Турбобур типа АГТШ.
1 - переводник к бурильным трубам; 2 - верхняя турбинная секция; 3 - средняя турбинная секция; 4 - нижняя турбинная секция; 5 - шпиндельная секция.

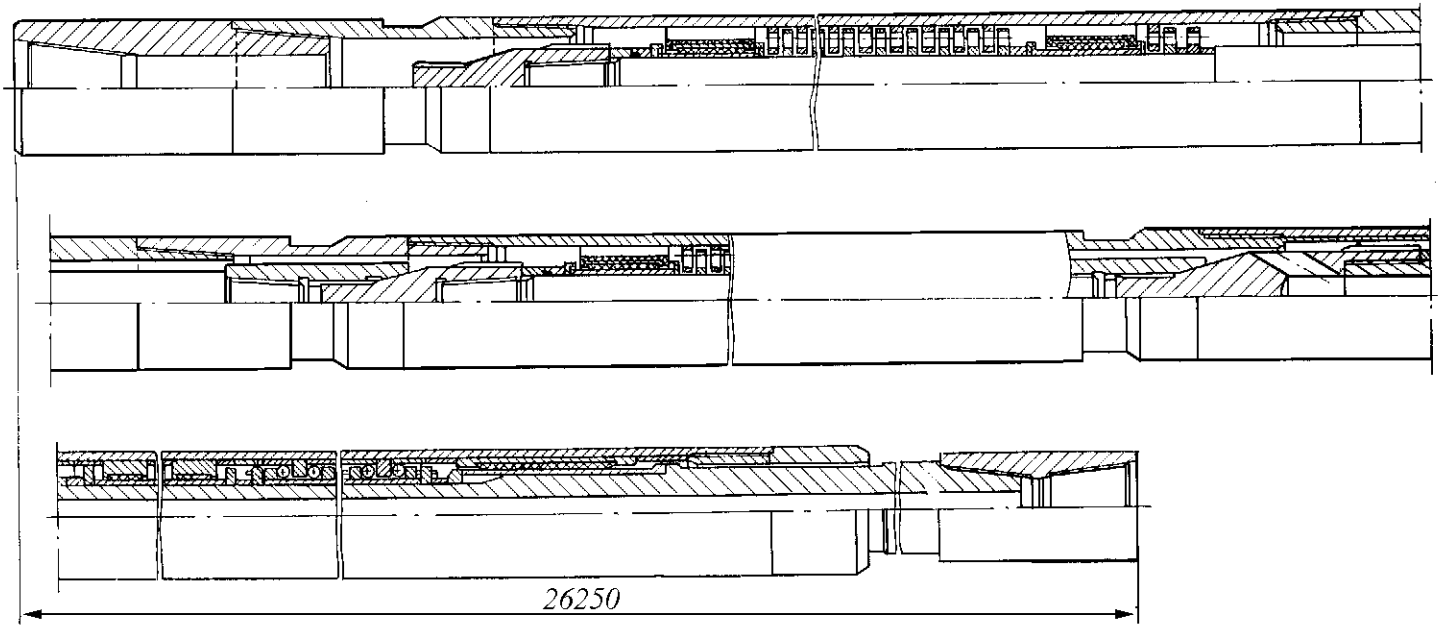


Рис. 6.6. Турбобур ТПС с плавющими статорами.

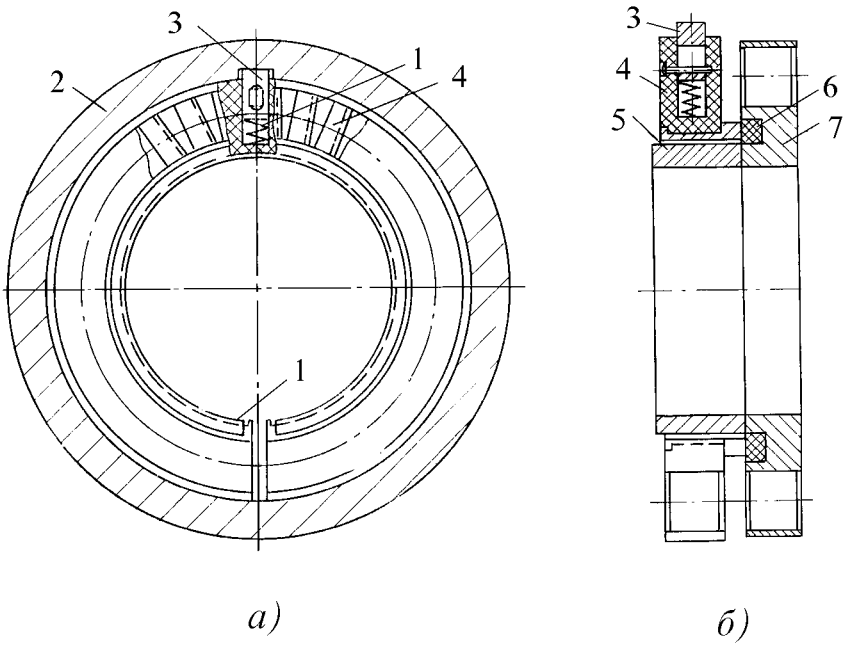


Рис. 6.7. Конструкция ступеней турбин с плавающим статором.
а - положение статора в корпусе секции; б - ступень турбины.
1 - пружины; 2 - корпус секции; 3 - шпонка; 4 - статор; 5 - кольцо;
6 - резиновая подушка опоры ротор; 7 - ротор.

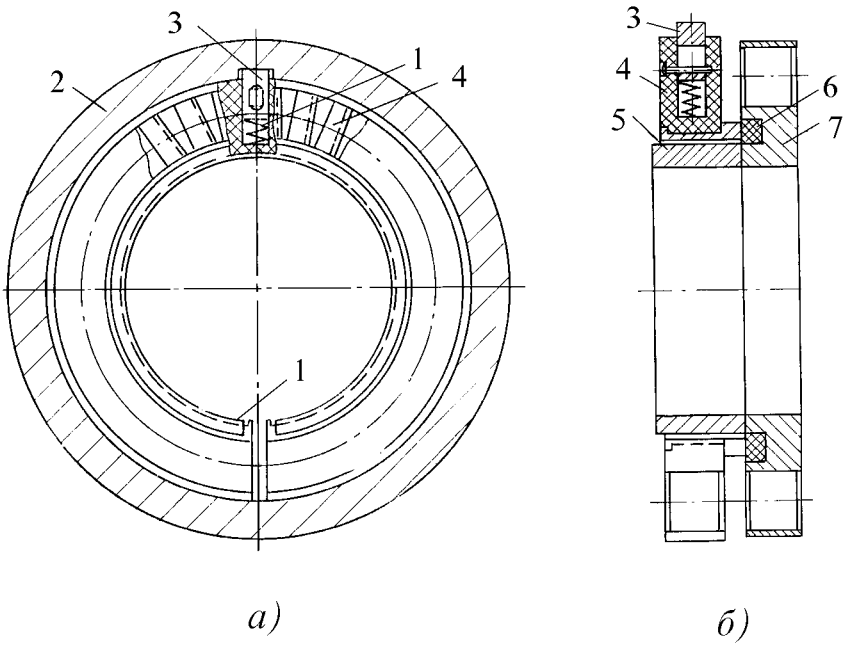


Рис. 6.7. Конструкция ступеней турбин с плавающим статором.
а - положение статора в корпусе секции; б - ступень турбины.
1 - пружины; 2 - корпус секции; 3 - шпонка; 4 - статор; 5 - кольцо;
6 - резиновая подушка опоры ротор; 7 - ротор.

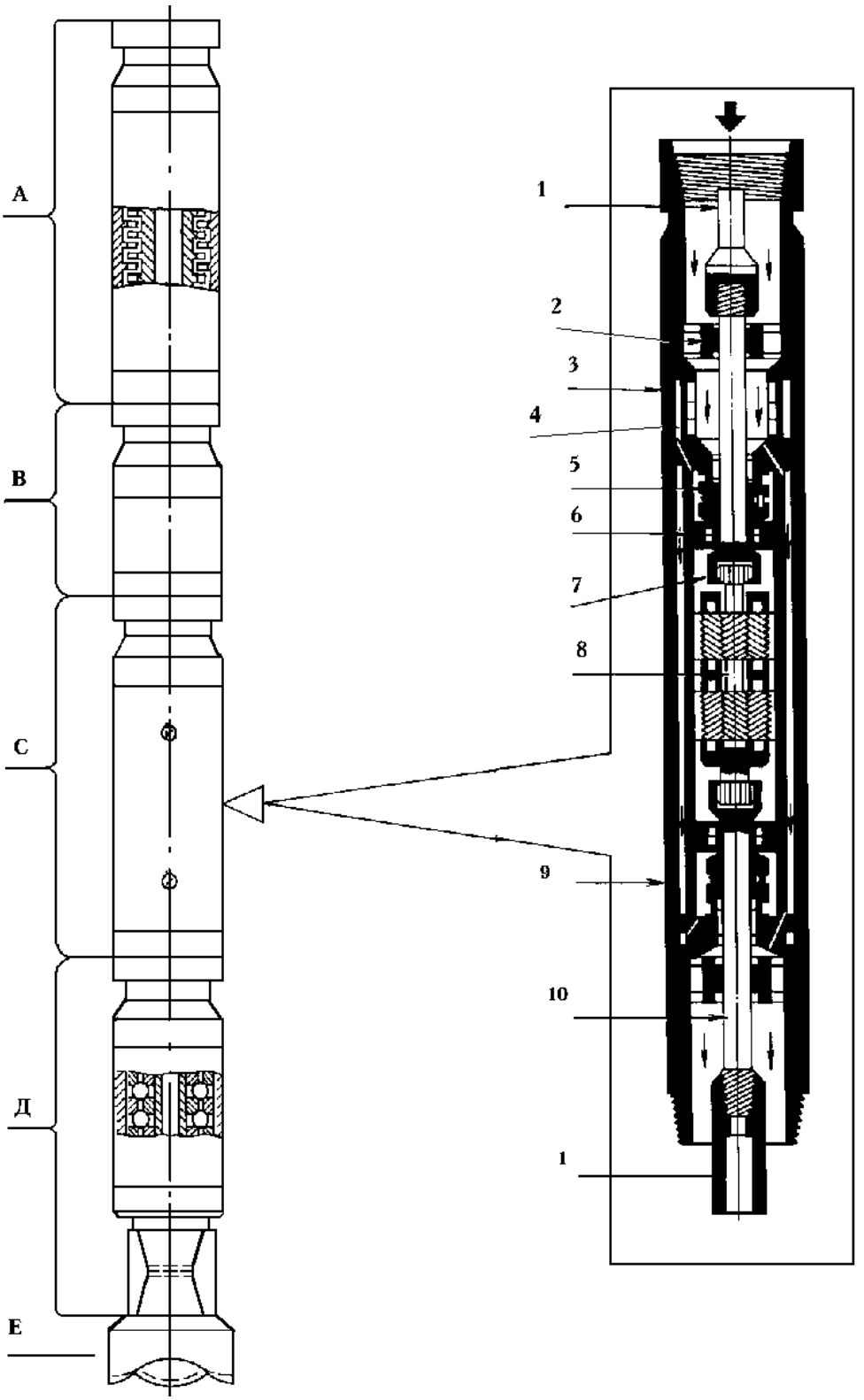


Рис. 6.8. Редукторный турбобур ТРМ-195.
А-турбина; **В**-опорный узел; **С**-редуктор-вставка; **Д**-опорный узел; **Е**-долото.

1-полумуфта; 2-радиальная опора; 3-клапан; 4-лубрикатор; 5-уплотнение; 6-роликоподшипник; 7-входной вал; 8-планетарная передача; 9-корпус; 10-выходной вал.

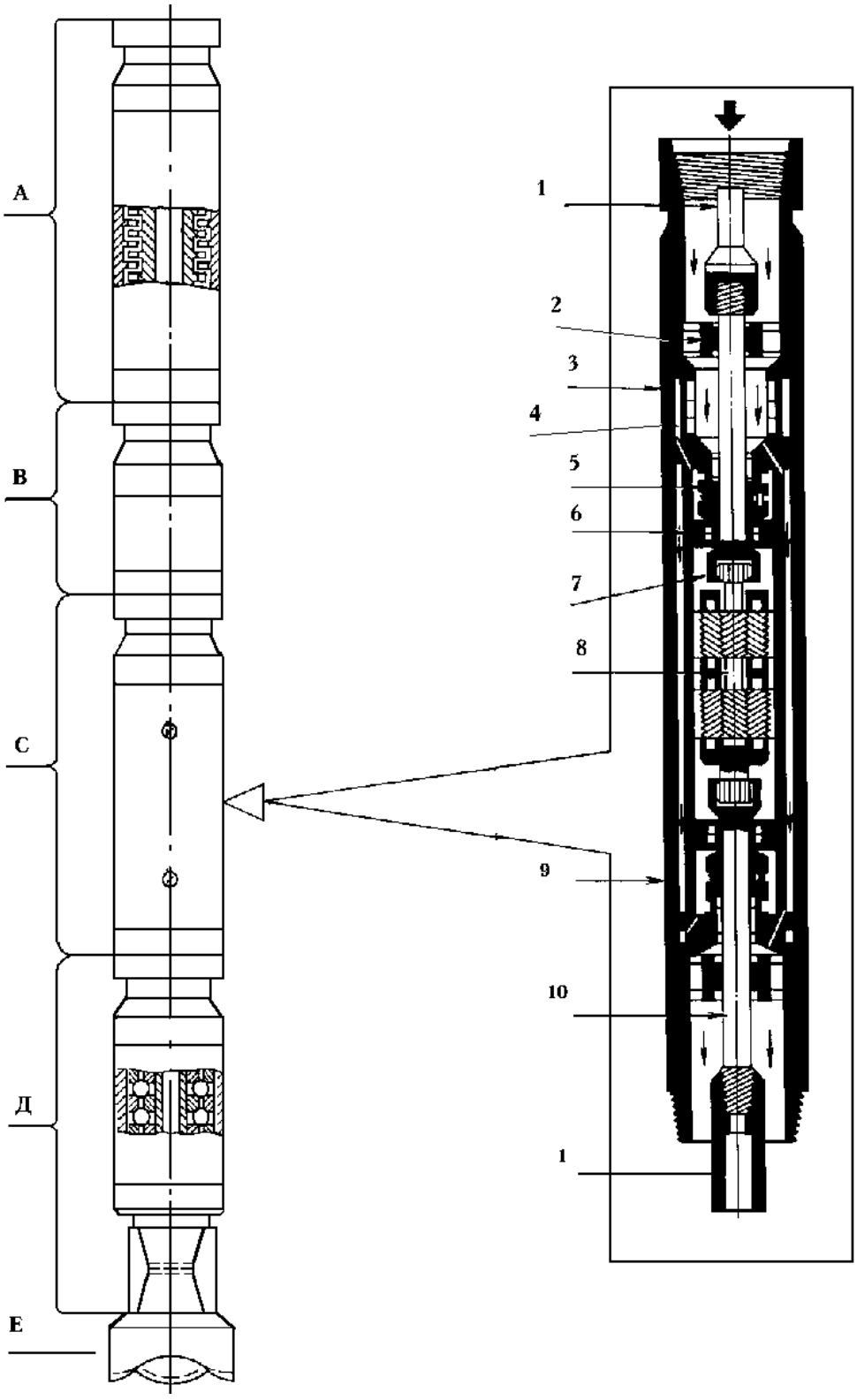


Рис. 6.8. Редукторный турбобур ТРМ-195.
А-турбина; **В**-опорный узел; **С**-редуктор-вставка; **Д**-опорный узел; **Е**-долото.

1-полумуфта; 2-радиальная опора; 3-клапан; 4-лубрикатор; 5-уплотнение; 6-роликоподшипник; 7-входной вал; 8-планетарная передача; 9-корпус; 10-выходной вал.

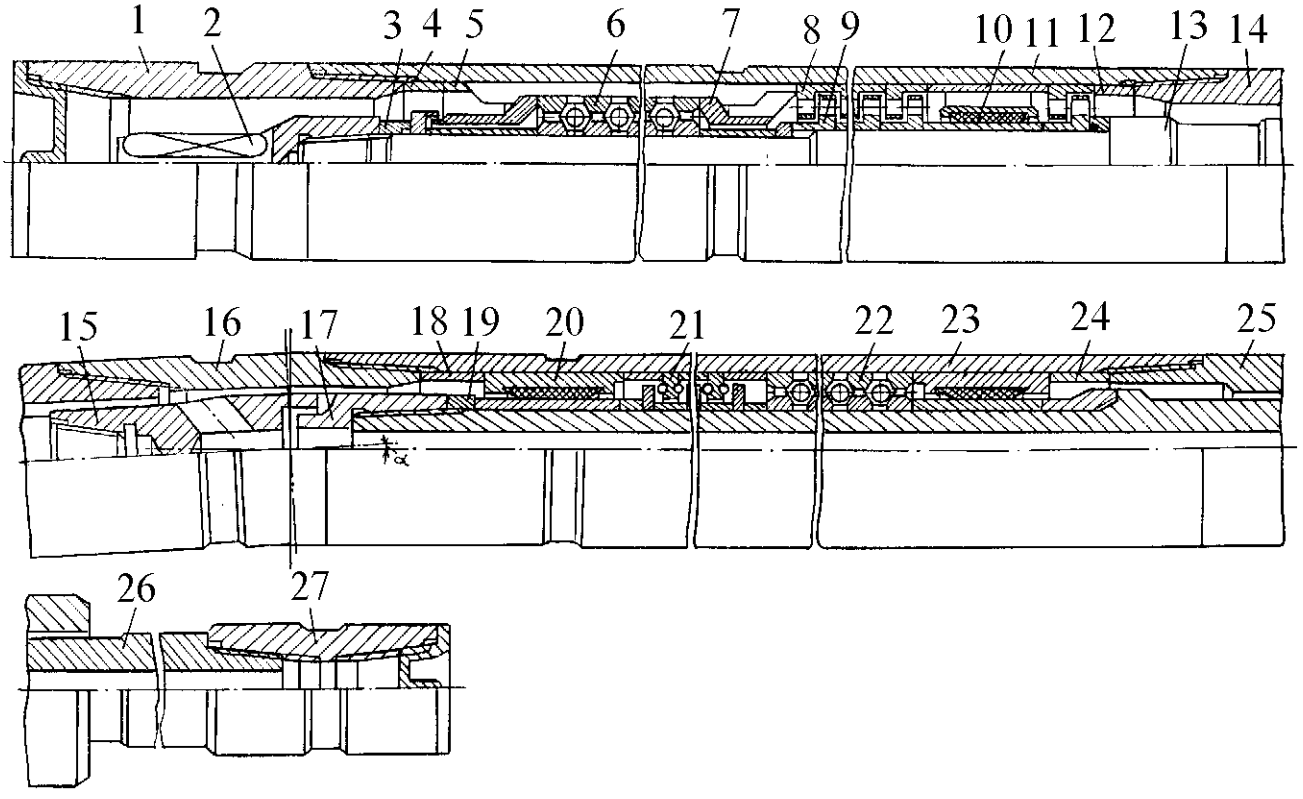


Рис. 6.9. Турбобур - отклонитель ТО2.
1 - промежуточный переводник; 2, 15 - полумуфты; 3, 4, 12, 18, 19, 24 - регулировочные кольца; 5, 7 - верхний и нижний фонари; 6, 22 - многорядные упорно-радиальные шарикоподшипники типа 128700; 8 - статор; 9 - ротор; 10 - средняя опора; 11, 13 - корпус и вал турбинной секции; 14, 16 - соединительный и искривленный переводники; 17 - шарнирное соединение; 20 - нижняя опора; 21 - ступени пяты-сальника; 23, 26 - корпус и вал шпиндельной секции; 25 - ниппельная гайка; 27 - переводник вала.

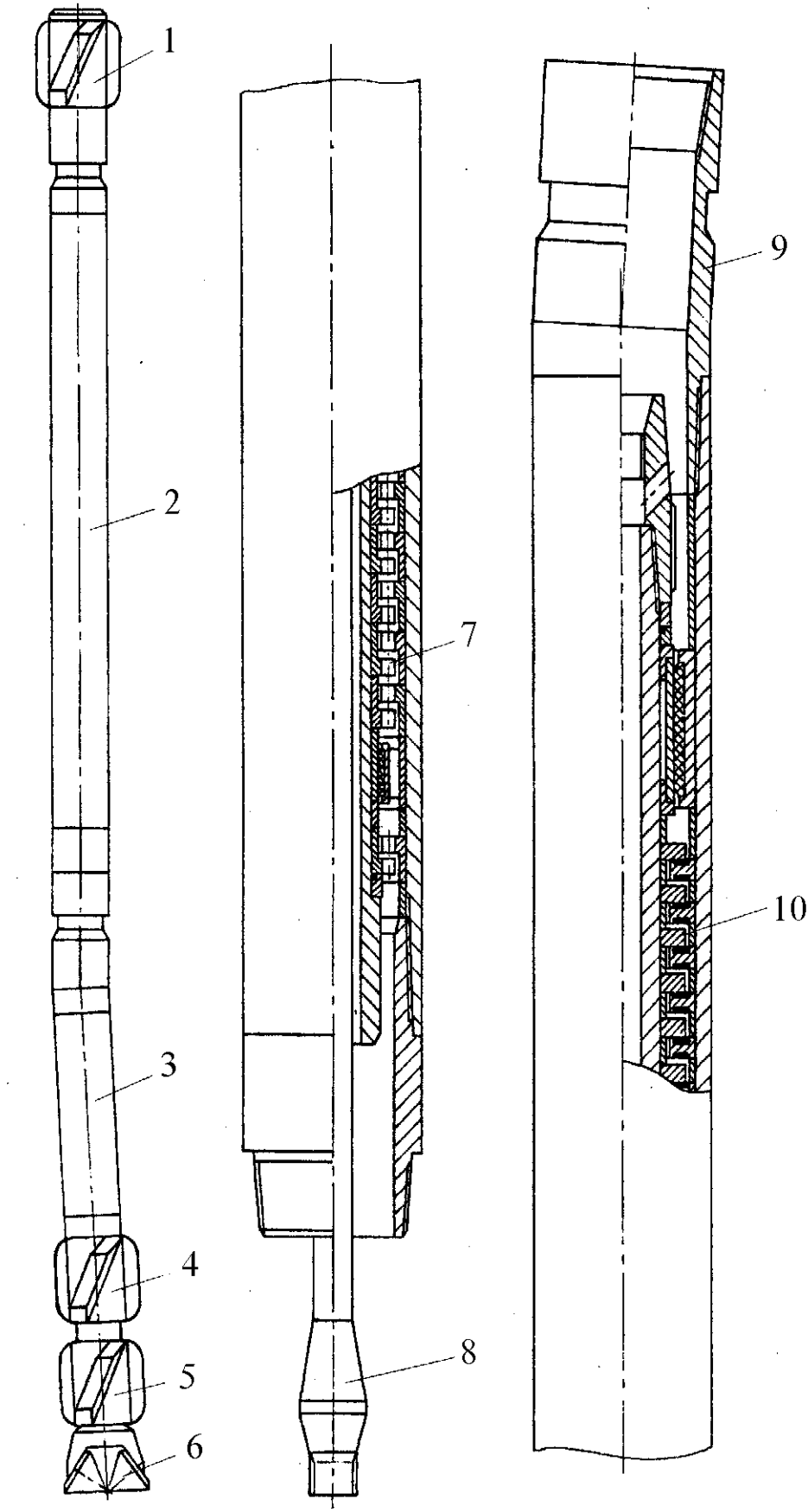


Рис. 6.10. Турбобур - отклонитель ТО-240КЕ.
1 - переводник-центратор; 2 - турбинная секция; 3 - шпиндель; 4 - ниппель-центратор; 5 - калибратор; 6 - долото; 7 - ступень турбины; 8 - торсион; 9 - искривленный переводник; 10 - осевая опора шпинделя.

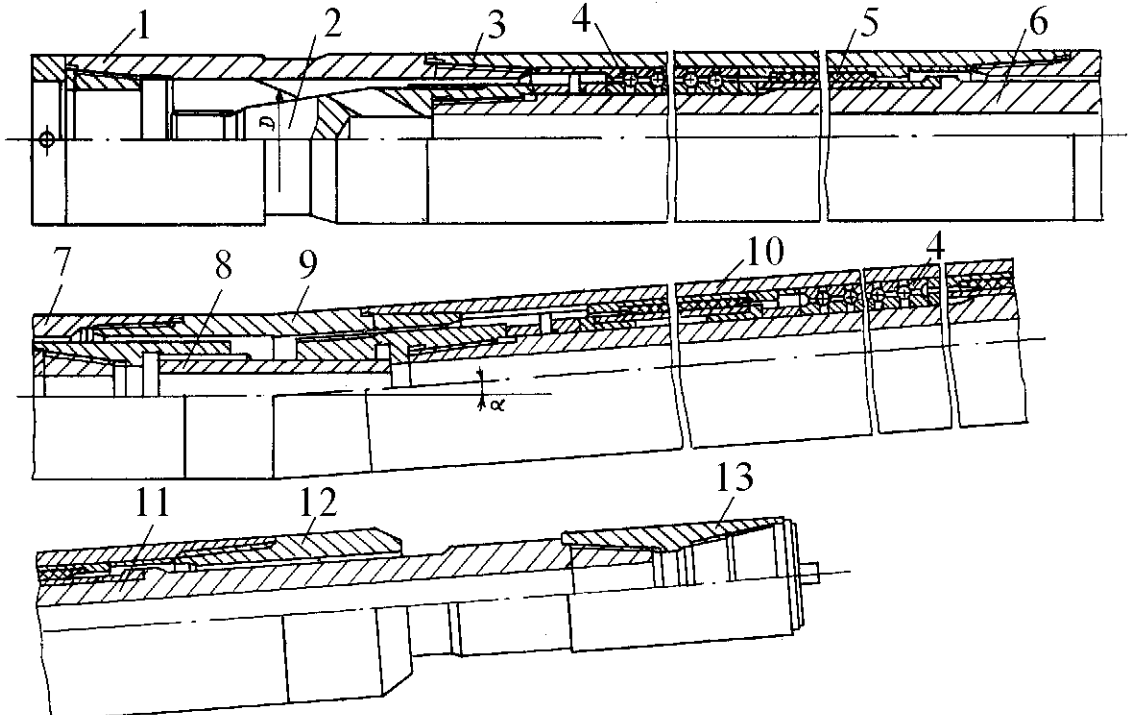


Рис. 6.11. Шпиндель - отклонитель ШШО1-195.
1 - перводник нижней секции; 2 - полумуфта шпинделя; 3, 10 - крпусы;
4 - упорно-радиальный многорядный шарикоподшипник No 128721;
5 - нижняя опора; 6, 11 - валы; 7 - переводник; 8 - двойной шарнир;
9 - искривленный переводник; 12 - ниппельная гайка; 13 - переводник вала.

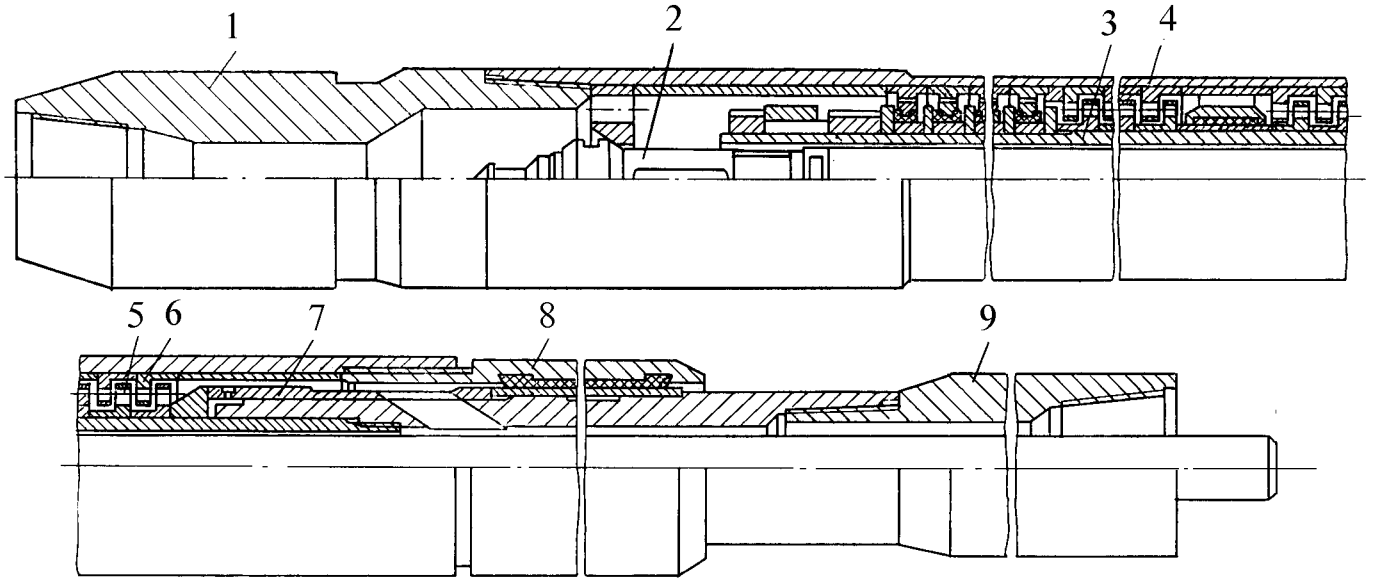


Рис. 6.12. Колонковое турбодолото КТД3-240-269/40.
1 - переводник корпуса; 2 - грунтоноска; 3 - вал; 4 - корпус;
5 - ротор; 6 - статор;7 - фонарь; 8 - ниппель; 9 - переводник вала.

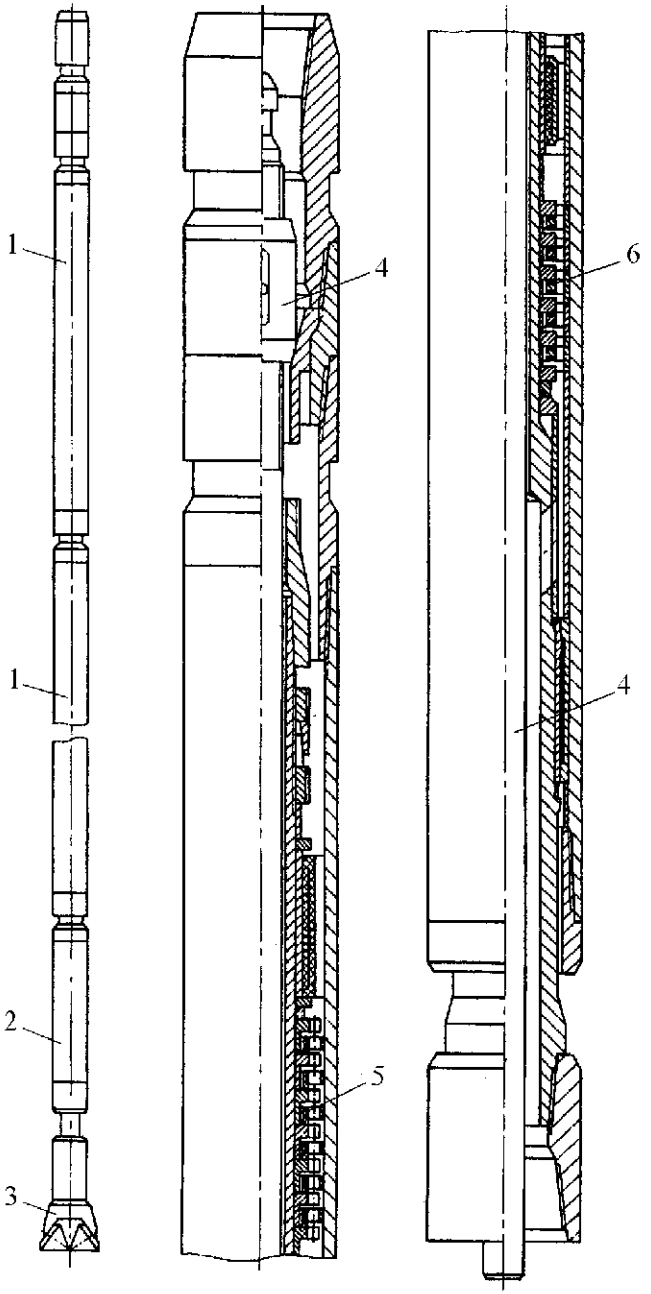


Рис. 6.13. Керноотборный турбобур со съемным керноприёмником 2УКТ-172/40.
1 - турбинная секция; 2 - шпиндель; 3 - бурголовка; 4 - керноприёмник; 5 - ступень турбины; 6 - осевая опора шпинделя.

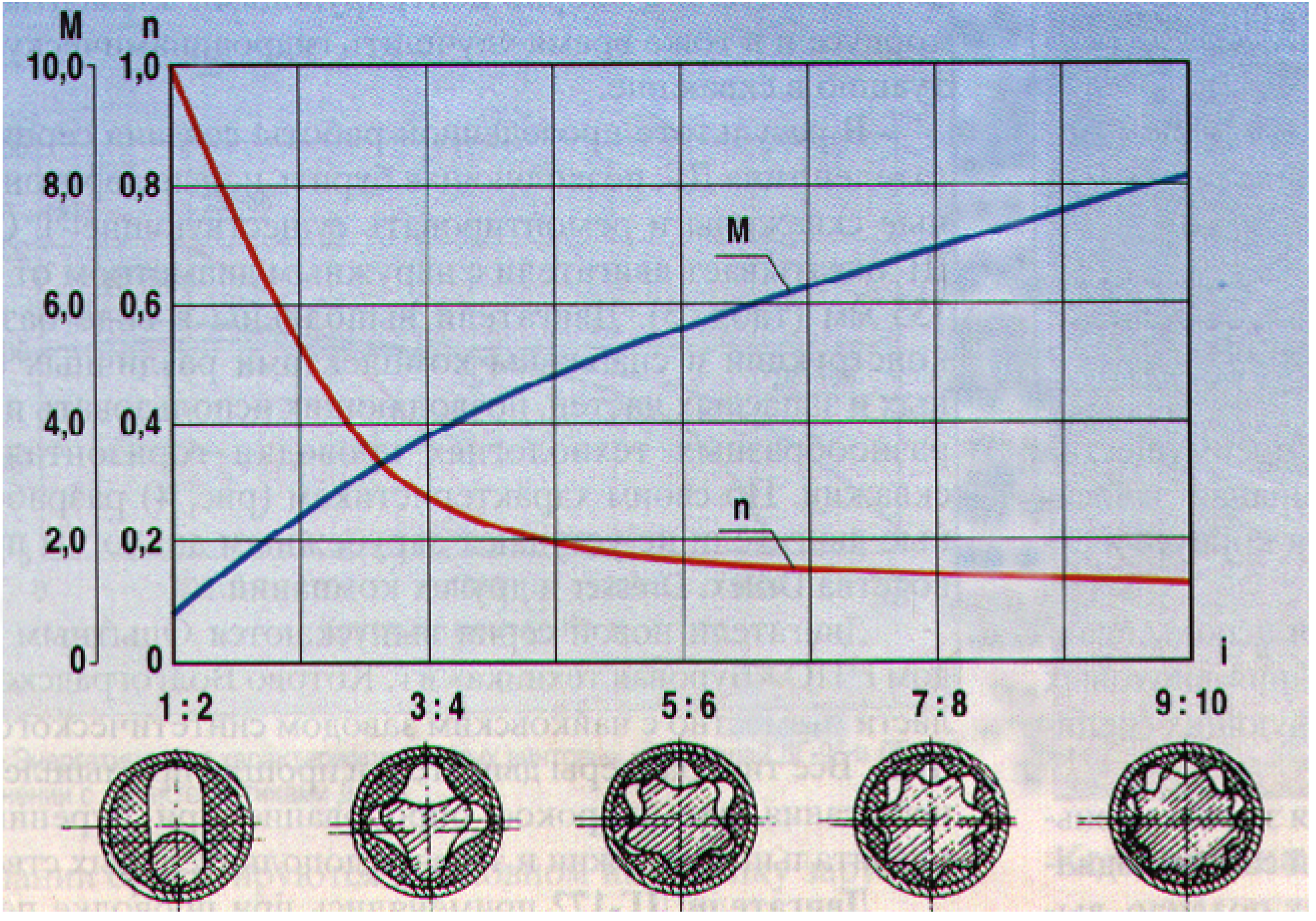


Рис. 6.13.1. Влияние кинематического отношения на характеристики винтового забойного двигателя.

НАЗАД

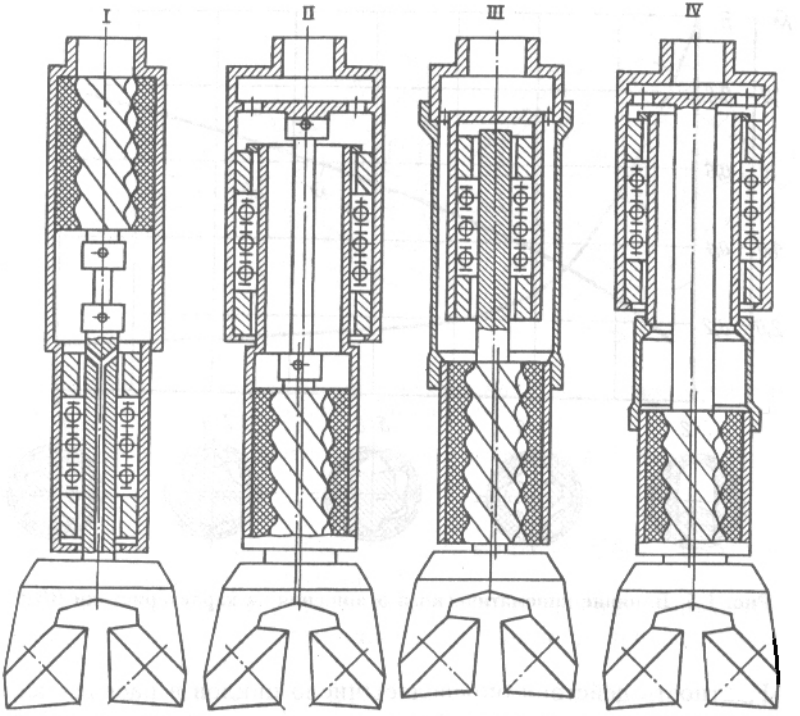


Рис. 6.13.2. Варианты взаимодействия ротора и статора винтового героторного механизма.

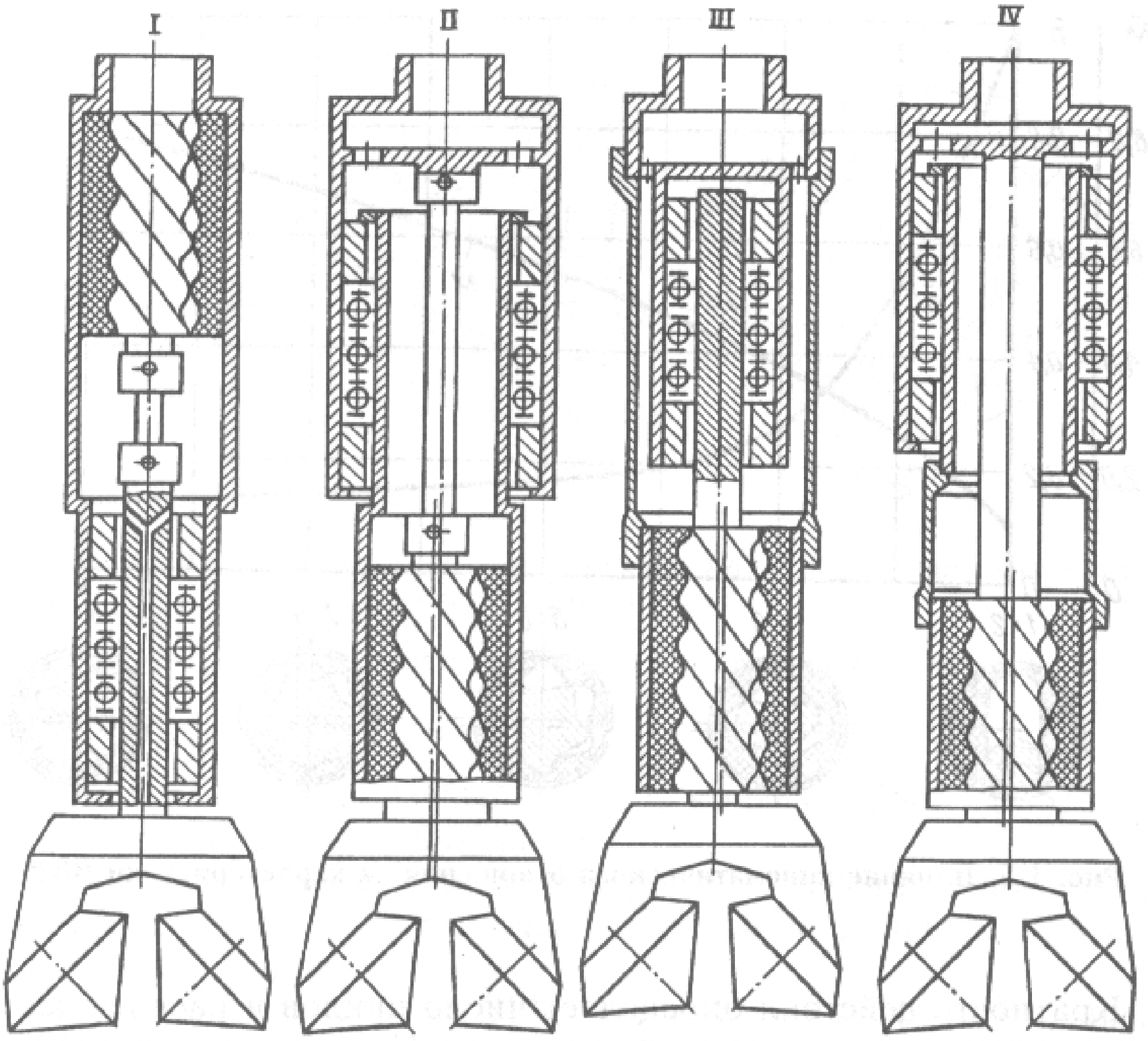


Рис. 6.13.2. Варианты взаимодействия ротора и статора винтового героторного механизма.

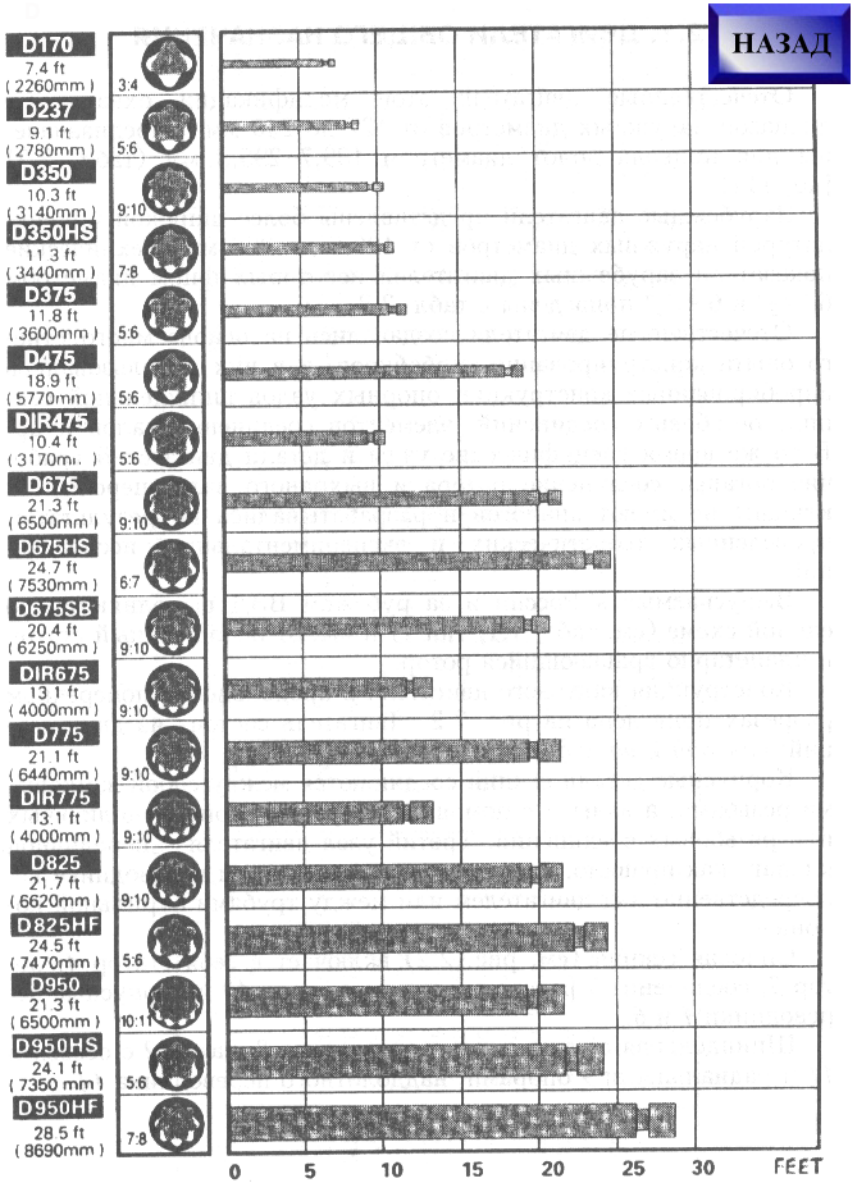
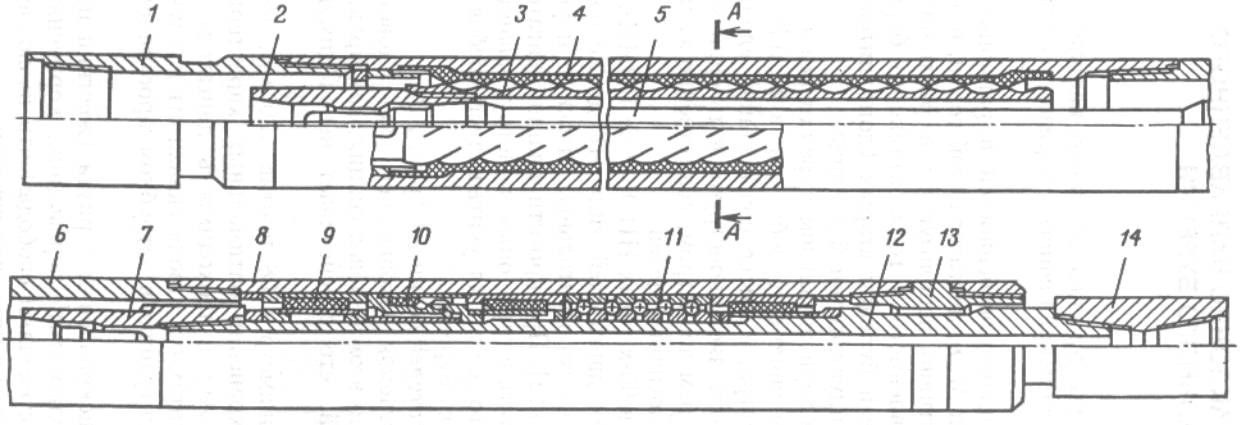


Рис. 6.13.3. Типоразмеры двигателей, выпускаемых фирмой "Drilex".



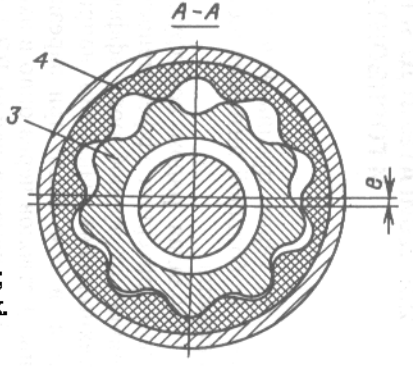


Рис. 6.13.4. Двигатель общего назначения Д2-195.
1-верхний переводник; 2-муфта ротора; 3-ротор; 4-статор; 5-гибкий вал; 6-переводник шпинделя; 7-муфта шпинделя; 8-корпус шпинделя; 9-радиальная опора; 10-торцовый сальник; 11-многорядный упорно-радиальный подшипник; 12-вал шпинделя; 13-ниппель; 14-наддолотный переводник.

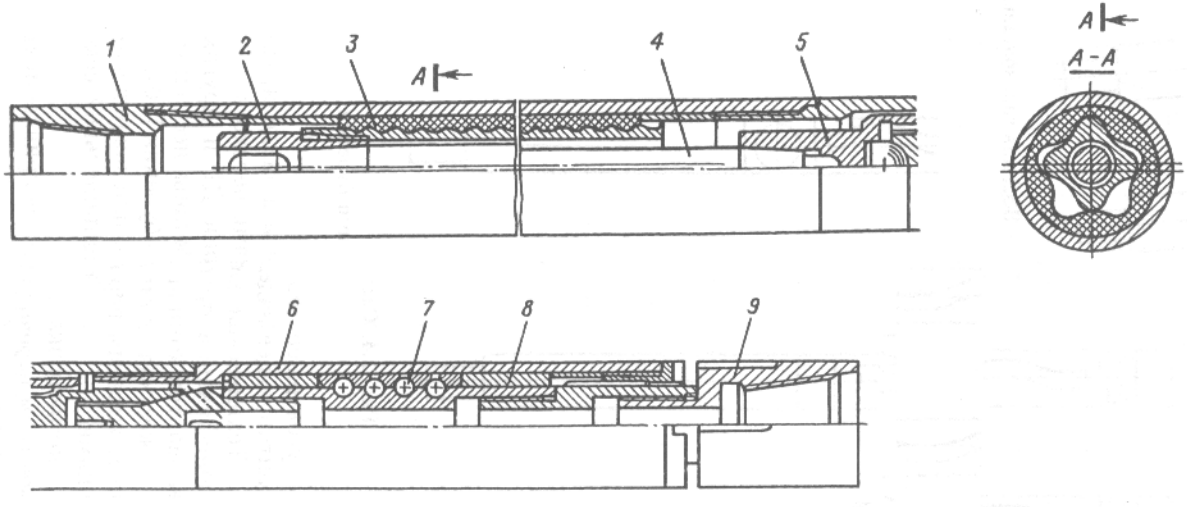


Рис. 6.13.5. Двигатель для горизонтального бурения ДГ-108. 1-верхний переводник; 2- ротор в сборе; 3-статор; 4-гибкий вал; 5-шарнир; 6-корпус шпинделя; 7-осевая опора; 8-радиальная опора; 9-наддолотный переводник.

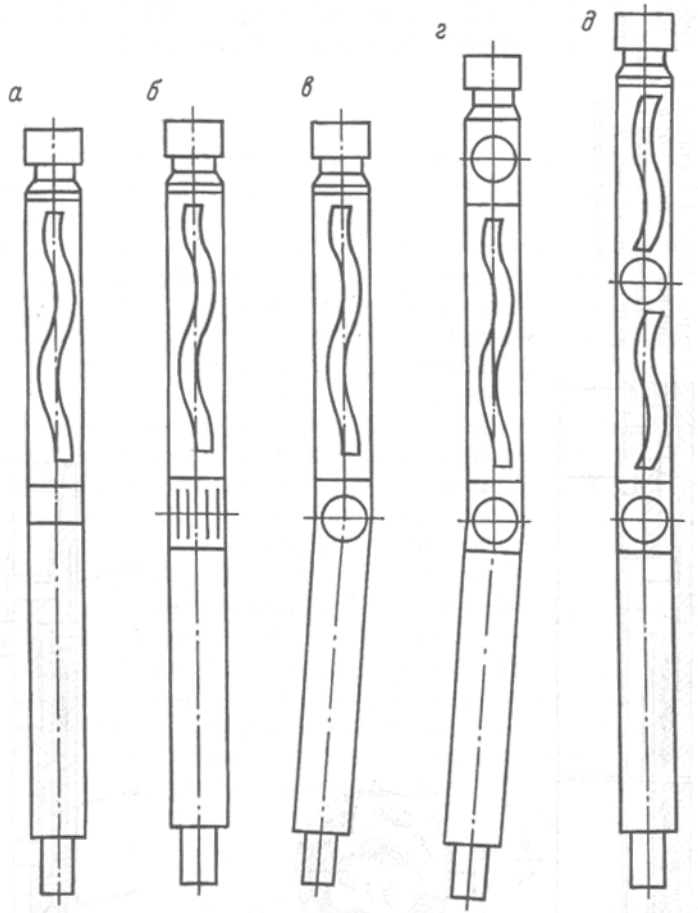


Рис. 6.13.6. Схема компоновок винтового забойного двигателя для горизонтального бурения.

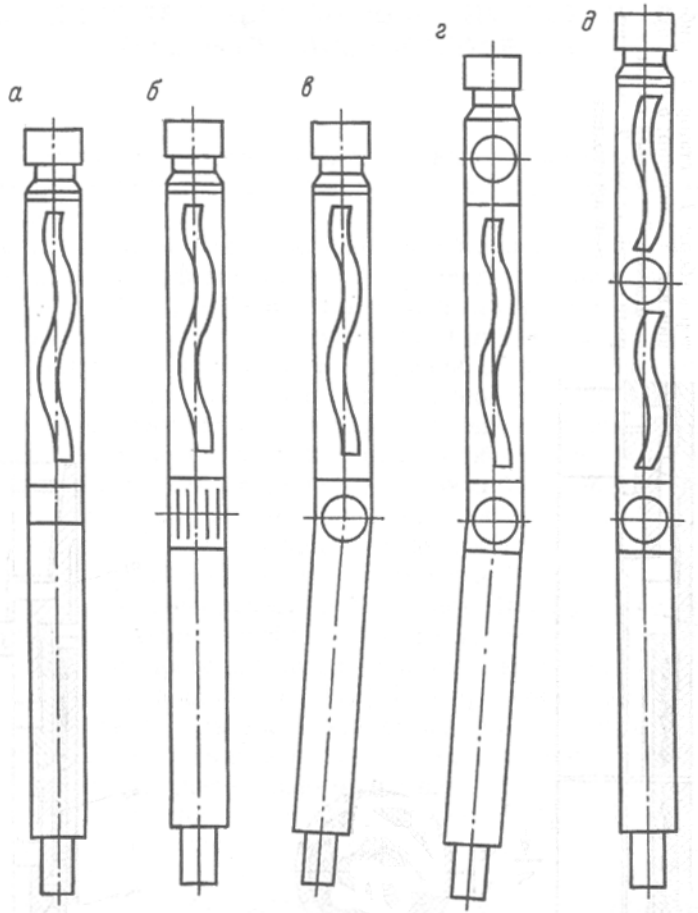


Рис. 6.13.6. Схема компоновок винтового забойного двигателя для горизонтального бурения.

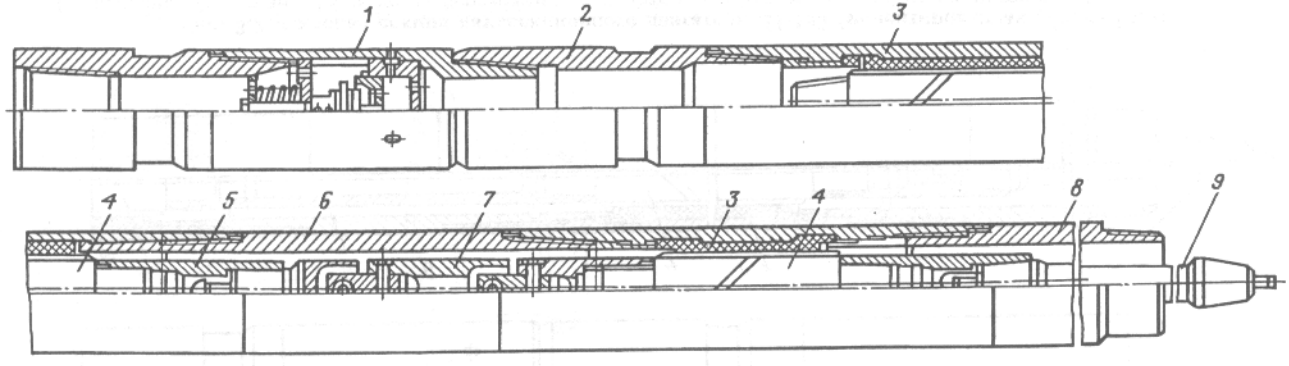


Рис. 6.13.7. Силовая секция двухсекционного двигателя Д1-195 (неориентированная сборка рабочих органов).
1-переливной клапан; 2-верхний переводник; 3-статоры; 4-роторы; 5-втулки ротора; 6, 8-переводники; 7-карданный вал; 9-гибкий вал.

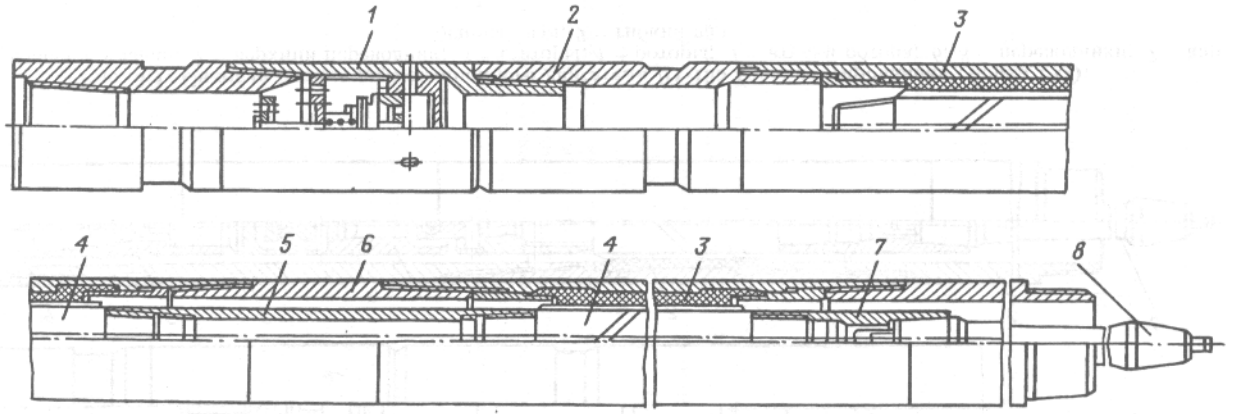


Рис. 6.13.8. Силовая секция двухсекционного двигателя Д1-195 (ориентированная сборка рабочих органов).
1-переливной клапан; 2-верхний переводник; 3-статоры; 4-ротор; 5-переводник роторный; 6-переводник корпусной; 7-втулка ротора; 8-гибкий вал.

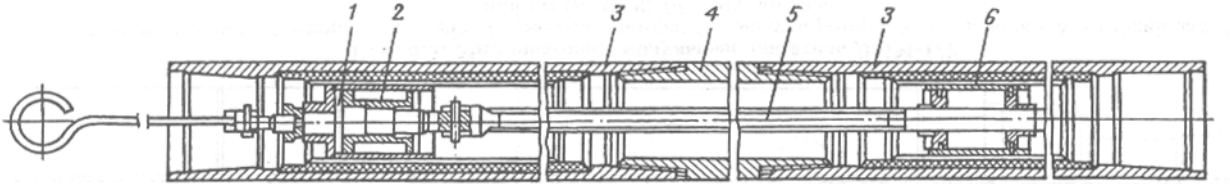


Рис. 6.13.9. Устройство для ориентированной сборки статоров.

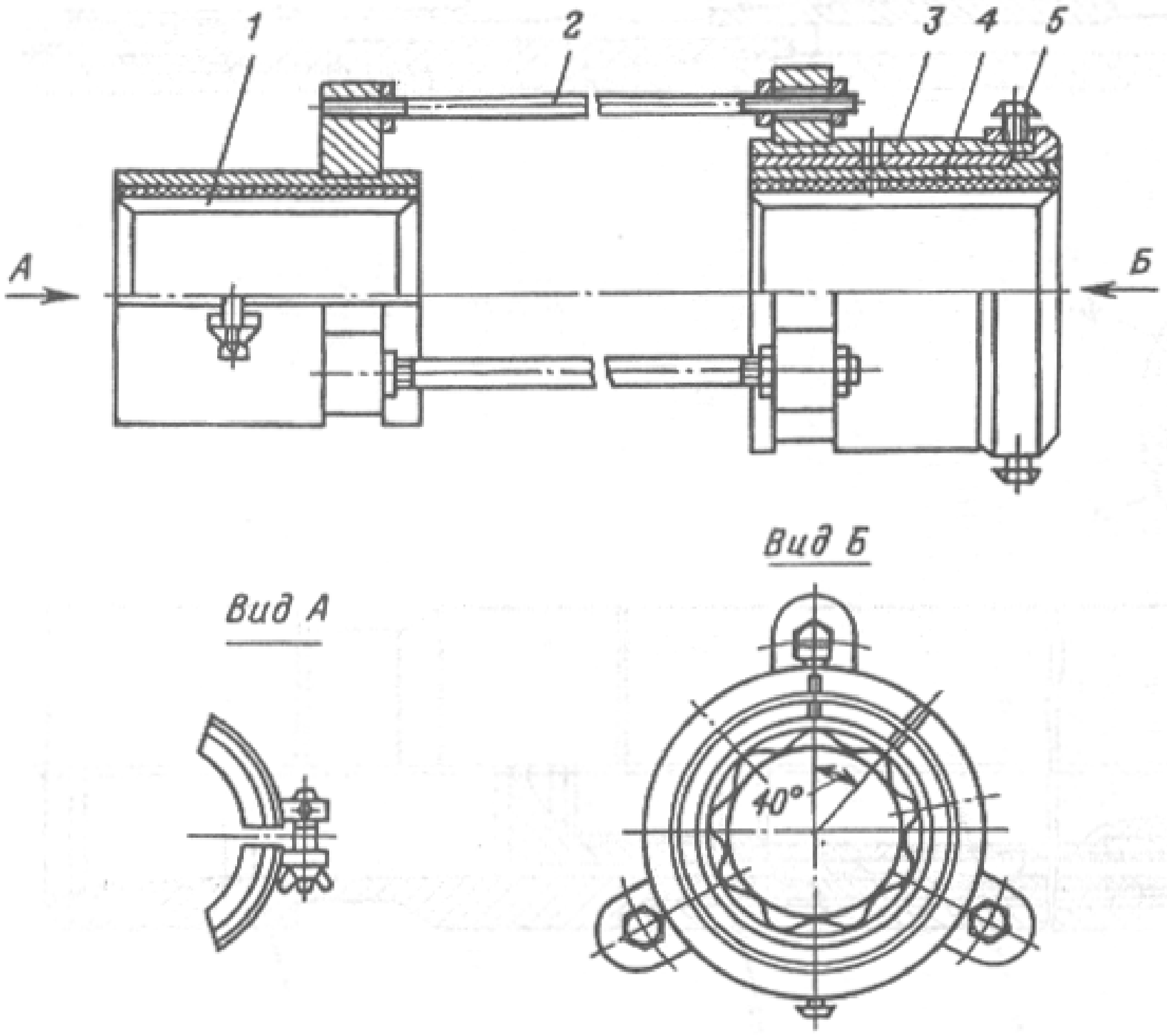


Рис. 6.13.10. Устройство для ориентированной сборки роторов.
1-монтажный статор; 2-штанга; 3-крышки с прорезями; 4-монтажный статор с прорезями на торце; 5-крепежные болты.

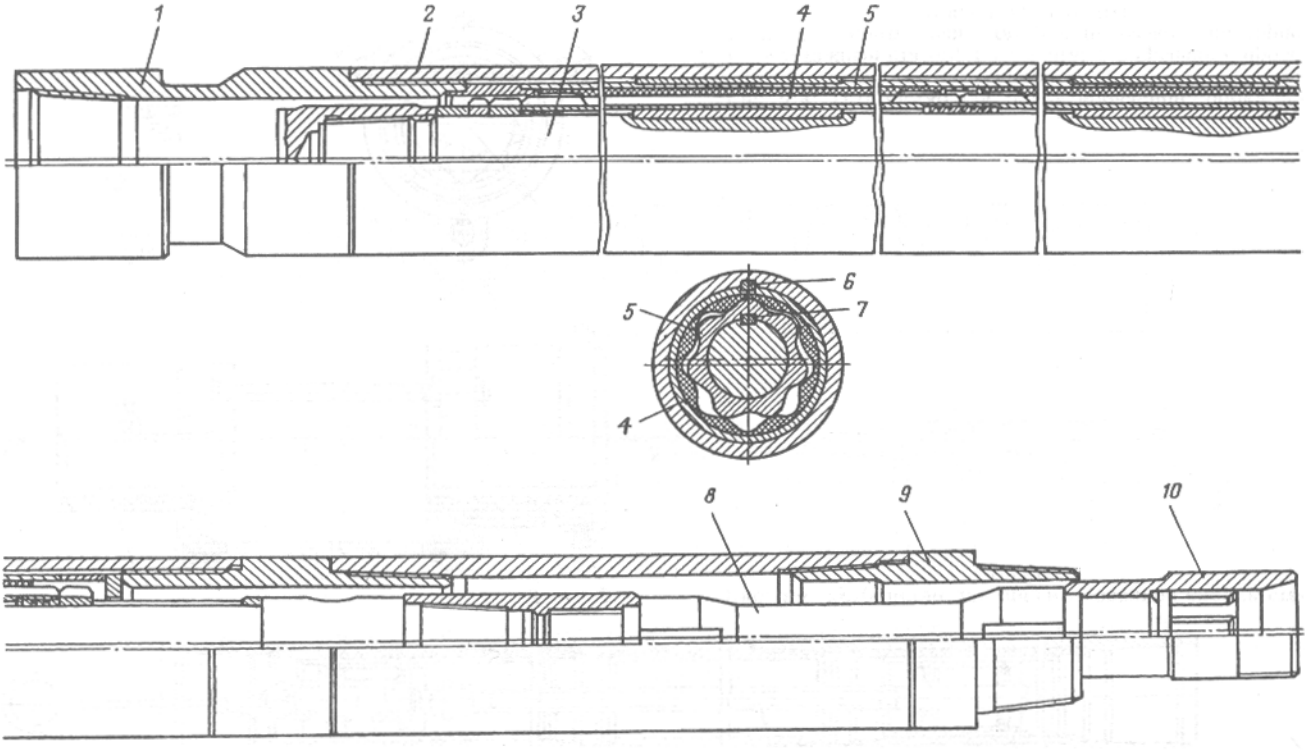


Рис. 6.13.11. Многошаговый модульный двигатель ДММ-172.
1-верхний переводник; 2-корпус; 3-вал; 4-модуль статора; 5-модуль ротора; 6, 7-шпонки; 8-гибкий вал (торсион); 9-нижний преводник; 10-втулки вала.

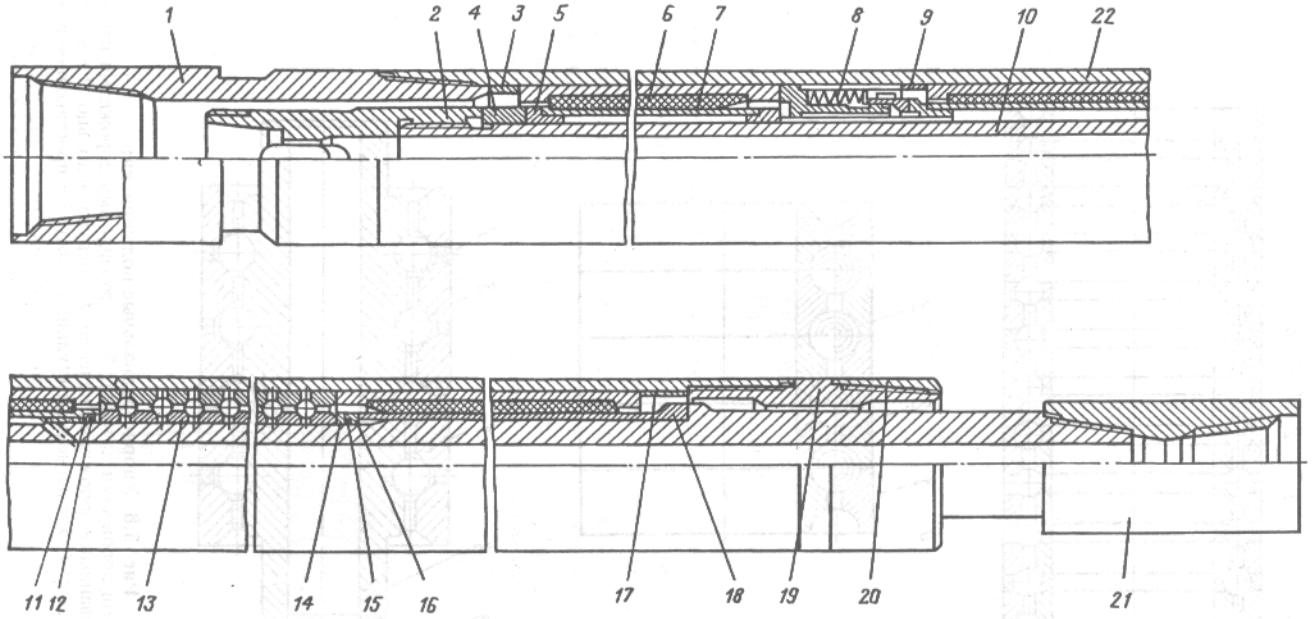


Рис. 6.13.12. Шпиндельная секция.
1-переводник нижний; 2-муфта; 3-втулка регулировочная; 4-кольцо регулировочное; 5, 11-втулка подкладная; 6-опора нижняя; 7-втулка нижней опоры; 8-сальник торцовый; 9, 12-кольцо; 10-вал шпинделя; 13-пакет упорных подшипников; 14, 18-втулка упорная; 15-кольцо; 16-втулка кольца уплотнительного; 17-втулка регулировочная; 19, 21-переводник; 20-гайка; 22-корпус.

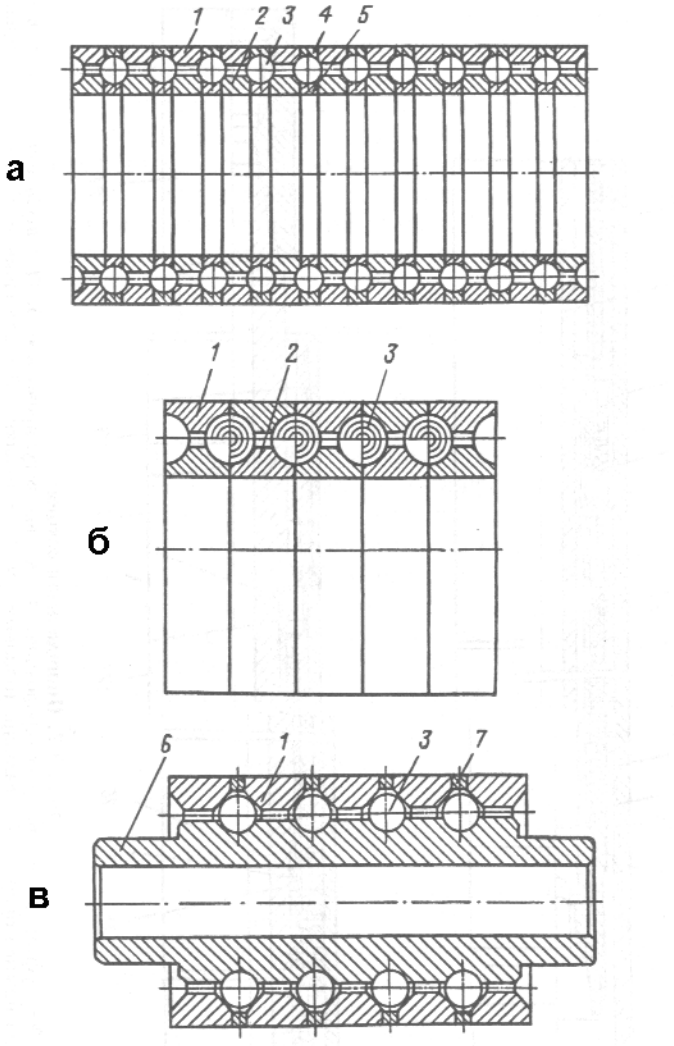


Рис. 6.13.13. Упорно-радиальные подшипники.
а-с коническими дорожками качения;
б-с тороидными дорожками качения;
в-с комбинированными дорожками качения.
1-наружное кольцо; 2-внутреннее кольцо; 3-шар;
4, 5-распорные втулки; 6-вал; 7-проставочное кольцо.

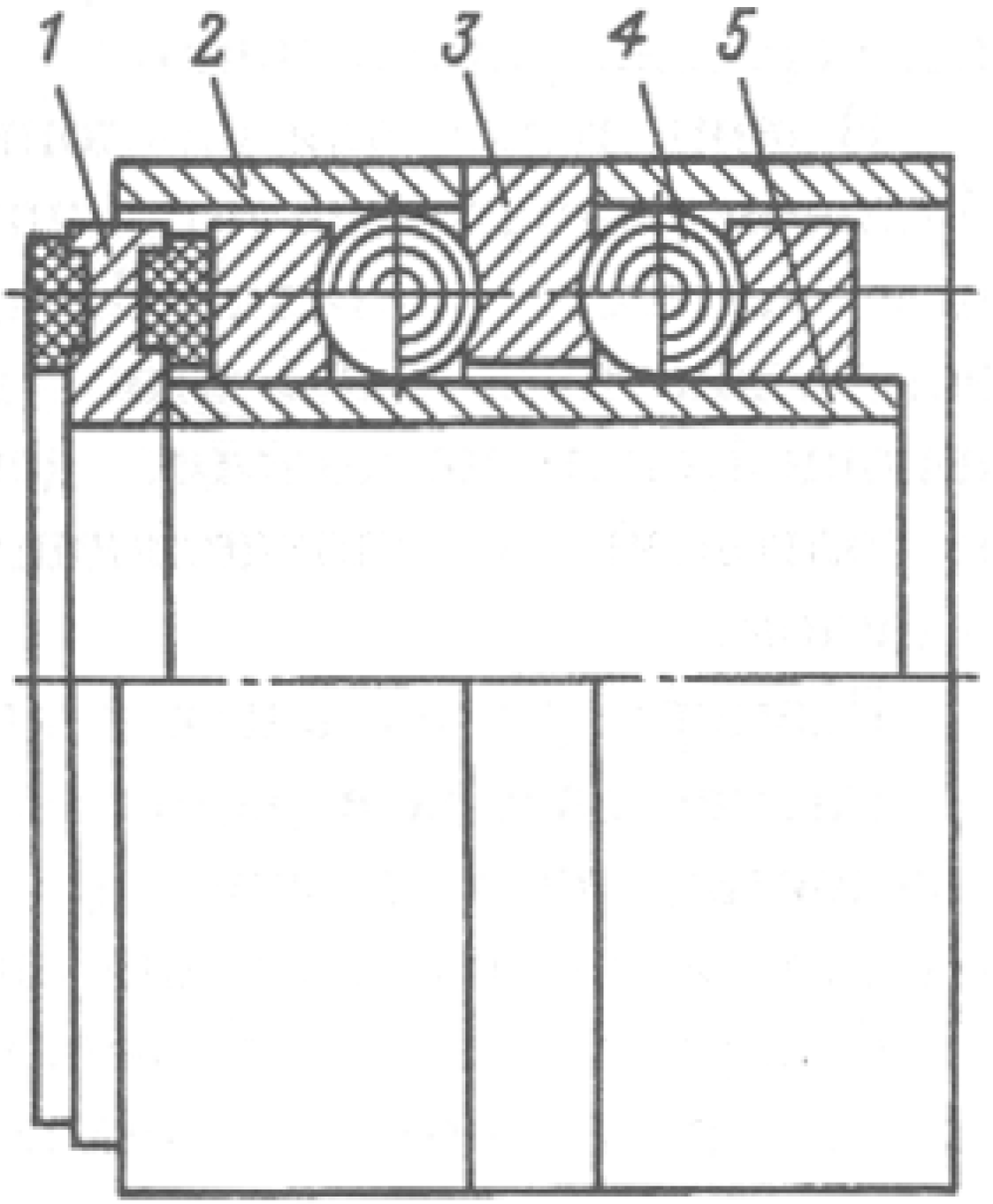


Рис. 6.13.14. Ступень многорядного упорного подшипника качения с резиновым компенсатором типа ШШО.

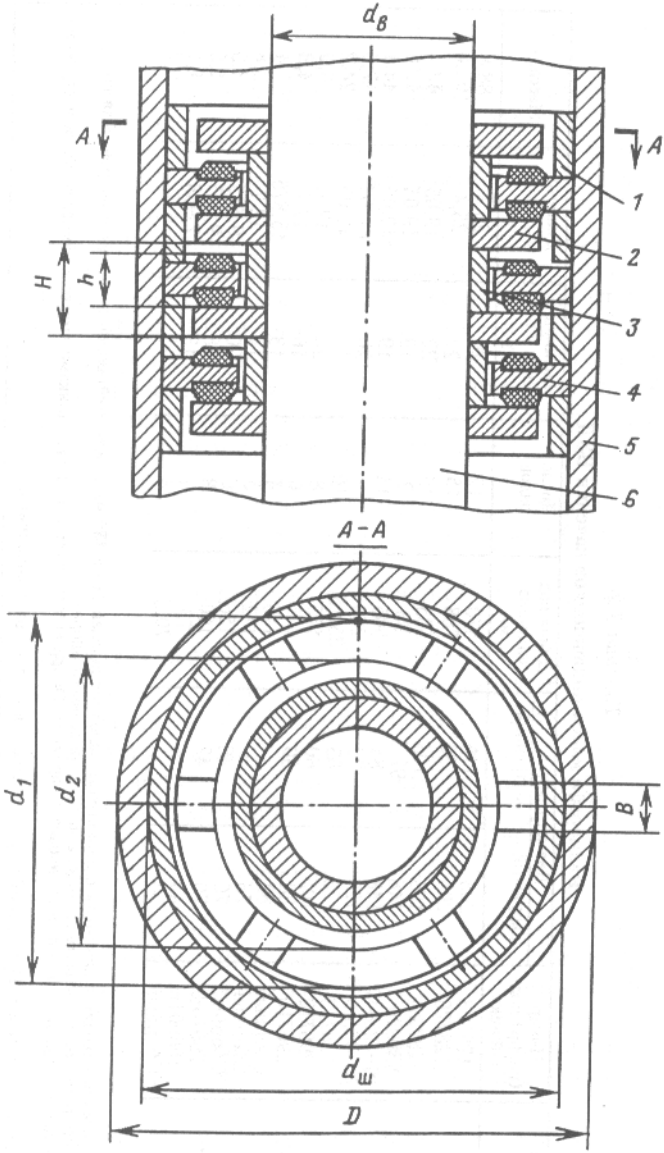


Рис. 6.13.15. Многорядная осевая опора скольжения. 1-наружное кольцо;2-диск; 3-внутреннее кольцо; 4-подпятник; 5-корпус шпинделя; 6-вал.

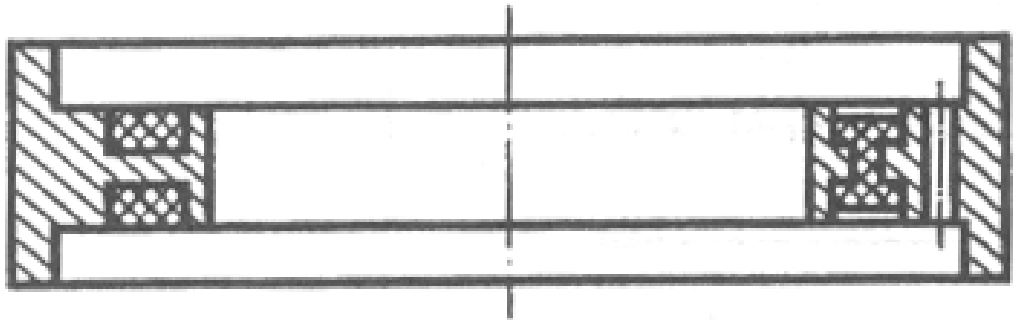


Рис. 6.13.16. Подпятник с утопленной резиной осевой опоры скольжения.

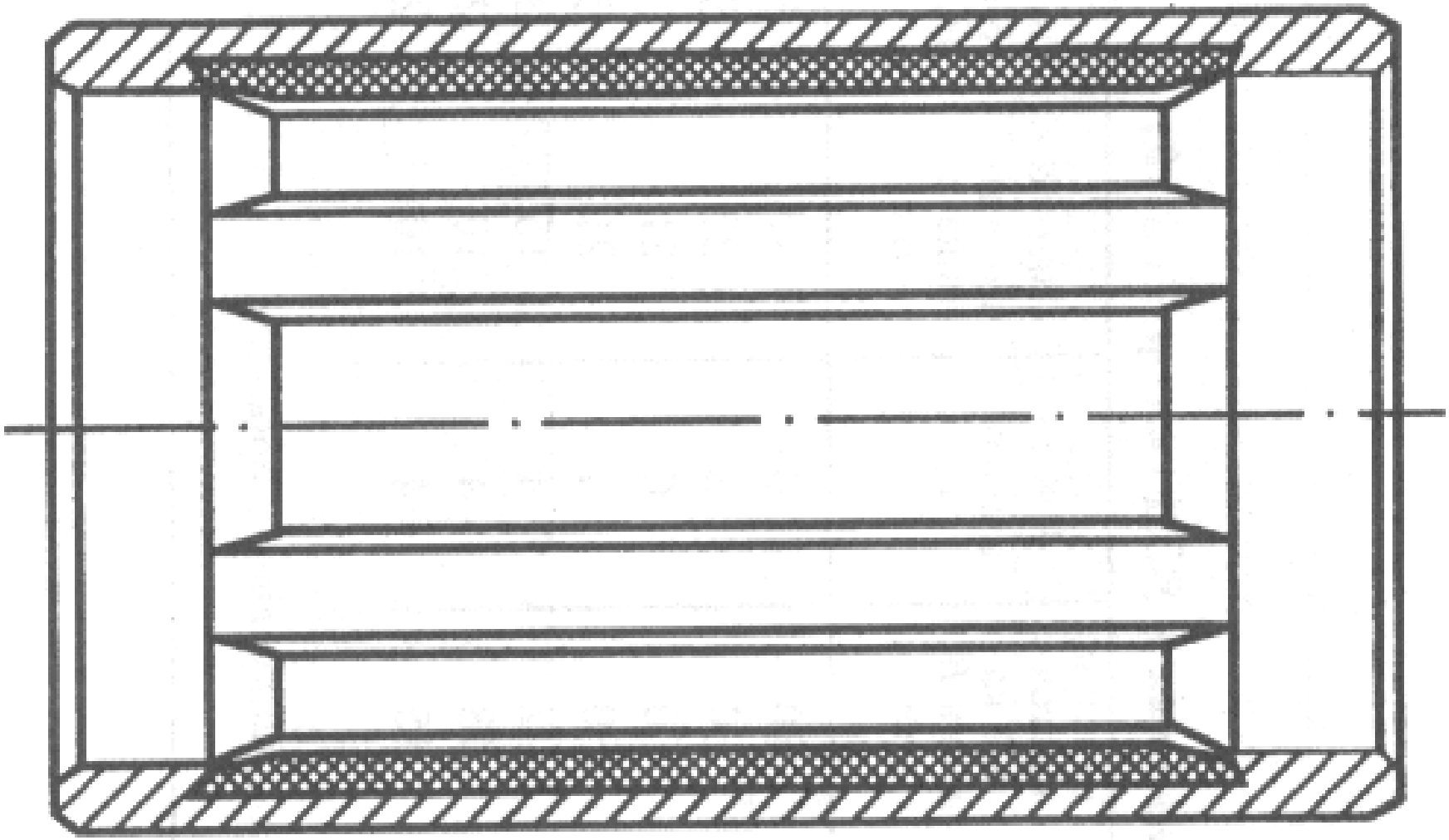


Рис. 6.13.17. Радиальная опора шпинделя.

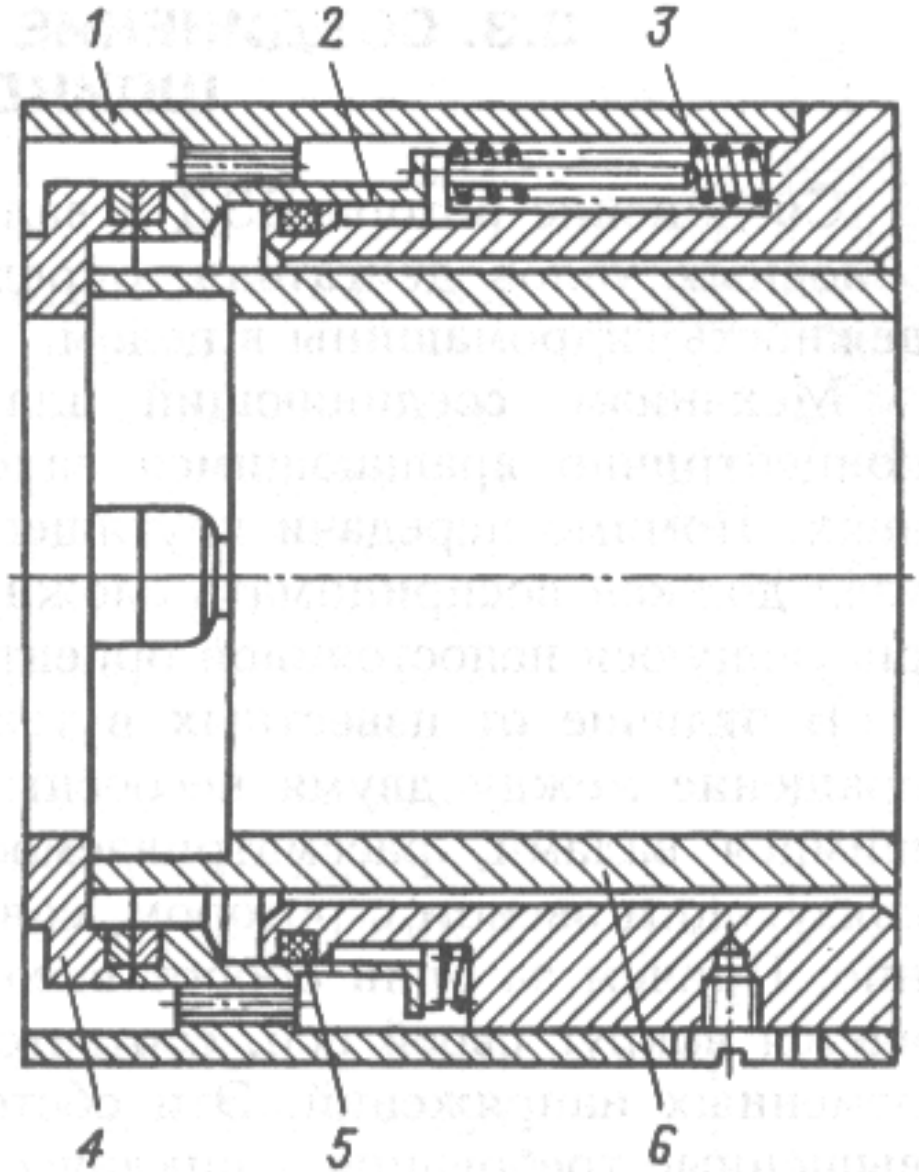


Рис. 6.13.18. Торцовый сальник.
1-втулка в корпусе шпинделя; 2-неподвижный элемент сальника; 3-пружина; 4-подвижный элемент сальника; 5-уплотнение; 6-втулка на валу.

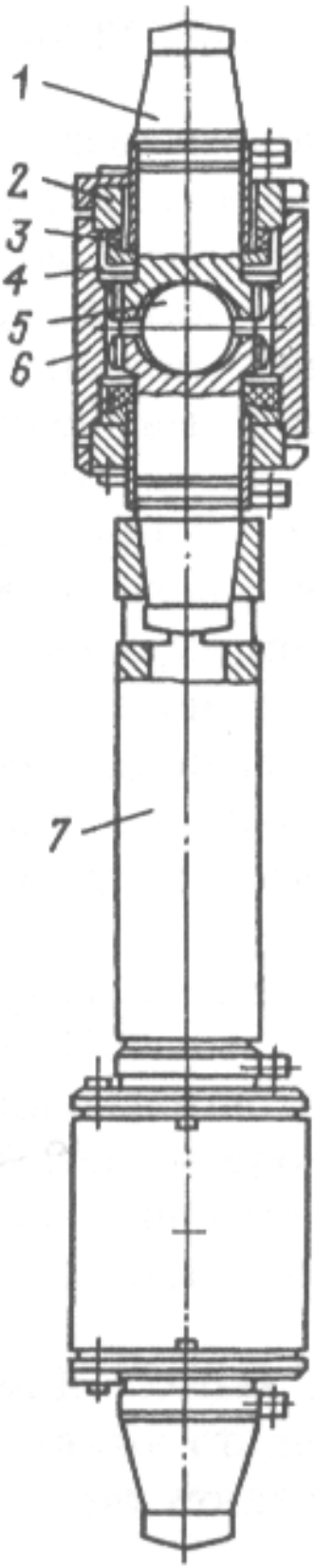


Рис. 6.13.19. Двухшарнирное соединение. 1-полумуфта; 2-гайка; 3-манжета; 4-втулка; 5-шар; 6-корпус; 7-соединительная труба.

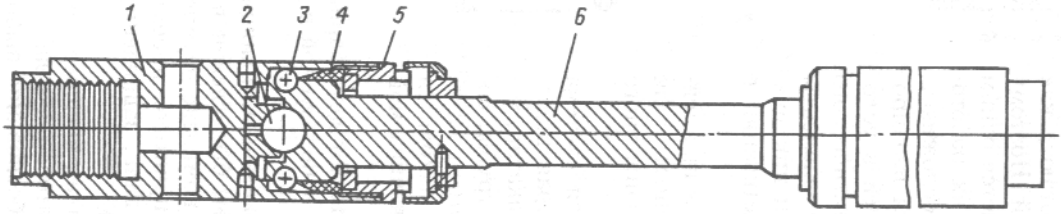


Рис. 6.13.20. Двухшарнирное соединение "Anadrill".
1-корпус; 2-центральный шар; 3-периферийный шар;
4-уплотнение; 5-гайка; 6-соединительный вал.

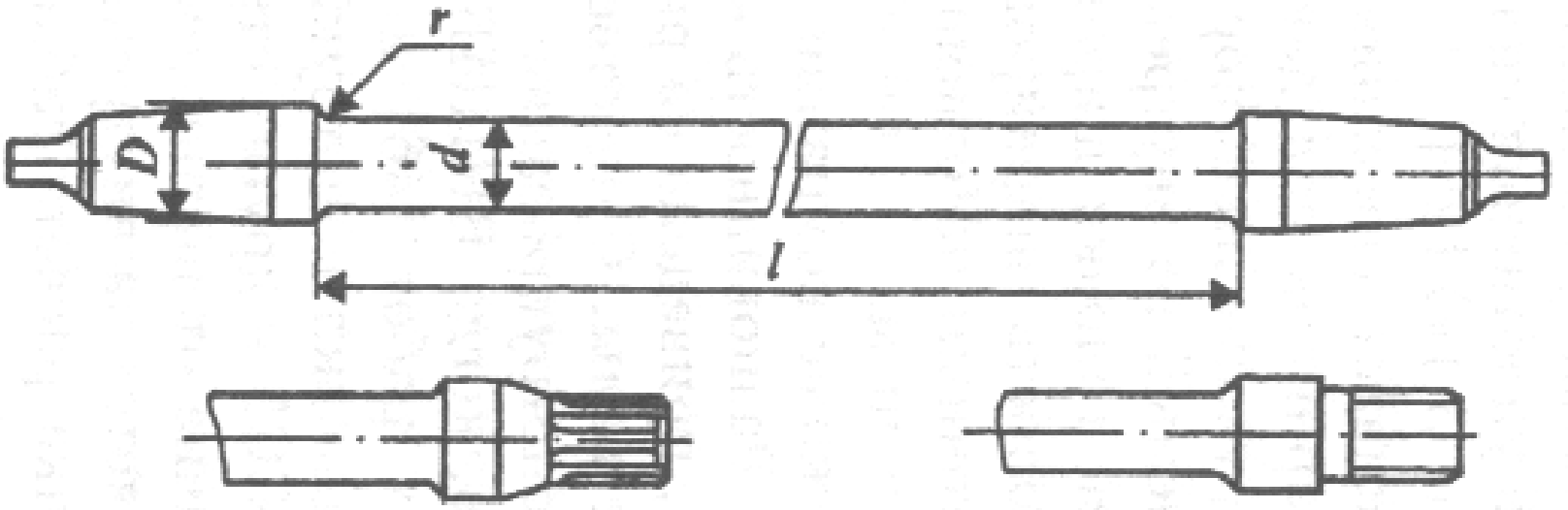


Рис. 6.13.21. Конструкция гибких валов.

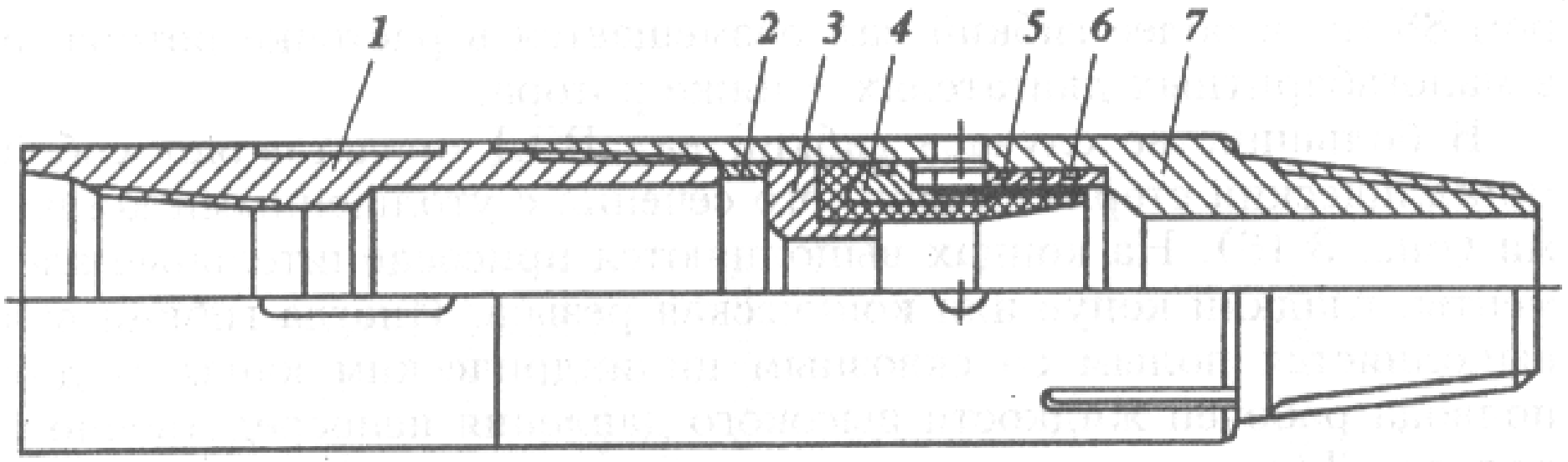


Рис. 6.13.22. Переливной клапан для двигателя Д1-105.
1-переводник; 2-кольцо; 3-упор; 4-армированная манжета; 5-втулки; 6-уплотнение; 7-корпус.

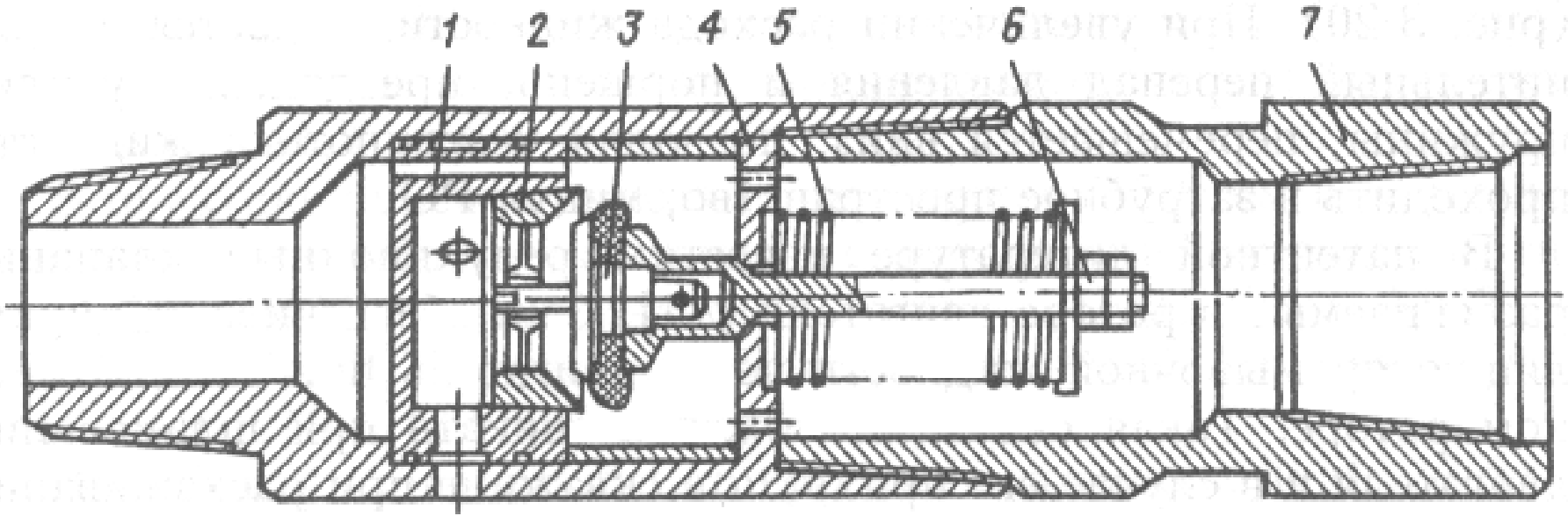


Рис. 6.13.23. Переливной клапан для двигателя Д-240.
1-гидравлическая коробка; 2-седло; 3-клапан; 4-корпус;
5-пружина; 6-шток; 7-переводник.

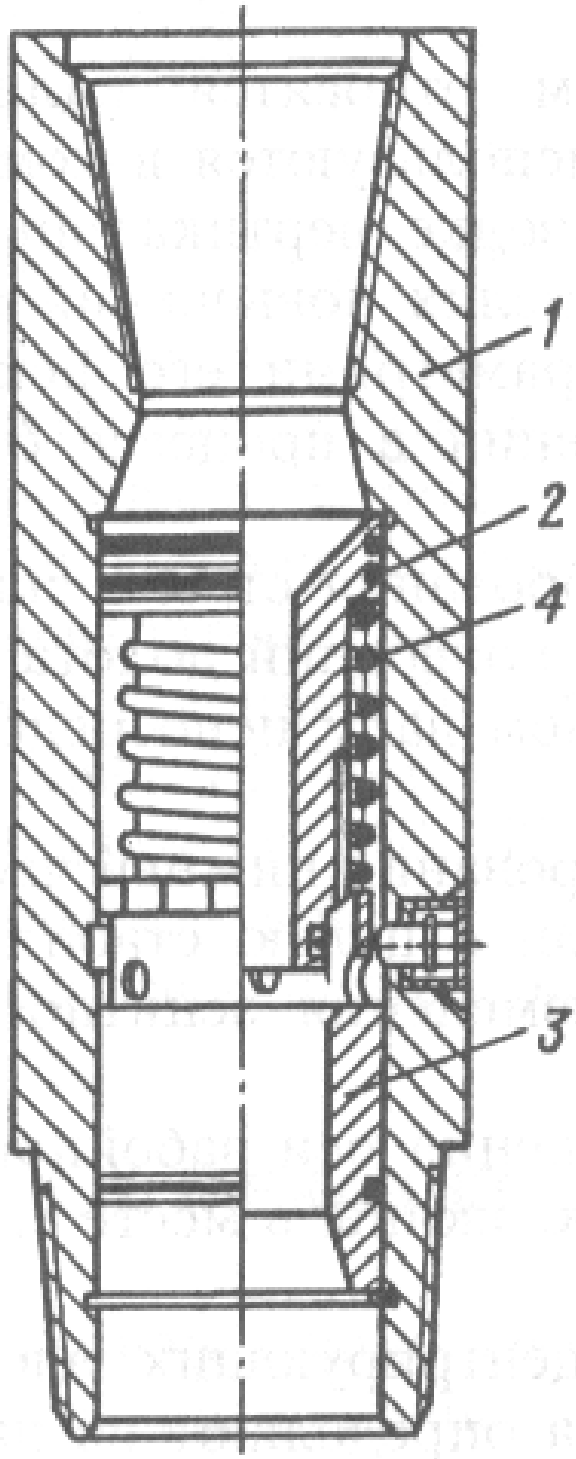


Рис. 6.13.24. Переливной клапан для двигателя "Dyna-Drill".
1-корпус; 2-поршень; 3-седло; 4-пружина.

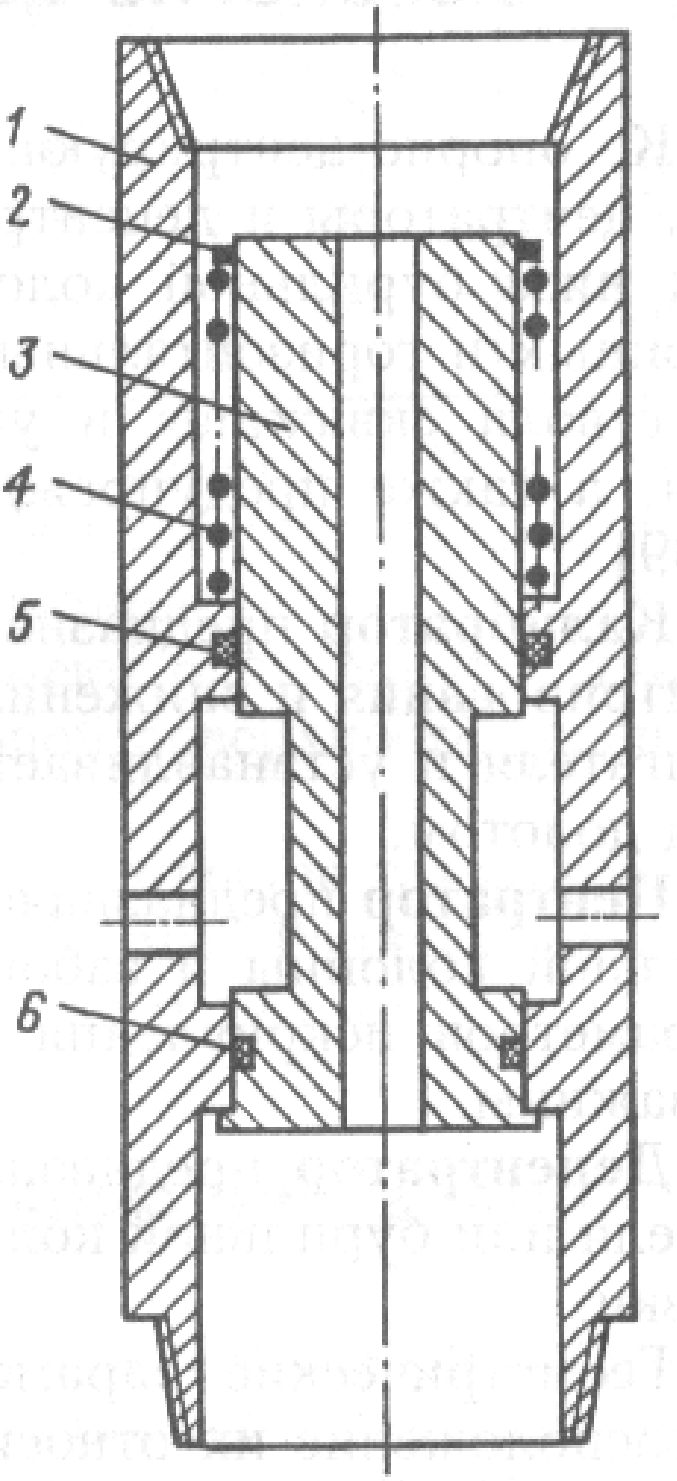


Рис. 6.13.25. Редукционный клапан двигателя ДГУ-95.
1-корпус; 2-упорная шайба; 3-поршень; 4-пружина; 5, 6-уплотнения.

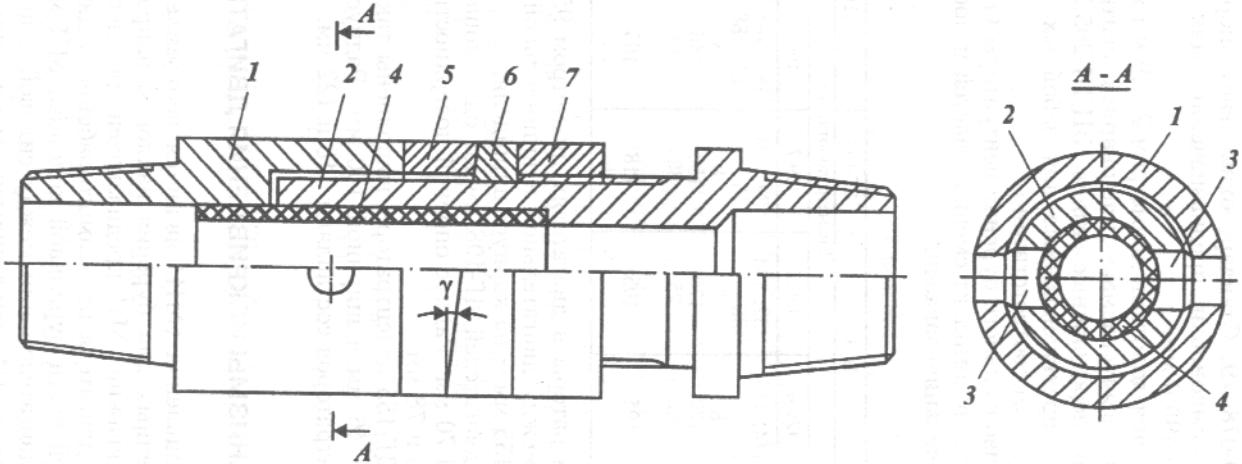


Рис. 6.13.26. Регулируемый искривленный переводник.
1-верхний переводник; 2-нижний переводник; 3-палец;
4-эластичная труба; 5, 6-кольца; 7-гайка.

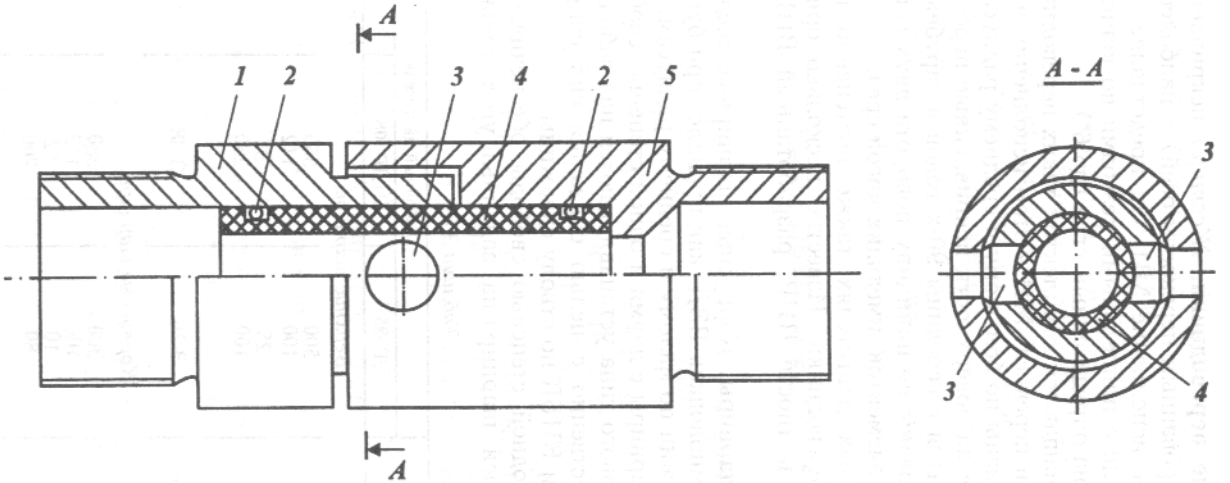


Рис. 6.13.27. Корпусной шарнир двигателя ДГ-108.
1-верхний переводник; 2-уплотнение; 3-палец;
4-эластичная труба; 5-нижний переводник.

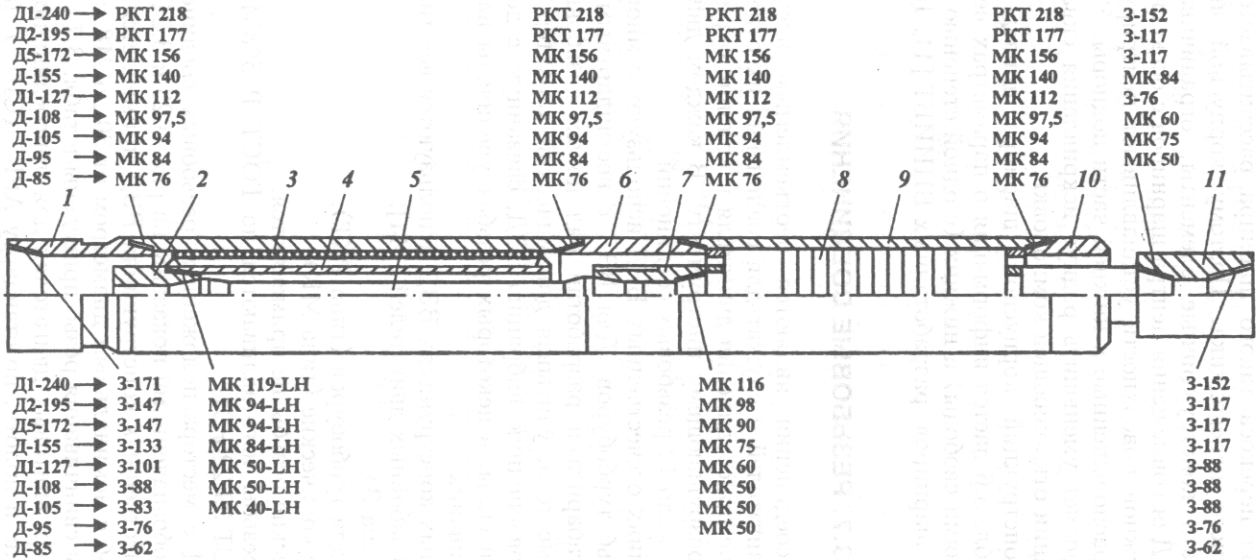


Рис. 6.13.28. Резьбовые соединения винтовых забойных двигателей диаметрами 240 - 88 мм.
1-верхний переводник; 2-втулка ротора; 3-статор; 4-ротор; 5-гибкий вал; 6-переводник соединительный; 7-втулка шпинделя; 8-пакет подшипника; 9-корпус шпинделя; 10-ниппель; 11-наддолотный переводник.

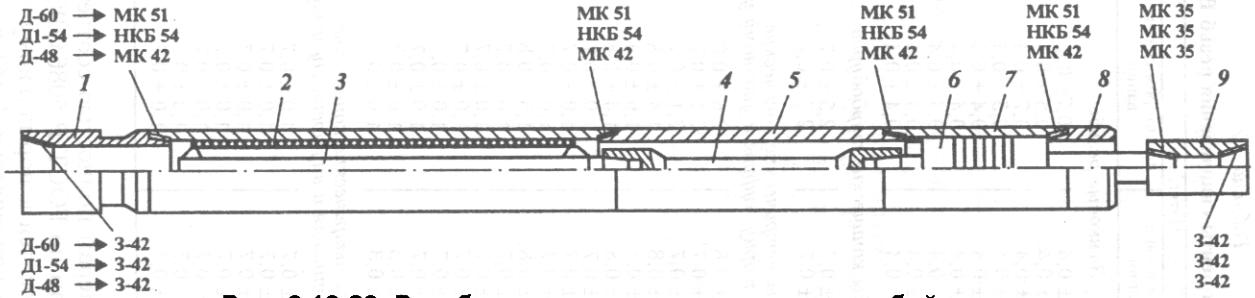
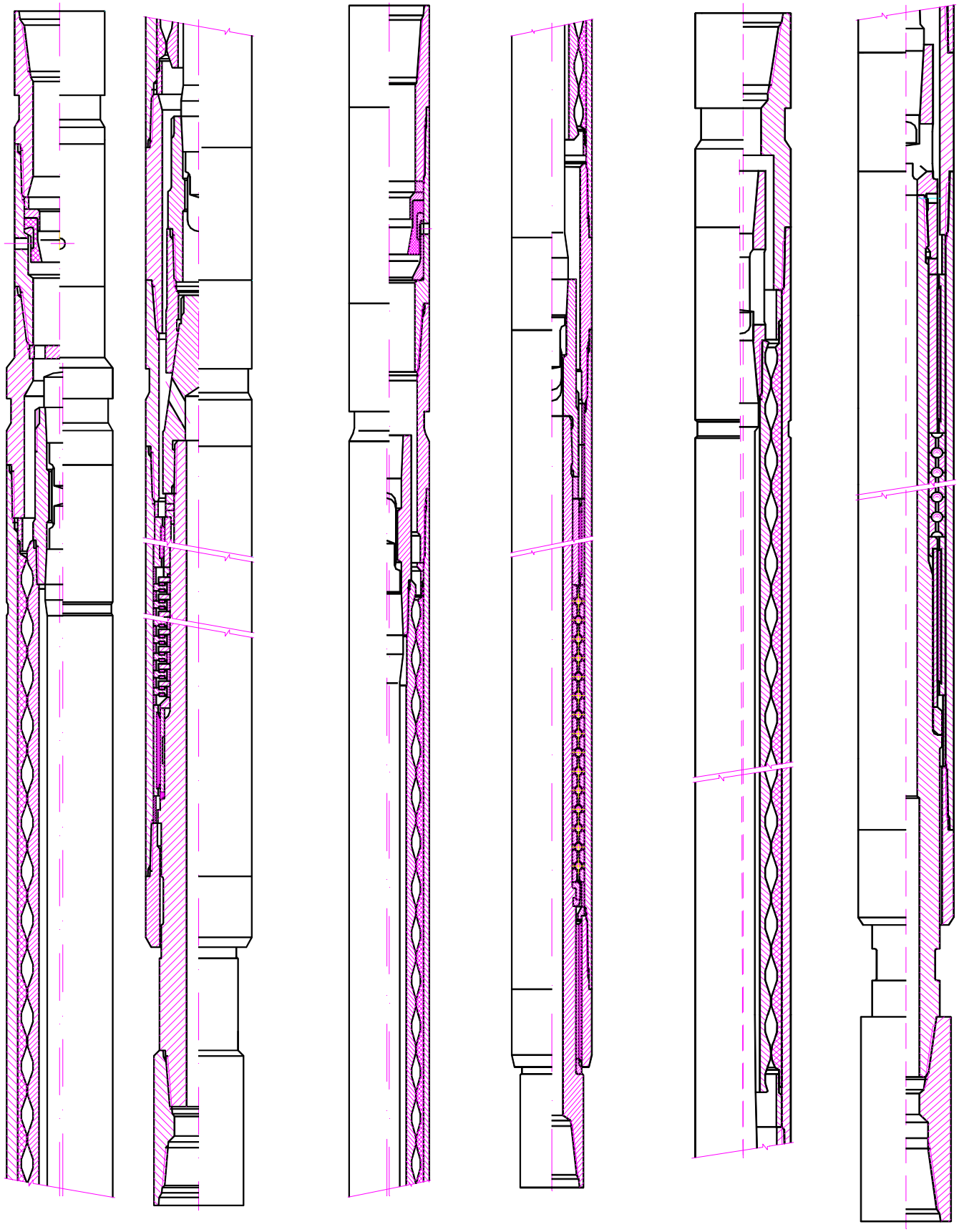


Рис. 6.13.29. Резьбовые соединения винтовых забойных двигателей диаметрами 60 - 48 мм.
1-верхний переводник; 2-статор; 3-ротор; 4-вал гибкий; 5-переводник соединительный; 6-сборка вала с подшипником; 7-корпус шпинделя; 8-ниппель; 9-наддолотный переводник.



а) ***б)*** ***в)***

Рис. 6.14. Конструктивные схемы винтовых забойных двигателей.
а - **Д1-240**; ***б*** – **ДВ-172**; ***в*** - **Д1-105**.

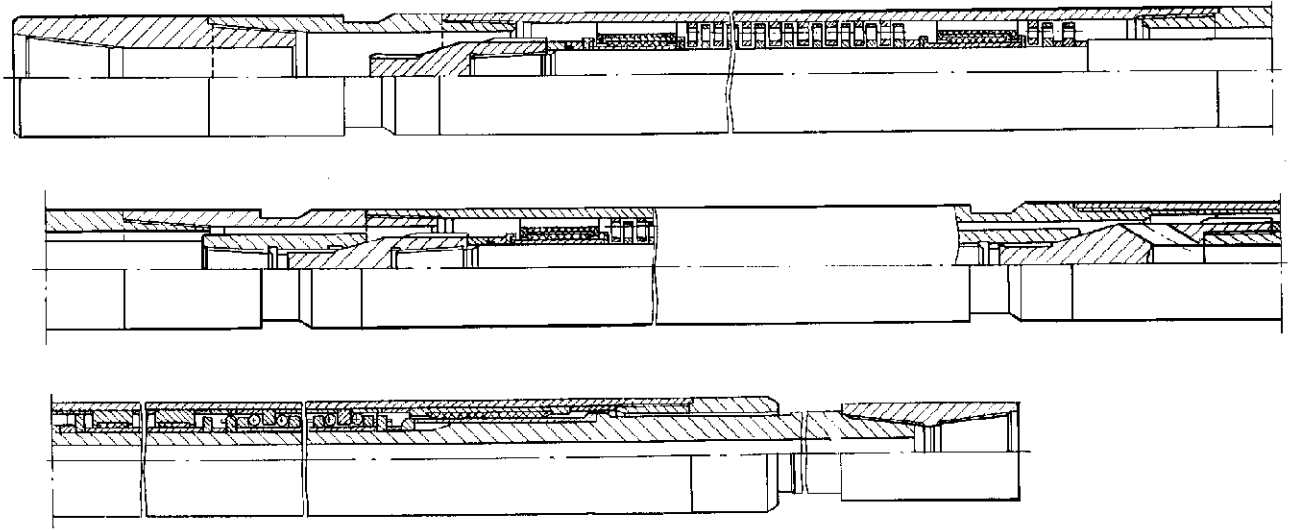


Рис. 6.15. Конструктивная схема турбобура ТПС-172У.

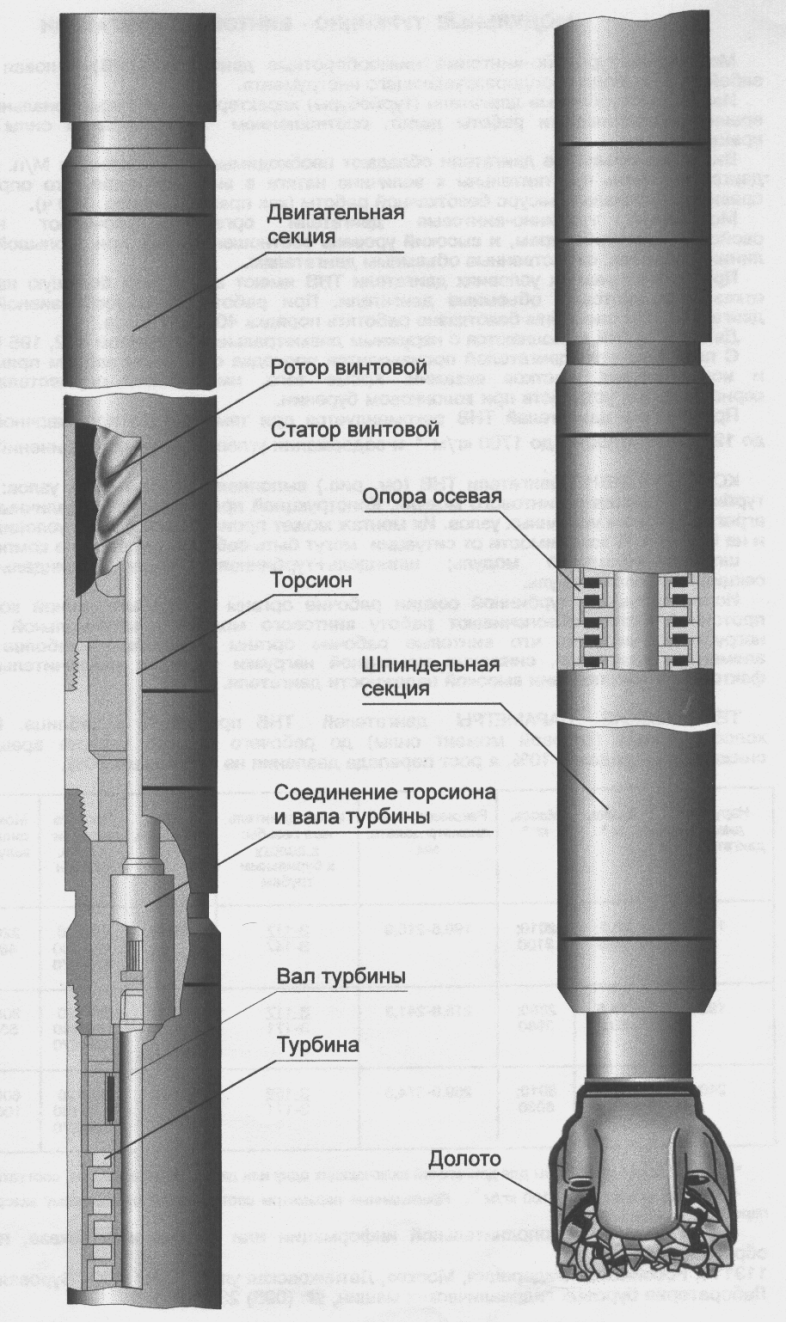


Рис. 6.16. Конструктивная схема турбинно-винтового низкооборотного двигателя ТНВ.

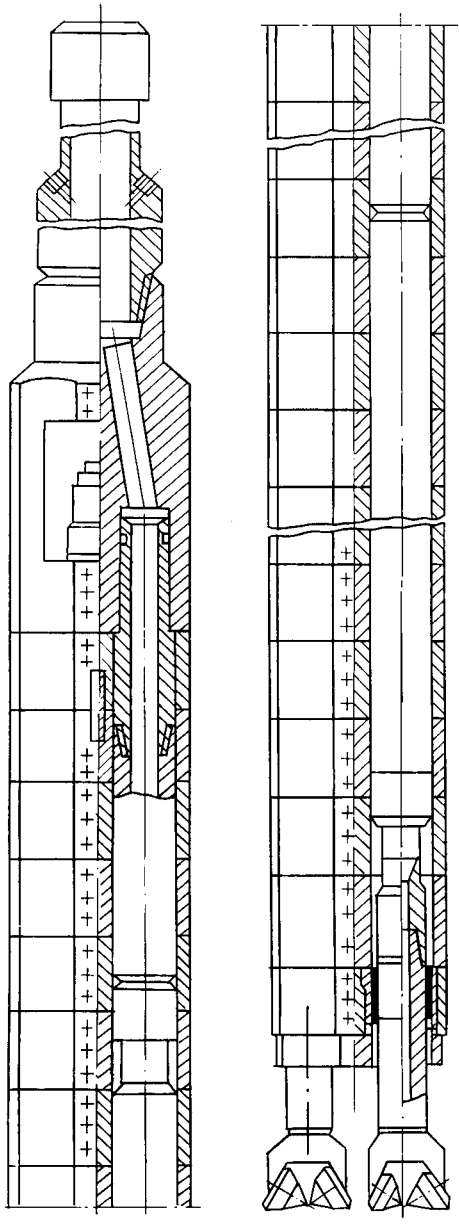


Рис. 6.17. Роторно - турбинный бур.

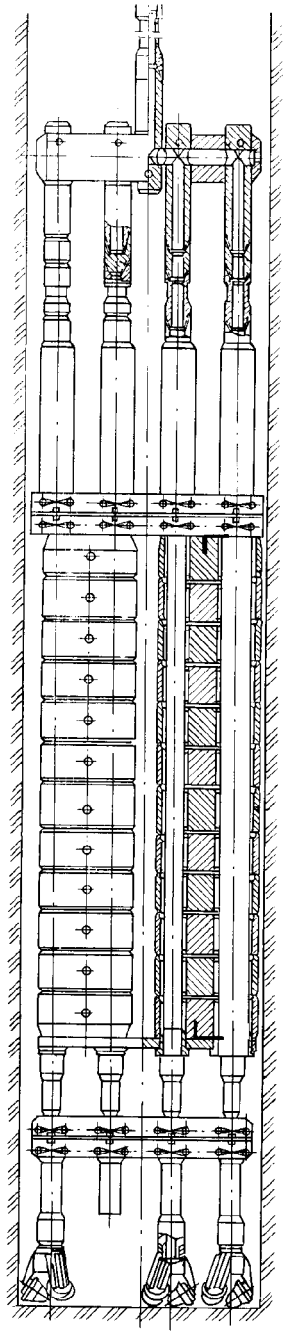


Рис. 6.18. Реактивно -турбинный бур РТБ6М2-2080.

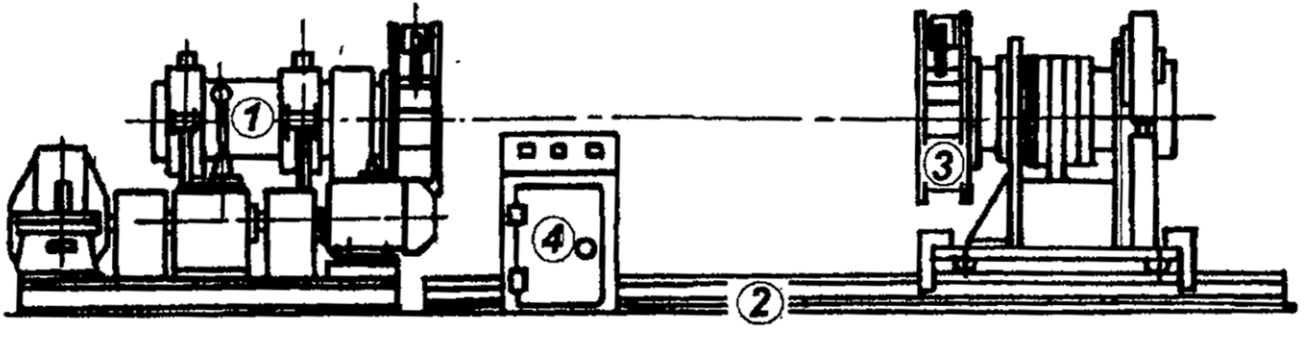


Рис. 6.19. Ключ турбобурный.
1 - силовой привод с эсцентриковым зажимным механизмом;
2 - рама; 3 - задерживающий механизм с эксцентриковым
зажимным патроном и электрогидравлическим регулятором
крутящего момента; 4 - пульт управления.

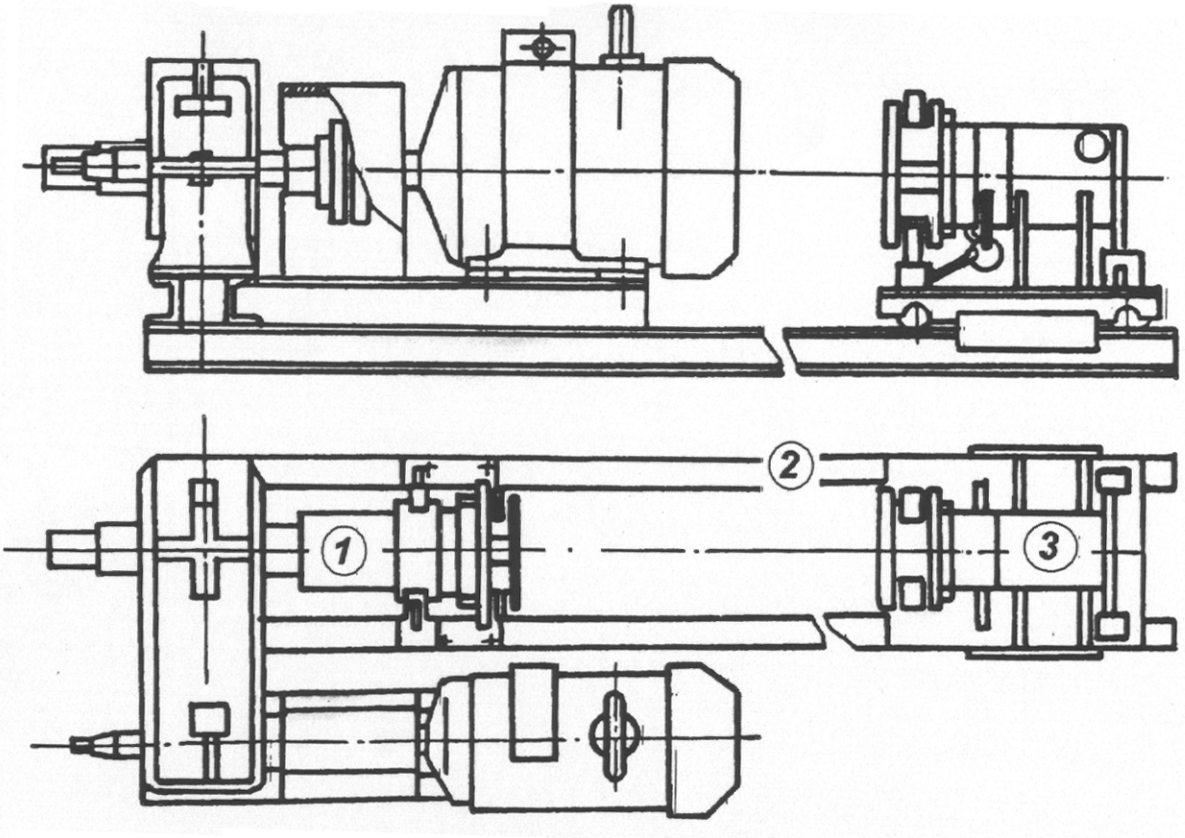


Рис. 6.20. Стенд (ключ) сборки- разборки винтовых забойных двигателей.
1 - силовой привод с эсцентриковым зажимным механизмом; 2 - рама;
3 - задерживающий механизм с эксцентриковым зажимным патроном
и электрогидравлическим регулятором крутящего момента.

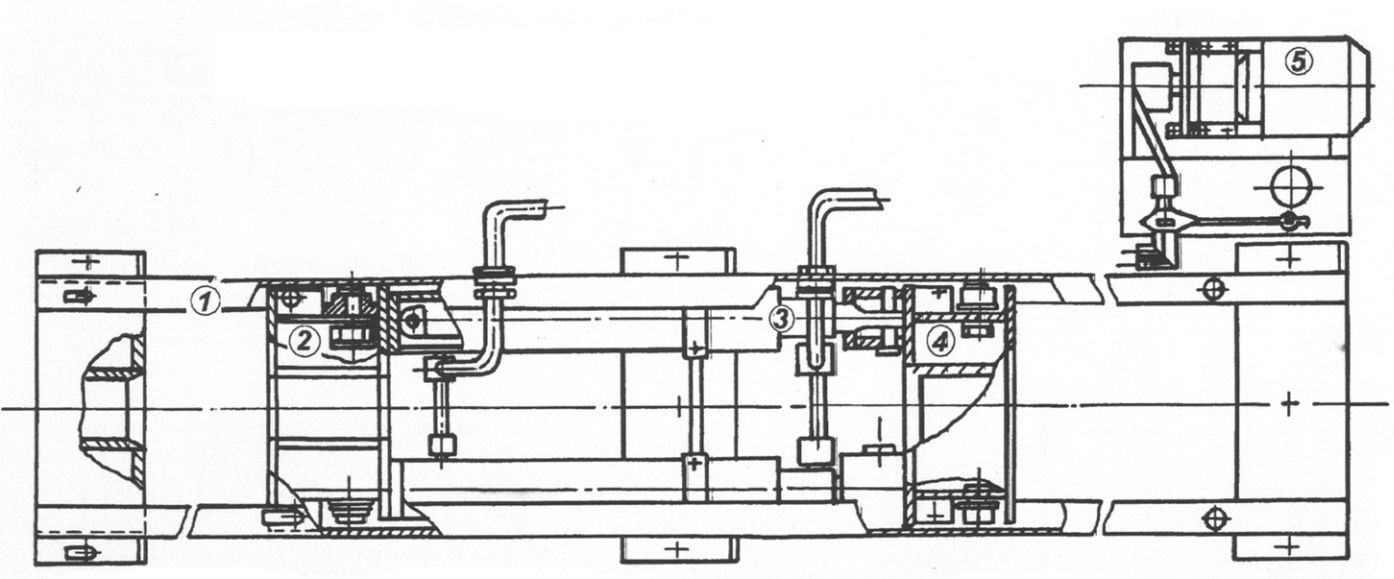


Рис. 6.21. Стенды распрессовочные СР-34 и СР70.
1 - рама; 2 - траверса упорная; 3 - гидроцилиндр;
4 - траверса подвижная; 5 - маслостанция.

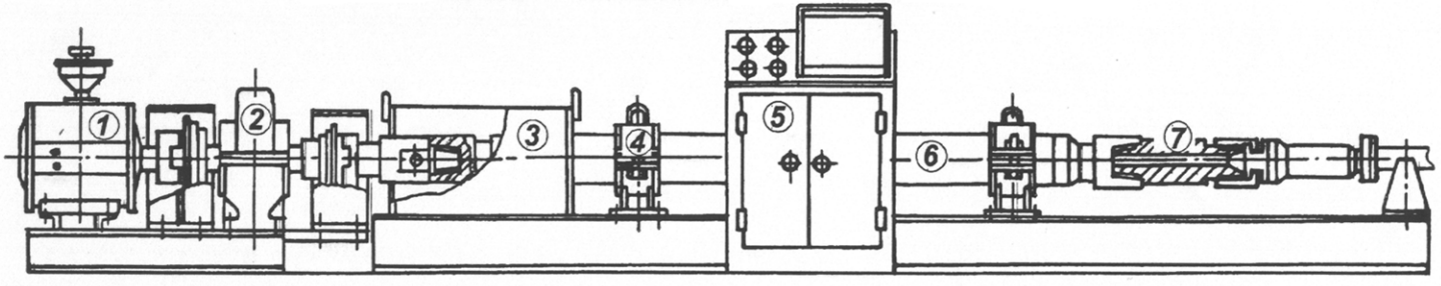


Рис. 6.22. Стенд обкаточно - испытательный СОИ.
1 - муфта тормозная поршковая; 2 - редуктор; 3 - кожух;
4 - опора; 5 - пульт управления регистратором; 6 - гидравлический
забойный двигатель; 7 - переводник.

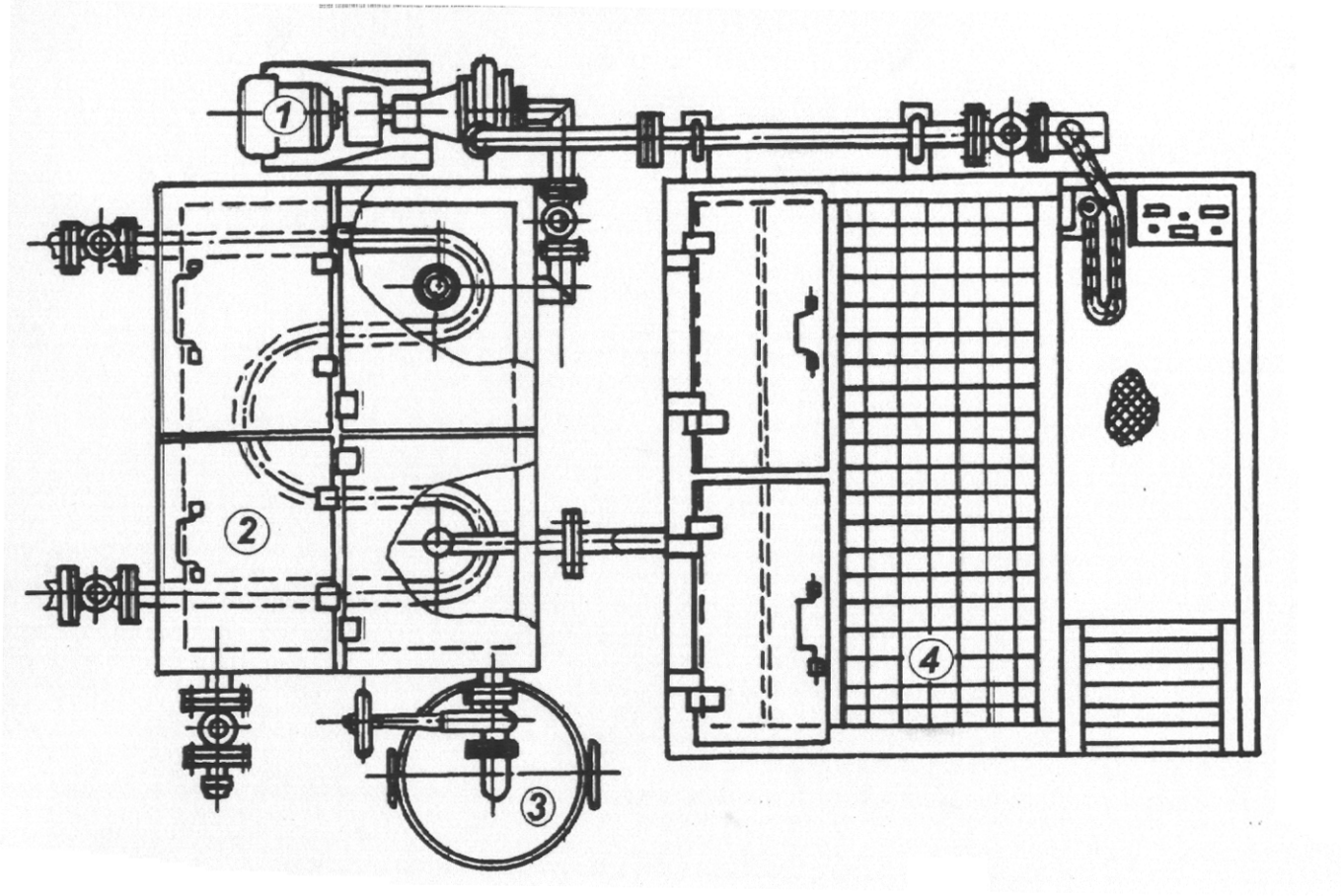


Рис. 6.23. Установка моечная УМ-1.
1 - насосная установка; 2 - емкоста сбора и подогрева воды;
3 - сборник масла; моечная секция.

Выпуск 7. Инструмент для отбора керна.

7.1. Керноприемные устройства.

7.2. Турбобур для отбора керна типа 2УКТ-172/40.

7.3. Сверлящий керноотборник типа КС 140-130.

Выпуск 7. Инструмент для отбора керна.

7. 1. Керноприемные устройства.

Для бурения с отбором керна выпускаются керноприемные устройства, применяемые при различных по физико-механическим свойствам горных породах и условиях бурения:

- серия **"Недра"** - для неосложненных условий бурения скважин;
- серия **"Кембрий"** - для условий бурения в рыхлых слабосцементированных и трещиноватых породах;
- серия **"Силур"** - для бурения в осложненных осыпями и обвалами условиях;
- серия **"Тенгиз"** - для бурения в условиях, осложненных нефтегазопроявлениями и поглащениями промывочной жидкости в породах с высокими коллекторскими свойствами.
- серия **"Риф"** - для отбора керна из отложений рыхлых, сыпучих, сильно трещиноватых, в том числе, рифогенных горных пород с высокими коллекторскими свойствами роторным способом;
- серия **"МАГ"** - для отбора керна в интервалах залегания твердых консолидированных и абразивных горных пород, в том числе из пород кристаллического фундамента турбинным способом.

Общий вид керноприемных устройств большинства серий однотипен и приведен на **рис. 7.1**, который состоит из корпуса 3 и керноприемника 4. Керноприемник вверху подвешен на регулировочной головке 1 и оснащен узлом подшипников 2, предотвращающим его вращение, а внизу оснащен кернорвателями различной конструкции (цанговые и лепестковые в различном сочетании).

Керноприемные устройства отечественного производства имеют преимущества по сравнению с известными зарубежными аналогами. Наиболее существенным преимуществом является конструкция регулировочной головки 1 **(см.рис.7.1.)**: требуемый зазор между башмаком кернорвателя и бурильной головкой достигается без извлечения керноприемника и его подвески, что экономит время вспомогательных работ на буровой и повышает безопасность труда персонала. Корпус 3 и керноприемник 4 изготавливаются из цельнотянутых легированных стальных труб. Специальная обработка корпуса снижает интенсивность износа и повышает срок службы соединений. Конструкция узла подшипников 2 подвески предотвращает вращение керноприемника. Другим существенным преимуществом является эжектор, использование которого вместо шара 5 позволяет обеспечить высокий процент выноса керна за счет создания в керноприемнике обратной промывки.

Схема керноприемного устройства серии **"МАГ"** приведена на **рис. 7.2.**

Керноприемные устройства **"Недра"** и **"Силур"** могут использоваться в одно- и многосекционной сборке длиной 8, 16, 24 м и более.

Изготавливаются также и другие модификации керноприемных устройств, являющиеся аналогом устройства серии **"Недра"**, в том числе,

под названием "керноотборники изолирующие модернизированные" типа "**КИМ**" **(рис.7.3),**

Для отрыва и удержания керна различных по составу и свойствам горных пород отечественной промышленностью выпускаются различные виды компановок кернорвателей, основные виды которых приведены на **рис. 7.4.**

Компановки вида **КЦР-7** и **КЦР-9** включают цанговый и рычажный рватели. Для более эффективного отрыва керна при бурении в твердых монолитных породах рычажковый рватель КЦР-7 выполнен с эксцентричной обоймой и рычажками переменной высоты **(см. рис.7.4.).** В зависимости от условий бурения и механических характеристик разбуриваемых пород в компановках кернорвателей **КЦР-7** и **КЦР-9** может быть установлено как по одному цанговому или рычажковому рвателю, так и их комбинации, показанные на **рис. 7.4**.

Кернорватель типа **Р26** имеет вращающуюся быстроразъемную обойму с рычажками, почти полностью перекрывающими керноприемную полость после отрыва керна. Такое конструктивное исполнение позволяет сохранять при подъеме керн, получаемый при бурении даже весьма трещиноватых пород, перемежающихся рыхлыми, размываемыми промывочной жидкостью и разрушаемыми вибрациями керноотборного инструмента породами.

Представленные виды компановок кернорвателей и их модификации успешно применяются с керноотборными снарядами при бурении алмазными и шарошечными бурильными головками.

Все вышеописанные устройства могут быть использованы на различных глубинах при любых реальных температурах и режимах бурения.

С керноприемными устройствами может быть поставлен любой набор бурильных головок и кернорвателей, обеспечивающих работу в широком диапазоне геолого-технических условий и поэволяющих отбирать керн в породах от мягких неконсолидированных (рыхлые пески) до крепких и абразивных (кварциты).

Основная номенклатура и технические параметры керноприемных устройств приведены соответственно в **таблицах 7.1.** и **7.2.**

Кроме того, отечественной промышленностью изготавливаются и другие специальные керноприемные устройства:

- устройство керноприемное "**Структура**" **УКС-178/60-80**, предназначенное для бурения морских исследовательских и инженерно-геологических скважин диаметром **212,7** мм с отбором керна из нелитифицированных донных отложений (илов и т.п.) диаметром **57** мм способом динамического гидровдавливания в породу пробоотборной трубы и отбором керна диаметром **80** мм роторным способом; схема керноотборного устройства "**Структура**" в сборе и в работе приведена на **рис. 7.5. (а, б)** ;

- комплекс инструментов для бурения с отбором керна в горизонтальных скважиннах **(рис.7.6.)**;

- керноотборные устройства с принудительным отрывом керна от забоя и полным перекрытием торца керноприемника типа **КИМ** и **КГТИ**, позволяющие отбирать керн с сохранением пластового давления.

Устройство "**Структура**" **УКС-178/60-80** состоит из корпуса и сменных съемных грунтоносок: гидравлического поршневого пробоотборника (**ГПП**) и

керноприемника для роторного бурения. В состав **ГПП** **(см. рис. 7.5)** входят полированный шток 4 и подвижная часть, вкдючающая в себя пробоотборную трубу 2, к верхнему концу которой присоединен силовой поршень 5, а к нижнему - породоразрушающий наконечник и кернорватель. Для удобства извлечения и обработки керна, а также снижения коэффициента трения (сопротивления движению керна в трубе) внутри трубы 2 размещается пластиковый вкладыш (на рисунке не показан). Подвижная часть **ГПП** крепится на штоке срезными штифтами 6.

Собранный **ГПП** сбрасывается в бурильные трубы. Дойдя до низа бурильной колонны, **ГПП** размещается в корпусе 3 - толстостенной трубе с полированной внутренней поверхностью, верхний конец которой присоединен к бурильной колонне 7, а книжнему концу крепится бурильная головка 1. При этом силовой поршень 5 перекрывает все кольцевое пространство между внутренней поверхностью корпуса и штоком.

После посадки **ГПП** в корпусе включают буровые насосы и начинают закачивать воду в бурильную колонну. При достижении над поршнем давления, соответствующего усилию среза штифтов, они разрушаются и пробоотборная труба под действием давления над поршнем с высокой скоростью начинает перемещаться вниз и внедряется в породу. После извлечения **ГПП** на тросе интервал, из которого отобран керн, разбуривается вращением бурильной колонны или просто размывается. В случае необходимости можно продолжить отбор керна, начинная с той отметки, до которой отобран керн в предыдущем рейсе с использованием **ГПП** или съемного керноприемника для роторного способа бурения.

Устройство керноприемное "**Структура**" эксплуатируется в компановке с серийными бурильными головками любых типов размерами **212,7/80** мм.

Техническая характеристика устройства типа "**Структура**"**УКС-178/60-80** приведена в **таблице 7.3.**

Комплекс инструментов для бурения с отбором керна в горизонтальных скважиннах представляет собой комплекс специальных технических средств, включающий бурильную головку, керноприемное устройство и шарнирнную муфту-центратор **(см. рис. 7.6.).**

Бурильная головка, как правило, шарошечная, разработана специально для условий бурения с отбором керна в горизонтальных участках скважин. Она снабжена оригинальными элементами, обеспечивающими чистоту керноприемника до начала отбора керна и предохранение от размыва керна в процессе бурения.

Керноприемный снаряд, включающий корпус и керноприемник, содержит устройства, центрирующие керноприемник в корпусе и предотвращающие вращение керноприемника при поступлении керна. Керноприемник снаряда обеспечивает беспрепятственное заполнение его керном. Шарнирная муфта-центратор служит для присоединения керноотборного инструмента к гидравлическим забойным двигателям. Оригинальная конструкция ее обеспечивает спуск инструмента в скважины с малым радиусом искривления и устойчивый процесс бурения.

Состав и показатели работы комплекса приведены в **таблице 7.4.**

7. 2. Турбобур для отбора керна типа 2УКТ - 172/40.

Турбобур типа **2УКТ-172/40** со сменным керноприемником предназначен для бурения нефтяных и газовых скважин диаметром **187,3** и **190,5** мм с отбором керна диаметром **40** мм.

Турбобур разработан на базе турбобура с плавающими статорами и состоит из трех турбинных и одной шпиндельной секции. Длина турбобура **26,485** м, керноприемной полости - **17,085** м). Энергетическая характеристика турбобура типа **2УКТ-172/40** приведена в **таблице 7.5.**

7. 3. Сверлящий керноотборник типа КС 140 - 130.

Сверлящий керноотборник типа **КС140-130** предназначен для отбора керна в необсаженных скважинах и в обсаженных колоннами диаметром **168** мм.

Телескопический бур позволяет производить отбор образцов длиной **130** мм и диаметром **16** мм, а также длиной **95** мм и диаметром **22** мм. В качестве рабочего инструмента используется твердосплавная или алмазная коронка. Керноотборник оборудован системой автономной промывки с производительностью **2** $дм^3$/мин.

Техническая характеристика сверлящего керноотборника типа **КС140-130** приведена в **таблице 7.6.**

Таблица 7.1. Номенклатурный ряд керноприемных устройств.

Диаметр скважины, мм	Серия комплекса керноотборного инструмента			
	НЕДРА	**КЕМБРИЙ**	**СИЛУР**	**ТЕНГИЗ**
138,1 - 139,7	УКР-122/52	УКР-122/67 УКР-127/67	УКР-114/52	-
158,7 - 165,1	УКР-138/67	-	-	-
187,3 - 190,5	УКР-164/80	УКР-172/100	УКР-146/80	
212,7 - 215,9	УКР-164/80	УКР-172/100	УКР-146/80	УКР-185/100
269,9 - 311,1	УКР-203/100 УКР-240/100	-	-	-

Разработчик и поставщик: ОАО НПО "Буровая техника" - ВНИИБТ,
113114, Россия, г.Москва, ул.Летниковская, 9,
телетайп 112168 ДОЛОТО, факс.(095) 2353000, тел.(095) 2360170

Продолжение

Продолжение таблицы 7.1. Номенклатурный ряд керноприемных устройств.

Диаметр скважины, мм	Серия комплекса керноотборного инструмента			
	РИФ	**МАГ**		**ЛАЙНЕР**
138,1-139,7	-	-	-	-
158,7-165,1	-	-	-	-
187,3-190,5	-	-	-	УКР-172/80-100
212,7-215,9	УКР-195/120	МАГ-195/60	МАГ-3У-195/60	УКР-172/80-100
269,9-311,1	УКР- 195/120	МАГ-195/60	МАГ-3У-195/60	-

Разработчик и поставщик: ОАО НПО "Буровая техника" - ВНИИБТ,
113114, Россия, г.Москва, ул.Летниковская, 9,
телетайп 112168 ДОЛОТО, факс.(095) 2353000, тел.(095) 2360170

Таблица 7.2. Технические параметры керноприемных устройств.

Серия комплекса керноотборного инструмента	"НЕДРА" ("УРАЛ")				
Шифр керноприемника	**УКР-122/52**	**УКР-138/67**	**УКР1-164/80**	**УКР-164/80**	**УКР -203/100 (УКР -240/100)**
Наружный диаметр корпуса, мм	122	138	164	164	203 (240)
Диаметр бурильной головки, мм	139,7	158,7	187,3 и 212,7	187,3 и 212,7	269,9 (295,3)
Диаметр керна, мм	52	67	80	80	100
Длина устройства,мм	18190	15943	8180	15635	16210
Длина керноприемника, мм	16200	13775	7300	14300	14835
Кол-во секций, шт	3	2	1	2	2
Масса устройства,кг	1000	1010	812	1569	2300 (3640)

Разработчик и поставщик: ОАО НПО "Буровая техника" - ВНИИБТ,
113114, Россия, г.Москва, ул.Летниковская, 9,
телетайп 112168 ДОЛОТО, факс.(095) 2353000, тел.(095) 9596713, 2354433

Продолжение

Продолжение таблицы 7.2. Технические параметры керноприемных устройств.

Серия комплекса керноотборного инструмента	"КЕМБРИЙ"		"СИЛУР"		"ТЕНГИЗ"
Шифр керноприемника	**УКР-122/67**	**УКР-172/100**	**УКР-114/52**	**УКР-146/80**	**УКР-185/100**
Наружный диаметр корпуса, мм	122	172	114	146	185
Диаметр бурильной головки, мм	139,7	187,3 и 212,7	139,7	187,3 и 212,7	212,7
Диаметр керна, мм	67	100	52	80	100
Длина устройства,мм	7190	15900	8695	8937	15727
Длина керноприемника, мм	6150	14315	6860	6664	14200
Кол-во секций, шт	1	2	1	1	2
Масса устройства,кг	400	1480	380	620	1530

Разработчик и поставщик: ОАО НПО "Буровая техника" - ВНИИБТ,
113114, Россия, г.Москва, ул.Летниковская, 9,
телетайп 112168 ДОЛОТО, факс.(095) 2353000, тел.(095) 9596713, 2354433

Продолжение

Продолжение таблицы 7.2. Технические параметры керноприемных устройств.

Серия комплекса керноотборного инструмента	**"РИФ"**	**"МАГ"**		**"ЛАЙНЕР"**
Шифр керноприемника	**УКР-195/120**	**МАГ -2У-195/60**	**МАГ -3У-195/60**	**УКР -172/80-100**
Наружный диаметр корпуса, мм	195	195	195	172
Диаметр бурильной головки, мм	212,7	212,7	212,7	187,3 и 212,7
Диаметр керна, мм	120	60	60	80-100
Длина устройства,мм	8120	8550	10204	15825
Длина керноприемника, мм (вместимость керна)	6800	(20000)	(20000)	14000
Количество секций, шт.	2	не секционируется	не секционируется	2
Масса устройства,кг	924	885	1345	1180
Разработчик и поставщик: ОАО НПО "Буровая техника" - ВНИИБТ, 113114, Россия, г.Москва, ул.Летниковская, 9, телетайп 112168 ДОЛОТО, факс.(095) 2353000, тел.(095) 2360170				

Продолжение

Продолжение таблицы 7.2. Технические параметры керноприемных устройств.

Серия комплекса керноотборного инструмента	КИМ				
Шифр керноприемника	**КИМ-127х67(52)**	**КИМ-172х80**	**КИМ2-172х80**	**КИМ-195х100**	**КИМ2-195х100**
Наружный диаметр корпуса, мм	127	172	172	195	195
Диаметр бурильной головки, мм	139,7	187,3	187,3	212,7	212,7
Диаметр керна, мм	67(52)	80	80	100	100
Длина устройства,мм	6000	8000	15000	8000	15000
Длина керноприемника, мм	5150	6315	14000	6315	14000
Кол-во секций, шт	1	1	2	1	2
Масса устройства,кг	300	800	1500	1000	1800

Изготовитель: НПП "СибБурМаш", 625031, Россия, г.Тюмень, ул. Дружбы, д. 201,а/я 2997,
тел. (3452) 29-74-25, 22-35-06, 22-81-63, факс (3452) 29-74-24, 22-35-06, 22-81-63

Таблица 7.3. Техническая характеристика устройства типа УКС - 178/60-80

Наименование показателей	УКС-178/60-80
Наружный диаметр корпуса, мм	178
Максимальный диаметр съемных грунтоносок, мм	99
Диаметр керна, мм	57, 88
Длина керноприемника, мм	Не менее 2000
Длина керноприемного устройства, мм	Не менее 3800
Рабочее давление при использовании ГПП, МПа	2,0 - 10

Разработчик и поставщик: ОАО НПО"Буровая техника"-ВНИИБТ,
113114, Россия, г.Москва, ул.Летниковская, 9,
112168 ДОЛОТО, факс.(095) 9596711, тел.(095) 2360170

Таблица 7.4. Состав и показатели работы комплекса технических средств для отбора керна

Состав комплекса	Кол-во шт	Проходка, м	Керновместимость, % к длине компл.	Угол перекоса, градус
Бурильная головка	3	8 - 12		
Керноприемный снаряд	1		60 - 70	
Шарнирная муфта	1			4

Разработчик и поставщик: ОАО НПО "Буровая техника" - ВНИИБТ,
113114, Россия, г.Москва, ул.Летниковская, 9,
телетайп 112168 ДОЛОТО, факс.(095) 2353000, тел.(095) 2360170

Таблица 7.5. Энергетическая характеристика турбобура типа 2УКТ-172/40

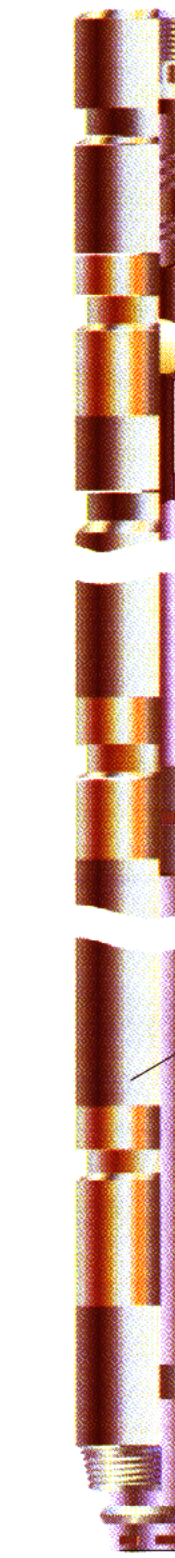
Наименование показателей	2УКТ-172/40
Расход буровой жидкости (технической воды), $дм^3/с$	25
Частота вращения вала, $с^{-1}$	6,7
Вращающий момент, Нм	2000
Перепад давления, МПа	8.5

Разработчик и поставщик: ОАО НПО "Буровая техника"- - ВНИИБТ, 113114, Россия, г.Москва, ул.Летниковская, 9, 112168 ДОЛОТО, факс.(095) 2353000, тел.(095) 2360170

Таблица 7.6. Техническая характеристика сверлящего керноотборника типа КС 140-130

Наименование показателей	**КС 140-130**
Потребляемая мощность, кВт, не более	2
Напряжение сети, В	380
Частота, Гц	50
Максимальная глубина отбора керна,мм	3500
Диаметр отобранного керна, мм	16 – 22
Длина отобранного керна, мм	90 - 130
Количество кернов, отбираемых за один спуск, шт	10
Габаритные размеры, мм: - длина - диаметр	 2600 140
Масса, кг	105

Изготовитель: НПП "АЗИМУТ",
450062, Башкортостан, г.Уфа, ул.Космонавтов, 1,
162807 ПУЛЬТ, факс.(3472) 431152, тел.(3472) 435509, 609190



Назад

Рис. 7.1.Керноприемное устройство серии К.
1 - регулировочная головка; 2 - узел подшипников; 3 - корпус; 4 - керноприемник; 5 - шар.

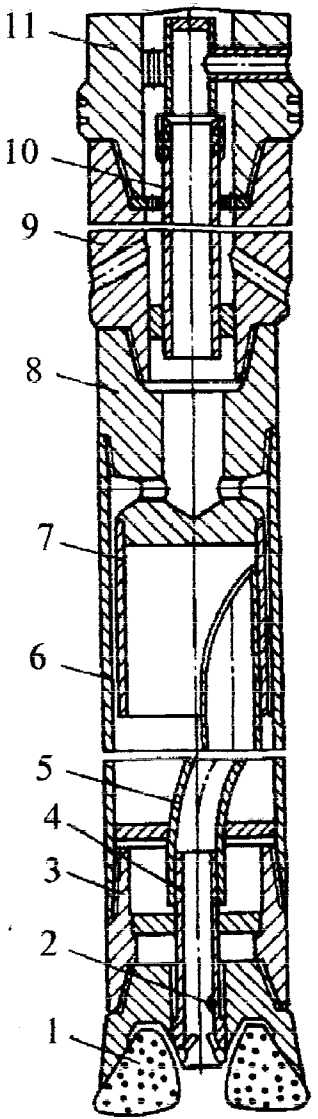


Рис.7.2. Схема керноприемного устройства со складированием керна типа МАГ (снаряд магазинного типа).
1-бурильная головка; 2-кернолом; 3-переводник; -керноприемная труба с опрной плитой и телескопическим соединением с кернорвателем; 5-изогнутая керноприемная труба с упорным фланцем; 6-наружный корпус; 7-юбка для изменения направления потока промывочной жидкости; 8-переводник с отверстиями для обратной промывки; 9-корус с отверстиями для соединения пространства с внутренней полостью бурильной колонны; 10-патрубок узла обратной промывки; 11-узел обратной промывки с армированной наружной поверхностью.

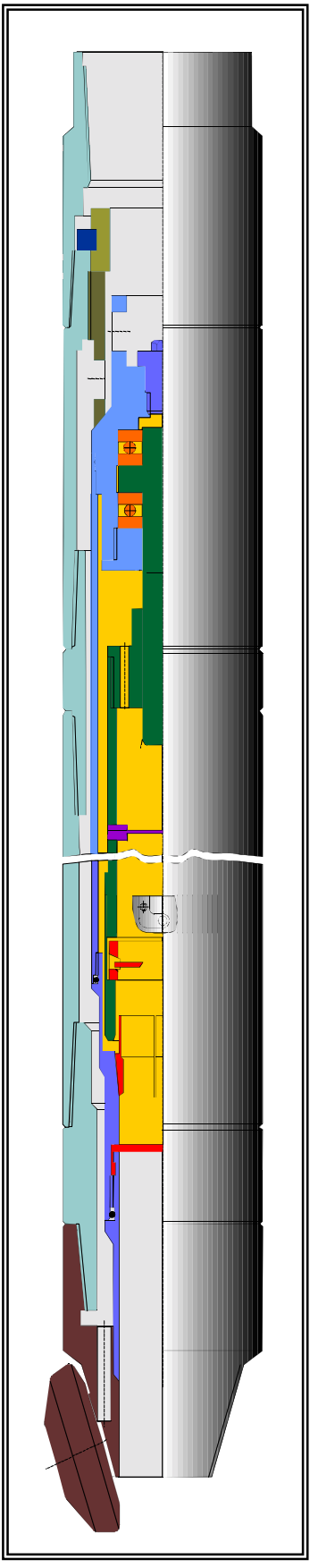


Рис. 7.3. Керноотборник изолирующий, модернизированный КИМ.

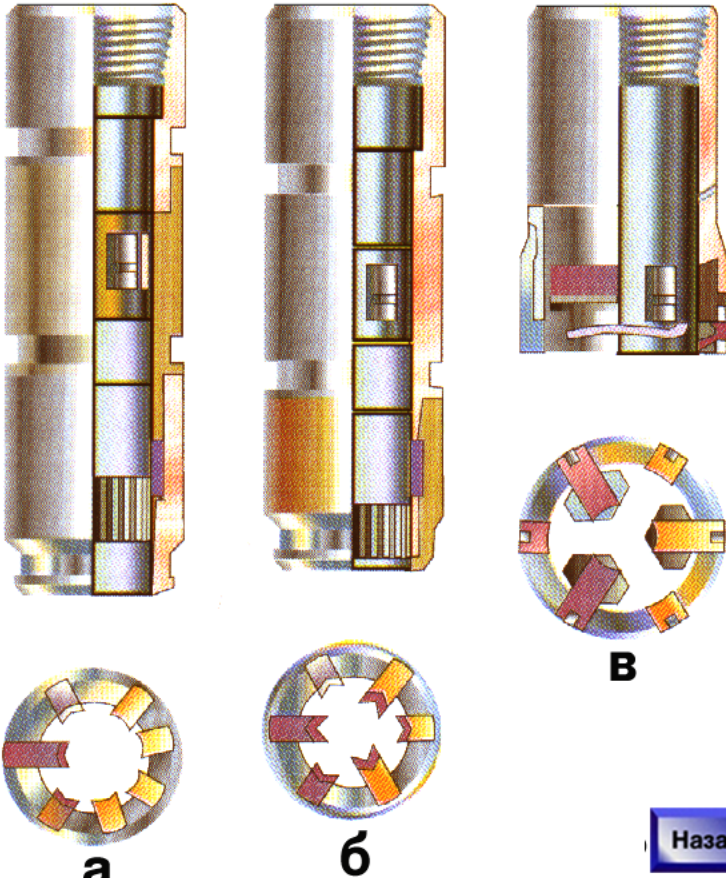


Рис. 7.4. Основные типы компоновок кернорвателей.
а - КЦР-7; б - КЦР-9; в - Р-26.

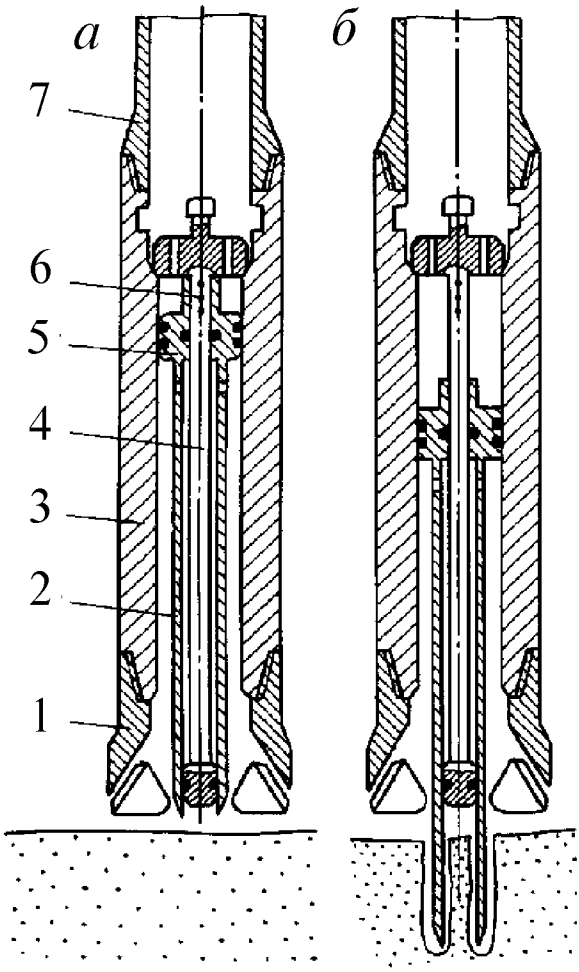


Рис.7.5. Схема гидравлического поршневого пробоотборника в сборе (а) и в работе (б).

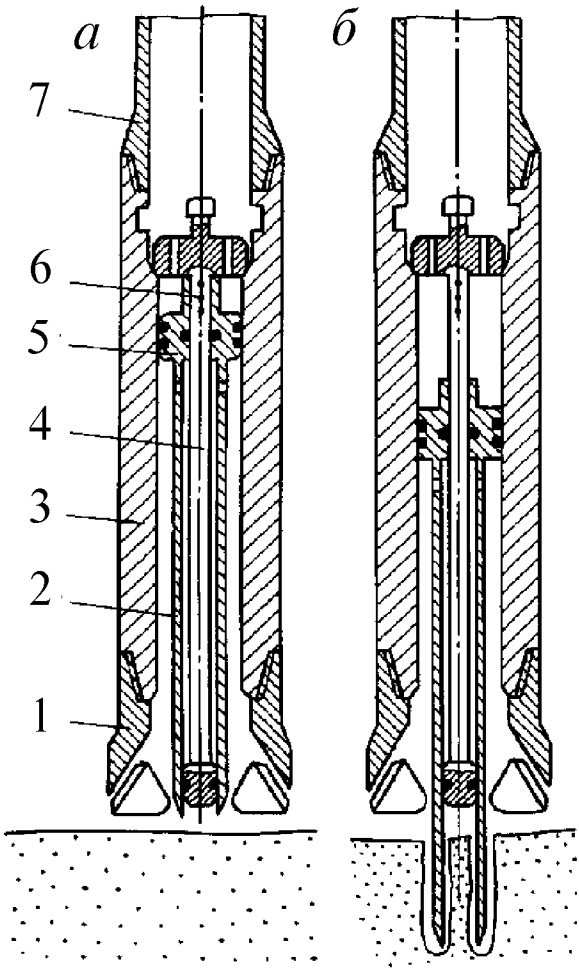


Рис.7.5. Схема гидравлического поршневого пробоотборника в сборе (а) и в работе (б).

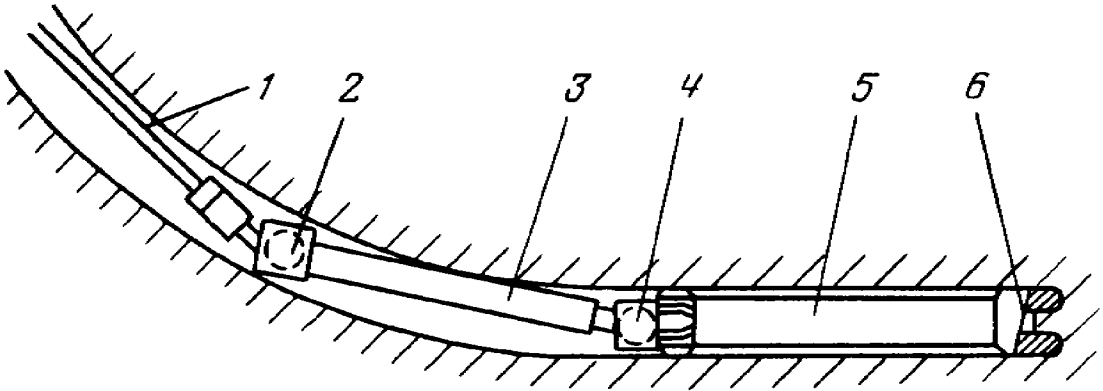


Рис.7 6. Комплекс технических средств для отбора керна.

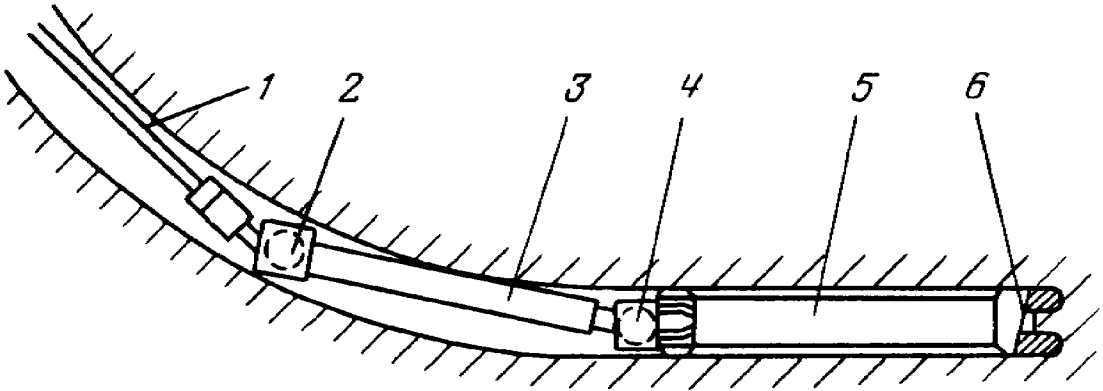


Рис.7 6. Комплекс технических средств для отбора керна.

Выпуск 8. Инструмент для бурения наклонно - направленных и горизонтальных скважин.

8.1. Отклонители.

8.1.1. Отклонитель шарнирный типа ОШ - 172.

8.2. Калибраторы.

8.2.1. Калибраторы шарошечные типа КШУ.

8.2.2. Калибраторы лопастные в антисальниковом исполнении типа 5 - КС и 9 - К.

8.2.3. Калибраторы лопастные со сменной муфтой типов 8 - КС 295,3 СТ, 8 - КС 393,7 СТ, 8 - К 295,3 МС, 8 - К 393,7 МС.

8.2.4. Калибраторы с прямыми и спиральными лопастями типов 1К 215,9 МС, 1КС 215,9 СТ, 2КС 295,3 СТ.

8.3. Центраторы.

8.3.1. Колонные центраторы и калибраторы повышенной прочности.

8.3.2. Передвижные центраторы забойного двигателя типа 3-ЦДП.

Выпуск 8. Инструмент для бурения наклонно - направленных и горизонтальных скважин.

8. 1. Отклонители.

Отклонители предназначены для бурения участков искривления наклонно-направленных и горизонтальных скважин долотами различных типоразмеров. В качестве отклонителей при бурении скважин используются разработанные и выпускаемые отечественной промышленностью непосредственно для этой цели как отклоняющие устройства или забойные снаряды типа ОШ, так и винтовые забойные двигатели-отклонители типов **ДО**, **ДГ**, **ДВ** и др. **(см. раздел 6.2. настоящего каталога)**, оборудуемые специальными отклоняющими устройствами со сменными жесткими кривыми переводниками и шарнирным устройством.

8.1.1. Отклонитель шарнирный типа ОШ - 172.

Отклонитель шарнирный типа **ОШ-172** **(рис.8.1.)** представляет собой управляемый искривляющий забойный снаряд и предназначен для бурения искривленных и условно горизонтальных участков скважин.

Применение отклонителя позволяет вести проходку скважины с радиусом искривления **40...80** м и горизонтальных участков любой протяженности с изменением направления ствола по зениту и азимуту.

Отклонитель шарнирный состоит из **3 - 6** основных узлов **(см.рис.8.1)**:

- шарнирное соединение,
- рабочий орган (статор-роторная пара),
- шпиндельная секция.

Конструкция отклонителя дает возможность применять при проходке скважин высокопроизводительные гидромониторные долота.

Техническая харатеристика отклонителя типа **ОШ-172** приведена в **таблице 8.1.**

8. 2. Калибраторы.

Калибратор это калибрующее и опорно - центрирующее устройство, предназначенное для калибрования ствола скважины, центрирования и улучшения условий работы долота и забойного двигателя. Он устанавливается над долотом.

Классификация по назначению калибраторов приведена в **таблице 8.2.**

8. 2. 1. Калибраторы шарошечные типа КШУ.

Клибраторы шарошечные типа **КШУ** **(рис.8.2)** предназначены для калибрования ствола скважины до номинального диаметра при износе долота в абразивных породах, а также для расширения желобов в скважине. В последнем случае под калибратором устанавливаются УБТ определенной массы и расширение желобов осуществляется снизу вверх путем вращения бурильной колонны и ее медленного подъема.

Калибраторы состоят из корпуса 1 и сменных, унифицированных для данного размерного ряда калибрующих узлов 3, которые крепятся к корпусу с помощью клиньев 2. Калибрующие узлы могут оснащаться шарошками с тверд осплавными зубками, фрезерными зубьями или комбинированным

вооружением. Шарошки имеют герметизированные маслонаполненные опоры качения. Клиновое крепление калибрующих узлов позволяет восстанавливать номинальный диаметр калибратора при его износе по диаметру до 6 мм. Присоединительные резьбы: нижняя - ниппель **З-171**, верхняя - муфта **З-171**.

Технические параметры калибраторов типа **КШУ** приведены в **таблице 8.3.**

8. 2. 2. Калибраторы лопастные в антисальниковом исполнении типа 5 - КС и 9 - К.

Калибраторы лопастные в антисальниковом исполнении типа **5-КС (рис. 8.3.а)** и **9-К (рис.8.3.б)** предназначены для калибрования стволов скважин, цементирования и улучшения условий работы долот и забойных двигателей при бурении нефтяных и газовых скважин.

Конструкция калибраторов представляет собой единую деталь с тремя спиральными или четырьмя прямыми лопастями. Калибраторы имеют внутренние присоединительные резьбы и центральный промывочный канал.

Лопасти спиральных калибраторов **5-КС** полностью перекрывают сечение скважины и образуют непрерывный круговой контакт с ее стенкой. Такие калибраторы рекомендуется использовать при бурении пород средней твердости и твердых.

Калибраторы с прямыми лопастями **9-К** позволяют снизить гидравлическое сопротивление при бурении мягких пород, склонных к набуханию и образованию толстой глинистой корки.

Лопасти калибраторов армируются запрессованными твердосплавными зубками из карбид-вольфрамовых твердых сплавов.

От известных конструкций калибраторы выгодно отличаются:

- увеличенной концентрацией вооружения по концам лопастей, обеспечивающей их равностойкость по всей длине и сохранение центрирующих свойств до полного износа вооружения;
- наличием антисальниковых промывочных отверстий, выполненных в теле лопастей под углом к оси калибратора;
- минимальной металлоемкостью конструкций.

Основные технические параметры калибраторов типа **5-КС** и **9-К** приведены в **таблице 8.4.**

8. 2. 3. Калибраторы лопастные со сменной муфтой типа 8-КС295,3СТ, 8-КС393,7СТ, 8-К295,3МС, 8-К393,7МС.

Калибраторы лопастные спиральные типа **8-КС295,3СТ, 8-КС393,7СТ (рис. 8.4.)** являются наддолотными калибрующими и опорно-центрирующими устройствами.

Предназначены для калибрования ствола скважины, центрирования и улучшения условий работы долота и забойного двигателя при бурении нефтяных и газовых скважин шарошечными долотами диаметром **295,3** и **393,7** мм в породах мягких и средней твердости.

Калибраторы имеют разборную конструкцию со сменным рабочим элементом - муфтой, которая наворачивается на корпус. В корпусе есть

центральный промывочный канал, внутренние замковые присоединительные резьбы по концам и коническая резьба с упорным торцом под муфту.

На наружной поверхности муфты располагаются три спиральные лопасти, обеспечивающие круговой контакт со стенками скважины. Лопасти армированы запрессованными твердосплавными зубками. Корпусы калибраторов изготавливаются из высококачественной легированной стали. В зависимости от условий работы с одним корпусом могут быть отработаны от одной до четырех муфт.

Для бурения в породах мягких с прослоями пород средней твердости выпускаются калибраторы аналогичной конструкции **8-К 295,3 МС** и **8-К 393,7 МС** с шестью прямыми лопастями на сменных муфтах.

От известных конструкций предлагаемые калибраторы отличаются увеличенной концентрацией вооружения по концам лопастей и наличием в теле последних антисальниковых промывочных отверстий.

Вооружение калибраторов представлят собой твердосплавные вставки **Г54** диаметром **12 х 10 - ВК**.

Калибраторы являются простым и надежным средством для решения задач по безориентируемому управлению траекториями стволов глубоких скважин и повышению их качества. Это позволяет осуществлять спуск обсадных колонн до требуемых глубин без затяжек и проработок. Применение калибраторов позволяет улучшить условия работы долот и повысить их технико-технические показатели.

Технические параметры лопастных калибраторов со сменной муфтой приведены в **таблице 8.5.**

8. 2. 4. Калибраторы с прямыми и спиральными лопастями типов 1К 215,9 МС, 1КС 215,9 СТ и 2КС 295,3 СТ.

Калибраторы с прямыми **(рис.8.5.)** и спиральными **(рис.8.6.)** лопастями типов **1К 215,9 МС, 1КС 215,9 СТ** и **2КС 295,3 СТ** предназначены для калибрования ствола скважины, центрирования и улучшения работы долота и забойного двигателя.

Калибраторы указанных типов выпускаются в двух исполнениях:

- с четырьмя лопастями, выполненными параллельно оси калибратора;
- с тремя лопастями, выполненными по спирали к оси калибратора.

Рабочие поверхности обоих калибраторов армированы твердосплавными зубками.

Калибраторы диаметром **295,3** мм выпускаются со спиральными лопастями на сменной муфте.

Технические параметры калибраторов с прямыми и спиральными лопастями типов **1К 215,9 МС, 1КС 215,9 СТ** и **2КС 295,3 СТ** приведены в **таблице 8.6.**

8. 3. Центраторы.

Центратор - опорно-центрирующее устройство, предназначенное для центрирования нижней части бурильной колонны и забойного двигателя, стабилизации или изменения направления ствола скважины. Устройство ус-

танавливается на корпусе забойного двигателя или в колонне бурильных труб. Классификация по назначению центраторов приведена в **таблице 8.2.**

8. 3. 1. Колонные центраторы и калибраторы повышенной прочности.

Колонные центраторы и калибраторы повышенной прочности **(рис.8.7.** предназначены для использования в компановке низа бурильной колонны (КНБК) в качестве опорно-центрирующих и калибрующих устройств при бурении глубоких скважин на нефть и газ в сложных геологических условиях с высокими осевыми нагрузками на долото.

Изготавливаются из высокопрочной хромо-никелиевой катаной стали и представляют собой единую деталь с тремя спиральными лопастями, армированными запрессованными твердосплавными зубками из вольфрамо-кобальтовых твердых сплавов. Лопасти полностью перекрывают сечение скважины и обеспечивают круговой контакт с ее стенками.

Для установки между секциями УБТ устройства изготавливаются с внутренними и наружными замковыми присоединительными резьбами. Для установки над долотом - с двумя внутренними.

От аналогичных устройств других фирм колонные центраторы повышенной прочности выгодно отличаются вооружением лопастей с большей концентрацией вооружения по концам, обеспечивающей их равностойкость по всей длине и сохранение центрирующих свойств до полного износа вооружения. Кроме того, на нижних заходных фасках наддолотных вариантов исполнений выполняется специальное режущее вооружение. Оно позволяет повысить качество калибрования стволов и существенно снизить крутящий момент вращения КНБК. Колонные центраторы повышенной прочности защищены патентом и изготавливаются на заводах ОАО НПО "Буровая техника" - ВНИИБТ со следующими основными размерами:

Диаметр номинальный наружный, мм - 120,6 - 555
Длина L, мм 600 - 1800
Длина лопастей 1, мм - 260 - 400

8. 3. 2. Передвижные центраторы забойного двигателя типа 3 - ЦДП.

Передвижные центраторы забойного двигателя типа **3-ЦДП** **(рис.8.8.)** предназначены для решения задач, связанных с проводкой наклонно направленных скважин. Сборка их с необходимыми размерами выполняется в соответствии с технологическими требованиями проводки наклонных скважин в зависимости от стабилизации, увеличения или уменьшения зенитного угла со стабилизацией азимутного направления.

Центратор состоит из муфты с шестью прямыми лопостями, армированными износостойким твердосплавным вооружением, и цанги с одной ступенчатой прорезью. Муфта и цанга свинчиваются друг с другом посредством конической резьбы.

Для закрепления центратора на корпусе забойного двигателя муфта навинчивается на цангу, последняя сжимается, охватывая поверхность корпуса и обеспечивая закрепление центратора за счет возникшей силы трения

покоя. С целью увеличения силы трения покоя на внутренней поверхности цанги наплавлены продольные полосы из зерен вольфрамо-кобальтого твердого сплава.

В отличие от передвижных центраторов зарубежных фирм центраторы типа **3-ЦДП** могут устанавливаться в КНБК с меньшим радиальным зазором между корпусом забойного двигателя и стенкой скважины. Простота конструкции, минимум деталей, большая площадь контактной охватывающей поверхности цанги обеспечивают простоту и удобство манипуляций с центратором **3-ЦДП** в условиях буровой, высокую надежность и большие усилия страгивания центратора после закрепления. Выполнение прорези цанги ступенчатой исключает заедание резьбы при сжатии цанги, позволяет надежно прогнозировать необходимое усилие страгивания в пределах **100 - 500** кН в зависимости от момента свинчивания **23-56** кН.м.

Центраторы изготавливаются в трех исполнениях применительно к характеру проходимых пород с соответствующими буквенными символами в обозначении: **МС** - для мягких с пропластками средней твердости;

С - для средней твердости;

Т - для твердых пород.

Основные технические параметры передвижных центраторов забойного двигателя типа **3-ЦДП** приведены в **таблице 8.7.**

8.4. Клинья-отклонители.

8.4.1. Комплекты фрез для вырезки «окна» в колонне.

Клинья-отклонители **КОП-115М**, **КОП-115П**, **КОП-115С**, предназначены для зарезки и бурения дополнительных стволов в 146 мм обсадной колонне. Все конструкции клиньев обеспечивают безпрепятственный спуск и надежную установку на искуственном забое, исключающую их проворот или перемещение в процессе работы. Ряд узлов и деталей используемых в клиньях-отклонителях защищены патентами РФ.

По желанию заказчика клинья-отклонители могут поставлятся как в разобранном состоянии (для удобства транспортировки), так и готовыми к работе.

Длина клина в собранном виде - 4,2 м., клин в транспортном положении - 2,5м.

Все типы клиньев имеют угол наклона отклоняющей плоскости 2,5 градуса.

Особенность конструкции **КОП-115С**, состоит в том, что при установке на забой клин принудительно изгибается, обеспечивая надежный поджим верхней и нижней части желоба к противоположным стенкам обсадной колонны.

Спуск клиньев производиться на колонне бурильных труб с помощью подвесного устройства или **стартового фреза.**

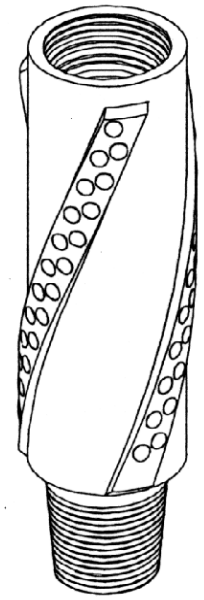
Для прорезания "окна " в колонне предлагается комплект фрез, включающий в себя **стартовый**, **оконный** и **калибрующий фрезы**, диаметром 124 мм.

Кроме этого по техническим условиям Заказчика могут быть изготовлены комплекты аналогичного инструмента различного диаметра под любую обсадную колонну.

Изготовитель – поставщик: ООО «БИТТЕХНИКА». 614022, г.Пермь, ул. Танкистов 11, офис 410. Телефон / факс (3422) 24 98 76,
E-mail: bitteknika@perm.raid.ru

8.5. Калибраторы лопастные типа КЛС, КЛ, К1, КС, производства НПП "Азимут".

Калибраторы лопастные типа **КЛС, КЛ, К1, КС,** предназначены для калибровки и центрирования бурильной колонны в стволе скважины.



Обозначение	Наружный диаметр, мм	Соединительная резьба по ГОСТ28487-90 (муфта – ниппель)
КЛС 120,6 МС	120,6	З-86/З-86
КЛС 120,6 СТ	120,6	З-86/З-86
КЛС 139,7 МС	139,7	З-86/З-86
КЛС 139,7 СТ	139,7	З-86/З-86
КЛС 146 МС	146	З-86/З-86
КЛС 151 МС	151	З-86/З-86
КЛ 215,9 СТ	215,9	З-147/З-147
К1 215,9 СТ	215,9	З-147/З-147
КЛС 244,5 МС	244,5	З-147/З-147
КЦ 295	295	З-152/З-152
К1 295,3 МСТ	295,3	З-152/З-152
КС 295,3 СТ	295,3	З-152/З-152

Изготовитель - НПП"Азимут". 450062, Росссия, Башкортостан, г.Уфа, ул.Космонавтов, 1, корп. 4. тел. (3472)43-11-52, (3472)60-91-99, тел/факс (3472)43-15-71, **E-maiL: tyusa@online.ru**

Таблица 8.1. Техническая характеристика отклонителя типа ОШ-172

Наименование показателей	ОШ-172
Диаметр корпуса, мм	172
Длина, мм	3370
Присоединительная резьба по ГОСТ 5286-75: - к бурильным трубам - к долоту	 З-147 З-117
Диаметр применяемых долот, мм	215,9
Расход рабочей жидкости, $м^3/с$	0,025...0,035
Углы отклонения оси статора относи - тельно оси корпуса шпинделя, град.	0; 1,5; 2,0; 3,0; 3,5.
Масса, кг	440
Изготовитель: ОАО "НЕФМА", 443042, Россия, г.Самара, ул. Белорусская, а/я 3775, 344377, МАКЕТ, факс.(8462) 000214, тел.(8462) 309150	

Таблица 8.2. Классификация калибраторов и центраторов по назначению.

Виды резцов	Тип устройства	Твердость и абразивность породы						
		Мягкие		Средние		Твердые		
		МА	**СА**	**МА**	**СА**	**МА**	**СА**	**ВА**
Твердосплавные зубки из вольфрамо-кобальтовых сплавов.	Центратор забойного двигателя							
	ЦД							
	ЦДС							
	ЦДП							
	ЦДШ							
	Центратор колонный							
	Ц							
	ЦС							
	ЦШ							
	Калибратор							
	К					-	-	-
	КА	-	-					
	КИ							
	КС	-	-					
	КСА	-	-					
	КСИ	-	-					
	КШ	-	-					

Таблица 8.2. Классификация калибраторов и центраторов по назначению.

Виды резцов	Тип устройства	Твердость и абразивность породы						
		Мягкие		Средние		Твердые		
		МА	**СА**	**МА**	**СА**	**МА**	**СА**	**ВА**
Твердосплавные зубки из вольфрамо-кобальтовых сплавов.	Центратор забойного двигателя							
	ЦД							
	ЦДС							
	ЦДП							
	ЦДШ							
	Центратор колонный							
	Ц							
	ЦС							
	ЦШ							
	Калибратор							
	К					-	-	-
	КА	-	-					
	КИ							
	КС	-	-					
	КСА	-	-					
	КСИ	-	-					
	КШ	-	-					

Таблица 8.3. Технические параметры калибраторов типа КШУ

Шифр калибратора	Номинальный диаметр калибрующего ствола, мм	Длина, мм	Масса, кг	Максимальная частота вращения, мин $^{-1}$	Число сменных комплектов
КШУ 393,7 СТК	370	900	280	150	3
КШУ 444,5 СТК	425	1050	320	120	3
КШУ 555 СТК	530	1250	510	90	3

Разработчик и поставщик: ОАО НПО "Буровая техника" - ВНИИБТ,
113114, Россия, г.Москва, ул.Летниковская, 9,
телетайп 112168 ДОЛОТО, факс.(095) 2353000, тел.(095) 2360170

Таблица 8.4.Технические параметры калибраторов типа 5-КС и 9-К

Наименование параметра	5-КС		9-К	
Наружный диаметр, мм	189,7	269,9	190,5	269,9
Длина, мм	300	450	300	420
Длина лопасти, мм	320	360	220	300
Разработчик и поставщик: ОАО НПО "Буровая техника" - ВНИИБТ, 113114, Россия, г.Москва, ул.Летниковская, 9, телетайп 112168 ДОЛОТО, факс.(095) 2353000, тел.(095) 2360170				

Таблица 8.5. Технические параметры калибраторов со сменной муфтой.

Шифр калибратора	Диаметр наружный, мм	Диаметр центрального промывочного отверстия, мм	Длина общая, мм	Длина лопастей мм	Максимальная допустимая нагрузка кН	Масса, кг
КС295,3СТ	295,3	100	850	409	300	196,5
К 295,3МС	295,3	103	863	463	350	260
КС393,7СТ	393,7	80	1270	458	400	400
К 393,7МС	393,7	80	1270	455	400	450

Разработчик и поставщик: ОАО НПО "Буровая техника" - ВНИИБТ,
113114, Россия, г.Москва, ул.Летниковская, 9,
112168 ДОЛОТО, факс.(095) 2353000, тел.(095) 2360170

Таблица 8.6. Технические параметры калибраторов типов 1К 215,9 МС, 1К 215,9 СТ и 2К 295,3 СТ

Шифр калибратора Наименование параметра	**1К 215,9 МС**	**1КС 215,9 СТ**	**2КС 295,3 СТ**
Наружный диаметр: - мм - дюйм	 215,9 8 1/2	 215,9 8 1/2	 295,3 11 5/8
Присоединительная резьба: - по ГОСТ России - по API, в дюймах	 3-117 4 1/2 REG	 3-117 4 1/2 REG	 3-152 6 5/8 REG
Общая длина, мм	390	460	870
Длина лопастей, мм	286	360	490
Ширина лопасти, мм	45	67	60
Длина шейки для захвата инструмента,мм	17	17	150
Масса, кг, не более	60	62	280

Изготовитель: АО "Волгабурмаш",
443004, Россия, г.Самара, ул. Грозненская, 1, корп.4,
214166 PTB RU FOR No184, факс.(8462) 302372, тел.(8462) 303070

Таблица 8.7. Технические параметры передвижных центраторов забойного двигателя типа 3-ЦДП

Шифр центратора	Номинальный диаметр корпуса забойного двигателя, мм	Диаметр наружный центратора, мм	Диаметр внутренний центратора, мм	Длина общая, мм	Рабочая длина лопастей, мм
3-ЦДП390/240МС	240	390	242-236	820-900	336
3-ЦДП385/240МС	240	385	242-236	820-900	336
3-ЦДП380/240МС	240	380	242-236	820-900	336
3-ЦДП305/240МС	240	305	242-236	670-750	300
3-ЦДП300/240МС	240	300	242-236	670-750	300
3-ЦДП295/240МС	240	295	242-236	670-750	300
3-ЦДП292/240МС	240	292	242-236	670-750	300
3-ЦДП290/240МС	240	290	242-236	670-750	300
3-ЦДП285/240МС	240	285	242-236	670-750	300
3-ЦДП292/240С	240	292	242-236	515-595	150
3-ЦДП290/240С	240	290	242-236	515-595	150
3-ЦДП285/240С	240	285	242-236	515-595	150
3-ЦДП292/240Т	240	292	242-236	515-595	66
3-ЦДП290/240Т	240	290	242-236	515-595	66
3-ЦДП285/240Т	240	285	242-236	515-595	66
3-ЦДП292/195МС	195	292	197-191	686-750	300
3-ЦДП290/195МС	195	290	197-191	686-750	300

Продолжение

Продолжение таблицы 8.7. Технические параметры передвижных центраторов забойного двигателя типа 3-ЦДП

Шифр центратора	Номинальный диаметр корпуса забойного двигателя, мм	Диаметр наружный центратора, мм	Диаметр внутренний центратора, мм	Длина общая, мм	Рабочая длина лопастей, мм
3-ЦДП285/195МС	195	285	197-191	686-750	300
3-ЦДП292/195С	195	292	197-191	536-600	150
3-ЦДП290/195С	195	290	197-191	536-600	150
3-ЦДП285/195С	195	285	197-191	536-600	150
3-ЦДП292/195Т	195	292	197-191	536-600	66
3-ЦДП290/195Т	195	290	197-191	536-600	66
3-ЦДП285/195Т	195	285	197-191	536-600	66
3-ЦДП266/195МС	195	292	197-191	686-750	300
3-ЦДП262/195МС	195	290	197-191	686-750	300
3-ЦДП260/195МС	195	285	197-191	686-750	300
3-ЦДП215,9/172МС	172	215,9	174-168	520-590	281
3-ЦДП214/172МС	172	214	174-168	520-590	281
3-ЦДП212/172МС	172	212	174-168	520-590	281
3-ЦДП214/172С	172	214	174-168	370-440	131
3-ЦДП212/172С	172	212	174-168	370-440	131
3-ЦДП214/172Т	172	214	174-168	290-360	35
3-ЦДП212/172Т	172	212	174-168	290-360	35

Разработчик и поставщик: ОАО НПО "Буровая техника" - ВНИИБТ,
113114, Россия, г.Москва, ул.Летниковская, 9,
телетайп112168 ДОЛОТО, факс.(095) 9596711, тел.(095) 2360170

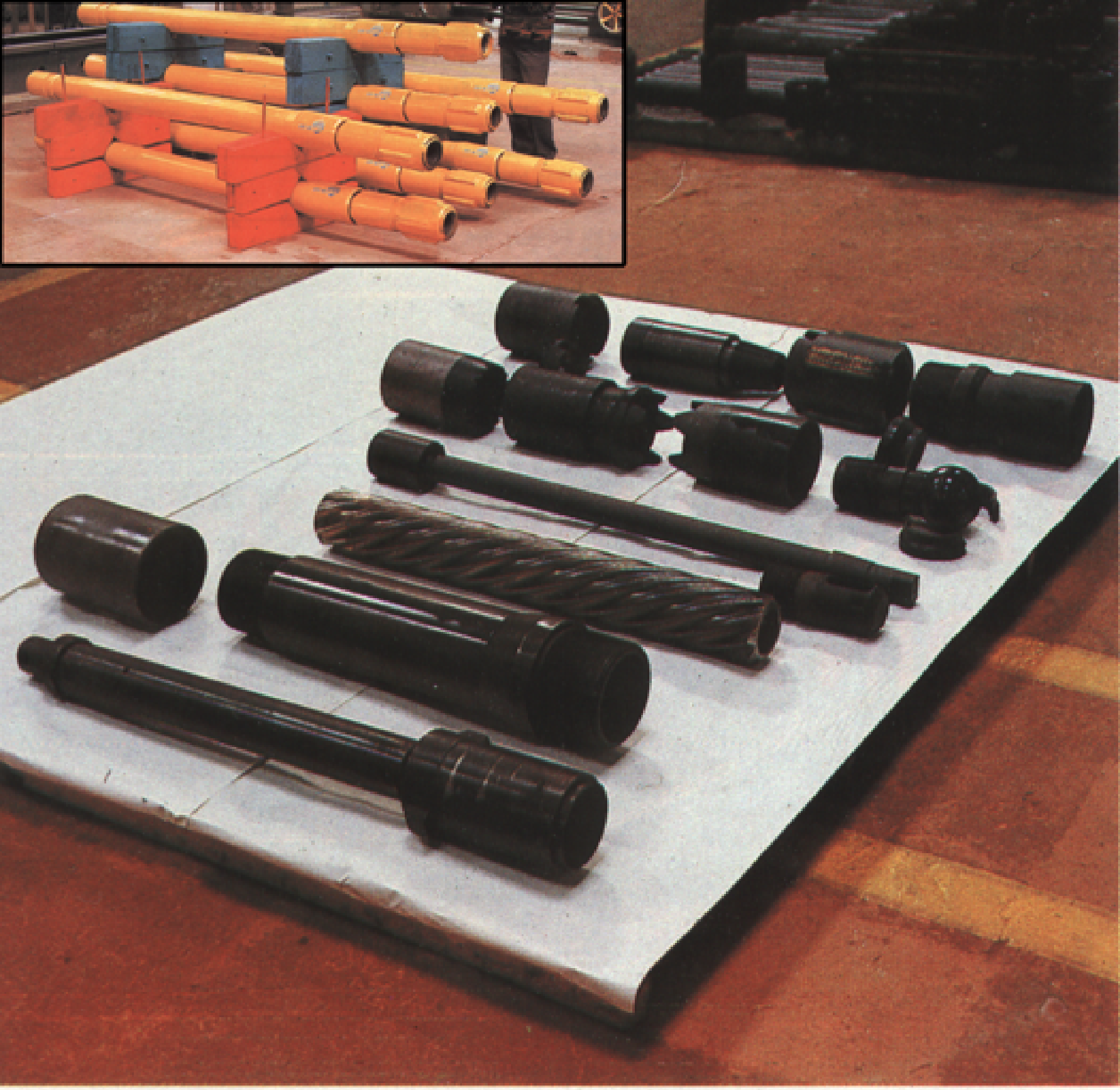


Рис. 8.1. Отклонитель шарнирный типа ОШ-172.

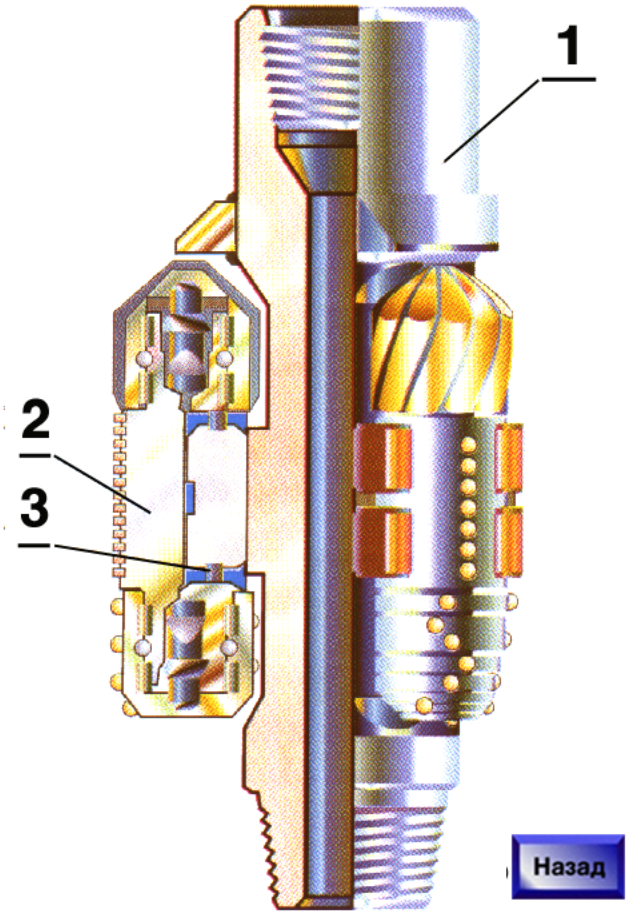


Рис. 8.2. Калибратор шарошечный унифицированный типа КШУ.
1 - корпус; 2 - клин;
3 - калибрующий узел.

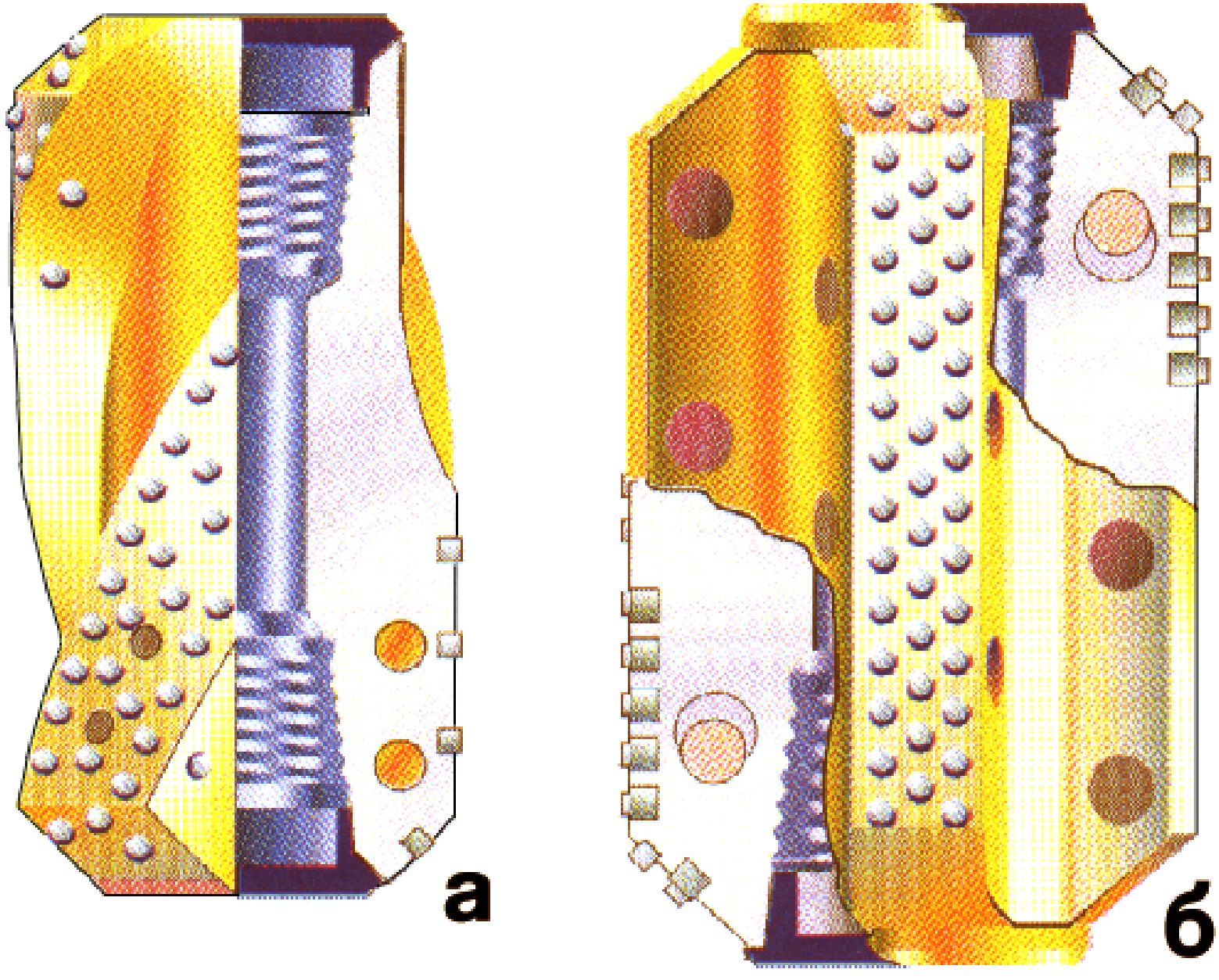


Рис. 8.3. Калибраторы в антисальниковом исполнении.
а - спиральный калибратор типа 5КС;
б - калибратор с прямыми лопстями типа 9КС.

Назад

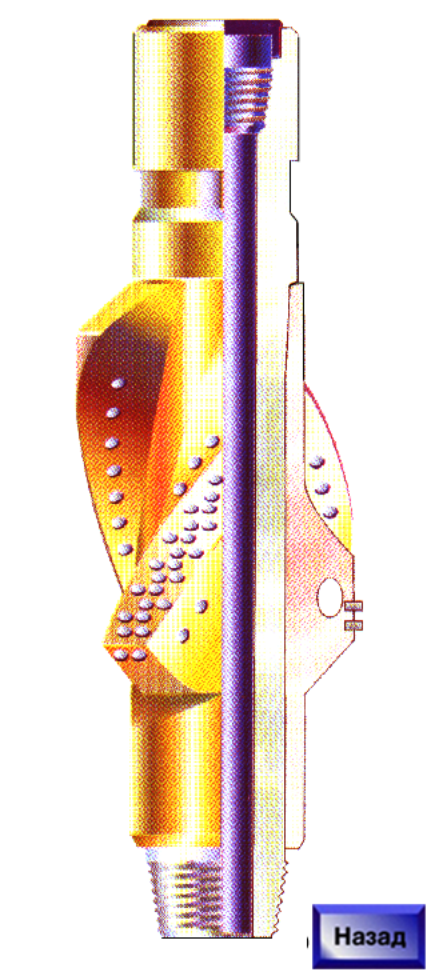


Рис. 8.4.Калибратор со сменной муфтой.

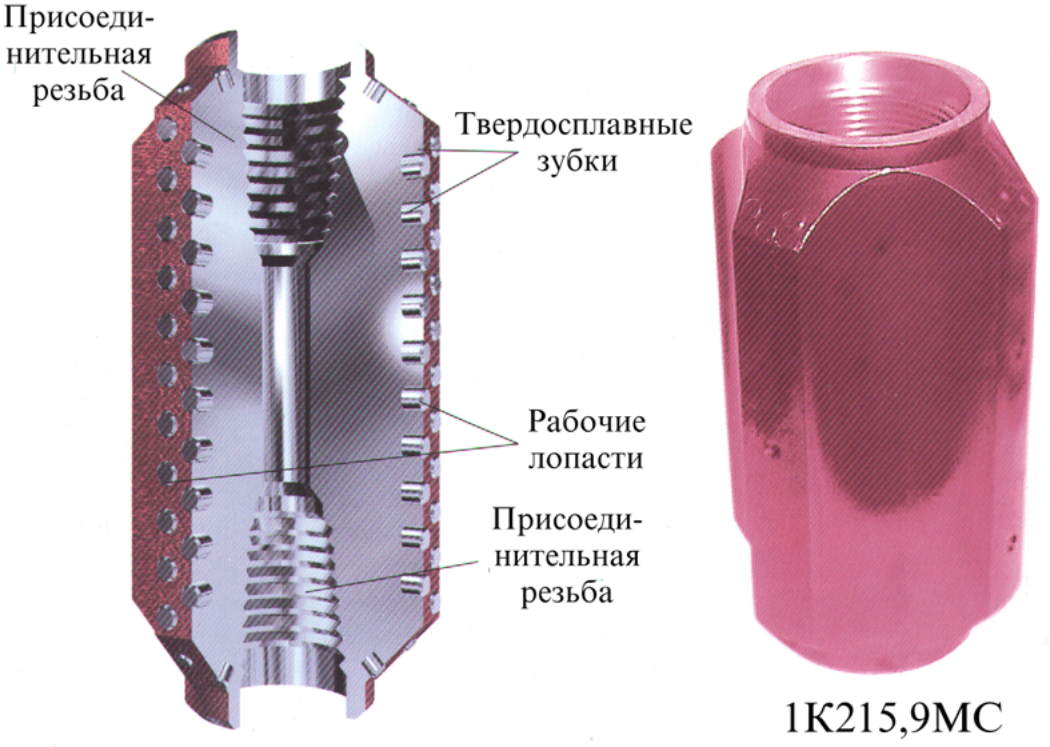


Рис. 8.5. Калибратор с прямыми лопастями.

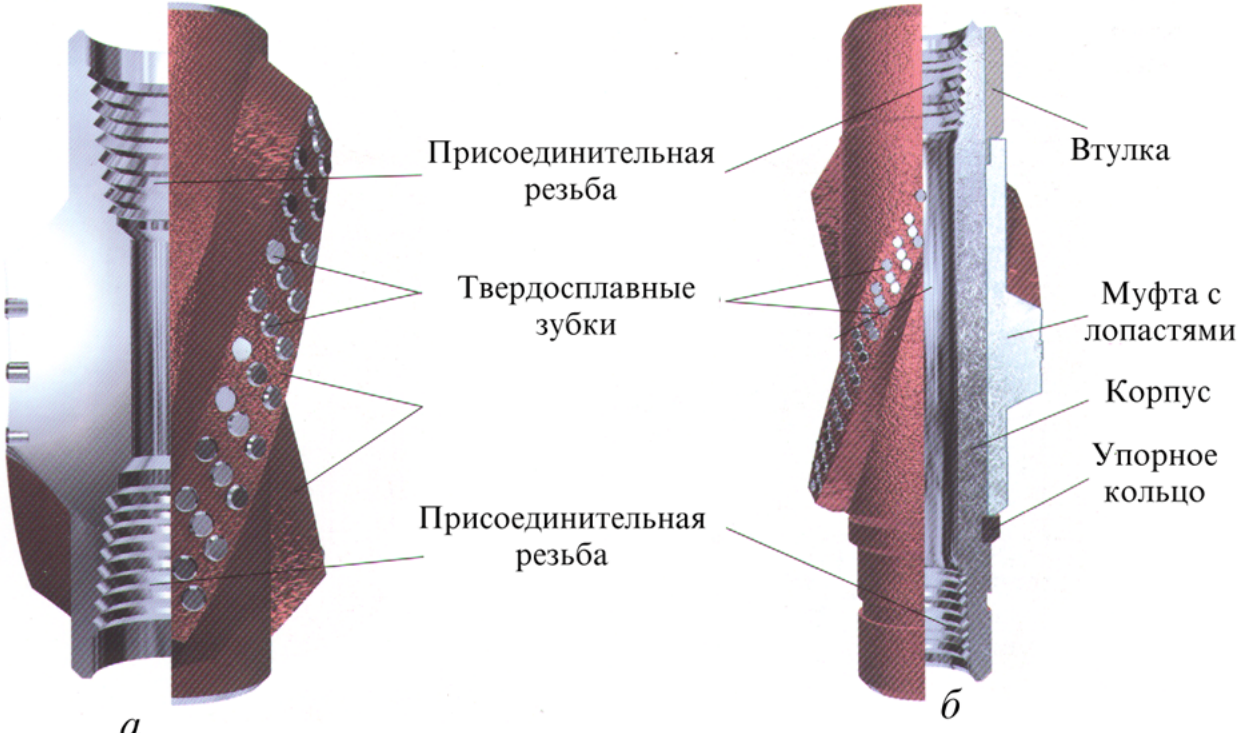


Рис. 8.6. Калибраторы со спиральными лопастями.

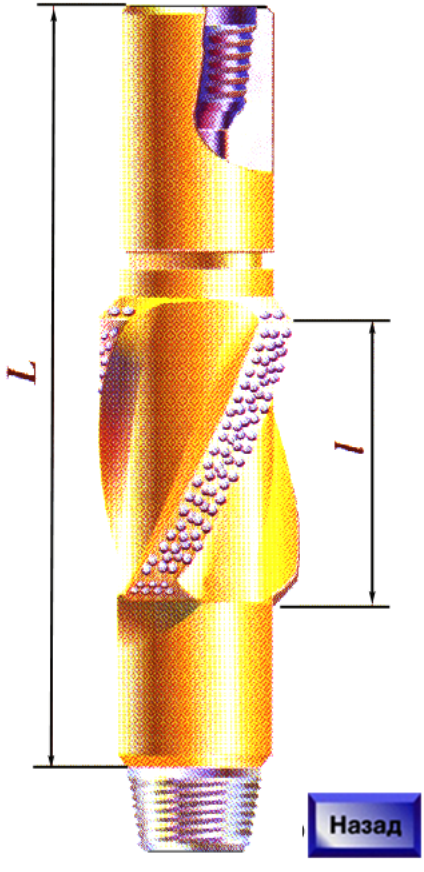
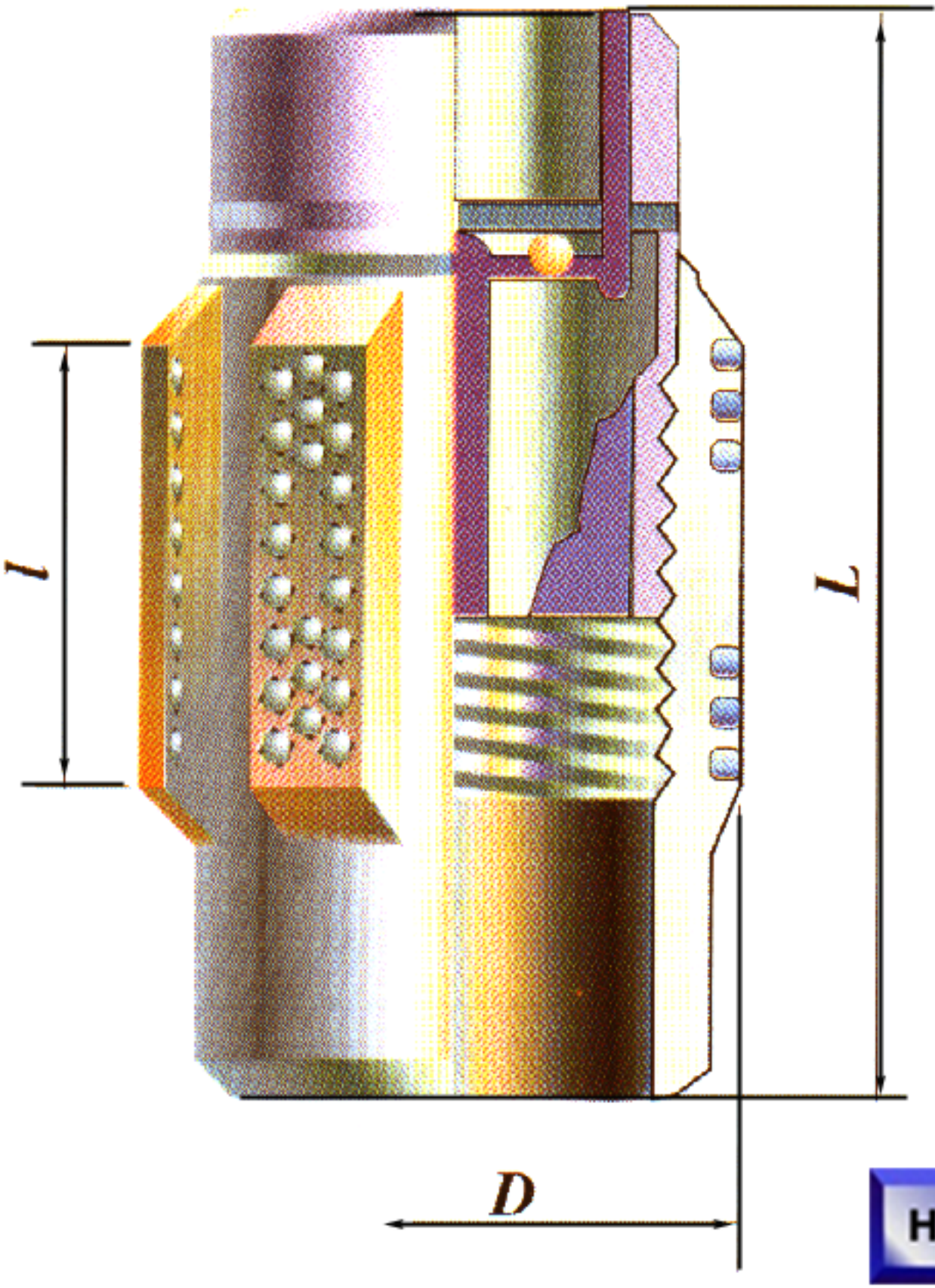


Рис. 8.7. Колонный центратор повышенной прочности.



Назад

Рис. 8.8. Передвижной центратор забойного двигателя 3-ЦДП.



а) б) в) г) д)

Рис. 8.9. Клинья - отклонители:
а) КОП-115.М; б) КОП-115.С
Фрезы:
в)стартовая ФС-124; г) оконная ФО-124;
д) калибрующая ФА-124

Выпуск 9. Трубы нефтяного сортамента

9.1. Трубы бурильные ведущие

9.2. Трубы бурильные стальные

9.3. Трубы бурильные алюминиевые.

9.4. Трубы бурильные утяжеленные

9.5. Трубы обсадные.

9.6. Трубы насосно - компрессорные

9.7. Смазки для резьб.

9.8. Трубы гибкие

9.9. Трубы стеклопластиковые

9.10. Краны шаровые для бурильных колонн.

9.11. Клапаны обратные для бурильных колонн

Выпуск 9. Трубы нефтяного сортамента

9. 1. Трубы бурильные ведущие (ТУ 26 - 12 - 774 - 91)

Трубы бурильные ведущие изготавливаются двух типов (тип **К** - квадратного сечения и тип **Ш** - шестигранного сечения) в соответствии с нормами **Spec 7 API**. Ведущие бурильные трубы термообработаны по всей длине. Обший вид приведен на **рис. 9.1.**

Типоразмеры ведущих труб приведены соответственно в **таблицах 9.1** и **9.2,** а рекомендуемые крутящие моменты свинчивания их резьбовых соединений - в **таблице 9.3.**

Трубы изготавливаются из стали 45ХГМА по **ТУ 26-12-802-90** с механическими свойствами, приведенными в **таблице 9.4.**

9.2. Трубы бурильные стальные

Стальные бурильные трубы Российской промышленностью изготавливаются следующих конструкций:

- с высаженными внутрь концами (**тип В ГОСТ 631-75**) и навинченными заамками на трубной конической резьбе треугольного профиля, приведенного на **рис. 9.2а**;
- с высаженными внутрь концами и коническими стабилизирующими поясками (**тип ВК ГОСТ 631-75**) и навинченными замками по трубной конической резьбе трапецеидального профиля, приведенная на **рис.9.2б**;
- с комбинированной высадкой концов (внутрь и наружу), внутренней и наружной высадкой (типы **ПК, ПВ** и **ПН** соответственно по техническим условиям **ТУ14-3-1571-88**) и приваренными по высадке замками, приведенные на **рис. 9.2 в - д**;
- типа **БК-73** диаметром **73** мм с комбинированной высадкой концов и приварными по высадке замками типа **ЗП-92** для капитального ремонта скважин и бурения долотами диаметром **112 - 140** мм роторным способом и забойными двигателями.

Изготовители труб:

1. **ОАО Синарский трубный завод** (СинТЗ), 623401 г. Каменнск-Уральский Свердловской области тел. (34378) 6-32-73, телетайп 348416, телеграф "Утро". e-Mail: stw@kamensk.uralnat.ru
2. **ОАО Таганрогский металлургический завод** (ТМЗ), 347928 г. Таганрог Ростовской области, ул. Заводская, 1, тел. (86344) 5-03-02, телетайп 298202, телеграф "Прокат". e-Mail:trade@tagmet.ru

Изготовитель замков:

ОАО Орский машиностроительный завод (ОрМЗ), 462406 г. Орск-6, Оренбургской области, тел. (35372) 9-02-52, телетайп 144513, телеграф "Стекло"

Трубы бурильные с навинченными замками (ГОСТ 631 - 75) изготавливаются из сталей групп прочности **Д, К, Е, Л** и **М**, замки - из стали 40ХН,

механические свойства которых приведены в **таблице 9.5.**

Трубы бурильные с высаженными внутрь концами, типа В (**ГОСТ 631 - 75**) характеризуются низкой усталостной прочностью на знакоперемен-ный изгиб по последней нитке трубной конической резьбы треугольного профиля соединения труба-замок, причем этот показатель снижается по мере возрастанния прочности материала труб, а также низкой статической прочности на разрыв по трубной резьбе.

Изготовители: 1. СинТЗ - трубы диааметром 127 мм;
2. ТМЗ - трубы диаметром 140 мм.

Основные характеристики труб и замков приведены в **таблице 9.6.**

Трубы бурильные с высаженными внутрь концами и коническими стабилизирующими поясками типа ВК (**ГОСТ 631 - 75**) характеризуются повышенной по сравнению с трубами типа В усталостной прочностью соединения труба-замок за счет конического стабилизирующего пояска, воспринимающего часть нагрузки, приходящейся на резьбовое соединнение при знакопеременном изгибе, и упорного выступа по торцу трубы и расточке внутри замковых деталей, а также повышенной статической прочностью на разрыв за счет применения трапецеидальной резьбы соединения труба-замок.

Основные характеристики труб и замков приведены в **таблице 9.7.**

Изготовители: 1. ТМЗ - трубы диаметром 127 и 140 мм;
2. ОрМЗ - замки **ЗШК-178** для труб **ВК-140**; замки **ЗУК-162** для труб **ВК-127**.

Трубы бурильные с высаженными концами и приваренными к ним замками (**ТУ 14- 3-1571- 88**) изготавливаются трех типов **(см. рис. 9.2 в - д)**:

ПК - с комбинированной высадкой концов (внутрь и наружу);

ПВ - с внутренней высадкой;

ПН - с наружной высадкой.

Трубы характеризуются высокой усталостной прочностью на изгиб сварного соединения из-за отсутствия концентраторов наапряжения вследствие полного удаления внутреннего и наружного грата.

Изменение коэффициента утолщения высадки для труб различных групп прочности обеспечивает равнопрочность труб по телу и сварному соедине-нию.

Комбинированная высадка концов труб обеспечивает плавный переход от утолщенной части трубы (высадки) к гладкой части, а также снижает гидравлические потери давленния в циркуляционной системе.

Установленная прочность бурильных труб всех групп прочности не менее σ_{-1}=16 кгс/мм^2.

Механические свойства сталей приведены в **таблице 9.8**, основные характеристики труб - в **таблице 9.9**, а предельные нагрузки на трубы - в **таблице 9.10.**

Изготовители: 1. СинТЗ - **ПК-114**; 2. ТМЗ - **ПК-127.**

9.3. Трубы бурильные алюминиевые.

Отечественной промышленностью изготавливаются следующие конструкции алюминиевых труб:

- с внутреннними концевыми утолщениями (тип ТБ ГОСТ 23786-79) и навинченными стальными замками по конической резьбе треугольного профиля, приведенной на **рис. 9.3 а**;
- с внутреними концевыми утолщениями и протекторным утолщением (тип **ТБТ ГОСТ 23786-799**) и ннавинченными стальными замками по конической резьбе треугольного профиля, приведенными на **рис.9,3 а, б**;
- беззамковой конструкции (тип **АБТбзк ТУ 1-2-365-81**) с внутренними утолщениями, приведенной на **рис.9.3 в**.

Изготовители: 1. **ОАО "Самарская металлургическая компания"** (СМК) 443051 г. Самара, ул. Алма-атинская, 29 тел. (8462) 53-86-00, 53-82--84 факс (8462) 23-31-77, 58-68-18 телетайп 214138 "Лист"

2. **ОАО "Каменск-Уральский металлургический завод"** (КУМЗ) 623406 г. Каменск-Уральский Свердловской обл. поселок Чкаловка тел. (34378) 9-52-10, телетайп 348495, 348415, "Опал"

Алюминиевые бурильные трубы изготавливаются из алюминиевого сплава Д16 с химическим составом по **ГОСТ 4784-74** в закаленном и естественно состаренном состоянии, механические свойства которых приведены в **таблице 9.11**;

Трубы бурильные алюминиевые сборной конструкции с концевыми утолщениями (ГОСТ 23786-79) изготавливаются двух типов **(см. рис.9.3):**

ТБ - с внутренними концевыми утолщениями;

ТБП - с протекторным утолщением в середине трубы.

Трубы диаметром **73** и **90** мм изготавливаются без протекторного утолщения и поставляются без замков.

Трубы диаметром **129** и **147** мм имеют концевое утолщение со стороны муфты замка увеличенной длины в зоне работы клиньев ротора.

Основные технические характеристики труб и замков приведены в **таблице 9.12**, а предельные нагрузки - в **таблице 9.14.**

Трубы бурильные алюминиевые беззамковой кострукции АБТбзк-108 (Нормаль **ПК 01036-18 ТУ 1-2-365-81**) имеют следующие геометрические параметры, приведенные в **таблице 9.13.**

Предельные нагрузки для этих труб приведены в **таблице 9.14.**

9.4. Трубы бурильные утяжеленные

Отечественной промышленностью изготавливаются утяжеленные бурильные трубы следующих конструкций:

- горячекатанные, гладкие по всей длине (**ТУ 14-3-835-79**), общий вид

которых приведен на **рис. 9.4**;

- гладкие по всей длине, со сверленым отверстием и механической обработкой, сбаалансированные (**УБТС-2** по **ТУ 51-744-77**), приведенные на **рис. 9.5**;
- термообработанные, по всей длине гладкие, со спиральными канавками и квадратного сечения (типа **А, Б, Б/1, Л, Л/1, Е, ЕН, ЕН/1, ЕЛ** и **ЕЛ/1** по **ТУ 26-12-775-90**), приведенные на **рис. 9.6.**

Изготовители: 1. **ОАО Таганрогский металлургический завод** (ТМЗ), 347928 г. Таганрог Ростовской обл., ул. Заводская, 1, тел. (86344) 5-03-02, телетайп 298202, телеграф "Прокат" . e-Mail:trade@tagmet.ru

2. **Сумское производственное объединение им. М.В.Фрунзе**, Украина,244004, г.Сумы,ул.Горького, 58 тел. (05400) 4-11-08, телетайп 174129, телеграф "Сумы Фрунзе" . e-Mail:tkm@tkm.frunze.com.ua

Трубы бурильные утяжеленные горячекатанные (**ТУ 14-3-385-79**) изготавливаются из стали группы прочности **Д** с механическими свойствами и параметрами, приведенными в **таблице 9.15.**

Трубы бурильные утяжеленные сбалансированные УБТС - 2 (**ТУ 51-744-77**) (**см. рис. 9.5**) изготавливаются гладкими по всей длине со сверленным отвер-стием и механической обработкой, что обеспечивает необходимую балансиро-вку.

Трубы подвергаются термообработке по концам на длину **0,8 - 1,2** м.

Для повышения усталостной прочности резьбовые соединения имеют зарезьбовые разгрузочные канавки (ЗРК) с радиусами галтельных переходов у ниппеля 6 мм, у муфты 8 мм.

УБТС-2 изготавливаются из легированных сталей с механическими свойствами, приведенными в **таблице 9.16**

Таблица 9.16. Техническая характеристика легированных сталей, используемых для изготовления УБТС-2.

Наименование показателя	Марка стали	
	38ХН3МФА	40ХН2МА
Предел текучести $\sigma_т$, МПа	735	637
Относительное удлинение δ, %	10	10
Ударная вязкость KCV, кДж/м^2	588	490
Твердость по Бринеллю, НВ	285 - 341	255

Геометрические параметры сбалансированных **УБТС-2** приведены в **таблице. 9.17**.

Таблица 9.17. Геометрические парметры сбалансированных УБТС-2.

Условное обозначение	Наружный диаметр D, мм ±1	Внутренний диаметр d, ±1,5	Тип Резьбы	Диаметр проточки под элеватор, мм D_1	Масса 1м,кг
УБТС2-178	178	80	З-147	168	156,0
УБТС2-203	203	80	З-161	190	214,6
УБТС2-229	229	90	З-171	195	273,4

Изготовитель: **Опытный завод Буровой техники ОАО НПО "Буровая техника" - ВНИИБТ**. 403810, г. Котово, Волгоградской области, Тел. (84455) 2-38-42, 2-94-89, 2-94-40 факс (84455) 2-38-42, телетайп 310675 КЕДР. e-Mail: vniibt@dataforce.net

Трубы, бурильные утяжеленные (**ТУ 26 -12-775-90**) изготавливаются в соответствии с нормами **Spec 7** и др. **API**, термообработанные по всей длине, следующих типов:

А - гладкие без проточек;

Б - с проточками под элеватор и клиновой захват;

Б/1 - с проточками под элеватор и клиновой захват с наплавкой твердым сплавом;

Л - с проточкой под элеватор;

Л/1-с проточкой под элеватор с наплавкой твердым сплавом;

Д/1 - "вадратного сечения с наплавкой твердым сплавом;

Е-со спиральными канавками;

ЕН-со спиральными канавками и проточками под элеватор и клиновой захват;

ЕН/1-со спиральными канавками и проточками под элеватор и клиновой захват с наплавкой твердым сплавом;

ЕЛ - со спиральными канавками и проточкой под элеватор;

ЕЛ/1-со спиральными канавками и проточкой под элеватор с наплавкой твердым сплавом.

Изготовитель: Сумское производственное объединение им. М. В. Фрунзе

Трубы изготавливаются из стали 45ХГМА с механическими свойствами, приведенными в **таблице 9.18.**

В **таблице 9.19**. приведены геометрические параметры **УБТ** типов **А, Б, Б/1, Л, Л/1**, а в **таблице 9.20** - типов **Е, ЕН, ЕН/1, ЕЛ** и **ЕЛ/1.**

Трубы бурильные утяжеленные квадратного сечения типа Д/1 имеют геометрические параметры приведенные в **таблице 9.21.**

В **таблице 9.22** приведены рекомендуемые моменты свинчивания термообработанных УБТ.

9.5. Трубы обсадные.

Отечественной промышленностью изготавливаются обсадные трубы следующих конструкций:

- муфтовые с короткой и удлиненной конической резьбой треугольного профиля (**ГОСТ 632-80**);
- муфтовые с конической резьбой треугольного профиля и упрочненными концами за счет редуцирования (**ТУ 14-3-1076-82**);
- муфтовые с конической резьбой трапецеидального профиля (тип **ОТТМ** по **ГОСТ 632-80** и **ТУ14-161-163-96**);
- муфтовые с конической резьбой трапецеидального профиля и коническими уплотнительными поясками на концах за резьбой со стороны меньших диаметров (тип **ОТТГ** по **ГОСТ 632-80**);
- типа **ОТТМ** с уплотнительным противозадирным покрытием резьбы муфт (**ТУ 14-3-1417-86**);
- по **ГОСТ 632-80** с узлом уплотнения из полимерного материала (**ТУ 14-3-1667-89**);
- муфтовые с упорной конической резьбой трапецеидального профиля "Батресс" (**ТУ 14-3-1678- 89**);
- муфтовые электросварные с упорной конической резьбой "Батресс" (**ТУ 14-3-1599-88**);
- муфтовые электросварные с упорной конической резьбой "Батресс" с узлом уплотнения из полимерного материала (**ТУ 14-3-1732-90**);
- безмуфтовые толстостенные с резьбой типа **ОТТМ** высокопрочные (**ТУ 39-0147016-28-92**);
- муфтовые типа **ОТТМ** с повышенным сопротивлением смятию (**ТУ 39-0147014-20-91**).

Изготовители: 1. **ОАО Таганрогский металлургический завод** (ТМЗ), 347928 г. Таганрог Ростовской обл., ул. Заводская, 1, тел. (86344) 5-03-02, телетайп 298202, телеграф "Прокат" e-Mail:trade@tagmet.ru

2. **ОАО Выксунский металлургический завод** (ВМЗ), 607030 г. Выкса-7 Нижегородской обл., тел. (83177) 9-30-97, телетайп 151332, телеграф "Восход". e-Mail:consumer@vmz.nnov.ru

3. **ОАО Северский трубный завод** (СевТЗ), 624090 г. Полевской Свердловской обл., тел. 21-01, телетайп 348873, телеграф "Луч"

4. **ОАО Синарский трубный завод** (СинТЗ), 623401 г. Каменск-Уральский Свердловской обл., тел. (34378) 6-32-73, телетайп 348416, телеграф "Утро". e-Mail:stw@kamensk.uralnat.ru

5. **ОАО Челябинский трубопрокатный завод** (ЧТПЗ), 4541299 г. Челябинск, ул. Машиностроителей, 27, тел. (3512) 55-74-32, телетайп 124113, телеграф "Герб". e-Mail:psol@chtpz.chel.su

6. **ОАО Волжский трубный завод** (ВТЗ), 404119 г. Волжский Волгоградской обл. тел. (84459) 4-43-57, телетайп 310122, телеграф "Волжский трубный". e-Mail:vt.zmark@sprint-v.com.ru

7. **ОАО Нижнеднепровский трубопрокатный завод** (НДТЗ), 320060 г. Днепропетровск-60, ул. Столетова, 21, тел. (0562) 20-73-03, телетайп 143217, телеграф "Днепропетровск-81, Либкнехт". e-Mail:info@ntz.dp.ua

Трубы обсадные изготавливаются из сталей групп прочности **Д, К, Е, Л** и **М**, механические свойства которых приведены в **таблице 9.23.**

Таблица 9.23. Механические свойства сталей, используемых для изготовления обсадных труб.

Показатели	Группа прочности стали				
	Д	**К**	**Е**	**Л**	**М**
Временное сопротивление $\sigma_в$, МПа	637	687	690	758	861
Предел текуческти $\sigma_т$, МПа не менее не более	 372 551	 490 -	 551 758	 655 861	 758 964
Относительное удлинение δ_s , %	16	12	13	12,5	10.8

Трубы обсадные муфтовые (**ГОСТ 632-80**) имеют короткую и удлиненную коническую резьбу треугольного профиля конусностью 1 : 16 с шагом 3,175 мм и углом профиля 60° показанные на **рис. 9.7.**

Посадка резьбы осуществляется по боковым сторонам профиля. Герметичность соединения создается уплотнением в зазорах резьбовой смазки при свинчивании механическим способом.

Соединения с удлиненной резьбой (**У**) обладают большей герметичностью и сопротивляемостью растягивающим нагрузкам.

Изготовители: 1. СинТЗ - трубы диаметром **146** мм;

2. ТМЗ - **140, 146** и **168** мм;

3. НДТЗ - **245, 273, 299** и **324** мм;

4. ЧТПЗ - **351, 377** и **426** мм.

Геометрические параметры труб приведены в **таблице 9.24.**

Трубы обсадные муфтовые с конической резьбой треугольного профиля и упрочненными концами за счет редуцирования по **ТУ 14-3-1076-82** приведены на **рис.9.8.** Отличительной особенностью резьбового соединения является выполнение резьбового участка от торца трубы до основной плоскости коническим с постоянной толщиной стенки и конусностью, равной конусности резьбы.

При этом толщина стенки под резьбой увеличивается, что обеспечивает увеличение критического растягивающего усилия.

С целью обеспечения прохождения породоразрушающего и другого инструмента на концах труб выполняется специальная фаска.

Изготовитель: НДТЗ - трубы размерами **245, 273, 299** и **324** мм групп прочности **Д, Е** и **К** ;

Геометрические параметры труб приведены в **таблице 9.24.**

Примечание. Длина труб L = 9500 - 13000 мм; допускается в партии труб длиной 8000 - 9500 мм - до 20% и длиной 5000 - 8000 мм - до 10 %.

Трубы обсадные с конической резьбой трапецеидального профиля, тип ОТТМ (**ГОСТ 632-80**) показаны на **рис. 9.9.** Соединение с трапецеидальной резьбой обеспечивает хорошую свинчиваемость без перекосов и заеданий, уменьшается число оборотов при свинчивании.

Соединение обеспечивает высокую прочность при действии растягивающих нагрузок, минимальные габариты колонны, высокую герметичность.

Резьба **ОТТМ** имеет конусность 1 : 16, шаг резьбы 5,08 мм, посадка осуществляется по внутреннему и наружному диаметру резьбы.

Порочность на растяжение у труб **ОТТМ** на 25...50% выше, чем у обсадных труб с треугольной резьбой.

Изготовители: 1. НДТЗ - трубы диаметром 146, 245, 299 и 324 мм;
2. СинТЗ - 146 мм;
3. ТМЗ - 140, 146 и 168 мм;
4. ВТЗ - 168, 245 и 324 мм;
5. СевТЗ - 219 и 245 мм.

Геометрические параметры труб приведены в **таблице 9.25.**

Примечание. Длина труб L=9500 - 13000 мм; допускается в партии труб длиной 8000-9500 мм до 20% и длиной 5000-8000 мм - до 10%.

Трубы обсадные с конической резьбой трапецеидального профиля коническими уплотнительными поясками типа ОТТГ (**ГОСТ 632-80**), приденные на **рис. 9.10**, обеспечивают высокую герметичность соединения и предназначены для крепления скважин с пластовым давлением 60 – 100 МПа.

Резьбовая часть соединения труб **ОТТГ** соответствует соединению труб **ОТТМ**.

Герметичность соединения обеспечивается коническими уплотнительными поясками, расположенными за резьбой со стороны меньших диаметров.

Величины разрушающих нагрузок труб **ОТТГ** равны разрушающим нагрузкам труб **ОТТМ**.

Изготовители: 1. ТМЗ - трубы диаметром **168** мм;
2. ВТЗ - **168** и **245** мм;
3. СевТЗ - **219** и **245** мм.
4. Син ТЗ – **102** и **110** мм

Геометрические параметры труб приведены в **таблице 9.26.**

Примечание. Длина труб L=9500...13000 мм; допускается в партии труб длиной 8000...9500 мм до 20%, и длиной 5000-8000 мм - до 10%.

Трубы обсадные типа ОТТМ с уплотнительным антизадирным покрытием резьбы муфт (**ТУ 14-3- 1417-86**), приведены на **рис. 9.11**. Отличительной особенностью этих труб является нанесение на резьбу муфт противозадирного уплотнительного покрытия толщиной 29 - 30 и 30 - 50 мкм.

Покрытие обеспечивает улучшение свинчиваемости резьбового соединения, снижение на 10 - 20% крутящего момента при сборке, исключение заедания в резьбе при сборке труб в заводских условиях и на скважине.

При толщине покрытия 30 - 50 мкм происходит заполнение цинком имеющихся в резьбовом соединении конструктивных и технологических зазоров,

что обеспечивает высокую герметичность соединения.

Наличие покрытия повышенной толщины на резьбе муфт исключает трение пары "сталь по стали", вследствие чего возможно свинчивание-развинчивание соединения не менее 2 раз без нарушения его прочности и герметичности.

Геометрические параметры труб приведены в **таблице 9.25.**

Изготовители: 1. НДТЗ -трубы диаметрами **146, 245, 299** и **324** мм;
2. СевТЗ - **219** и **245** мм.

Трубы обсадные по ГОСТ 631-80 с узлом уплотнения из полимерного материала (**ТУ-14-3-1667-89**) приведены на **рис. 9.12.** Отличительной особенностью резьбового соединени является наличие в муфтах специальных проточек для размещения уплотнительных колец из полимерного материала.

Размеры и месторасположение проточек обеспечивают неизменность эксплуатационных характеристик труб при высокой герметичности соединения показаны в **таблице 9.27.**

Остальные геометрические параметры труб должны соответствовать приведенным в **таблице 9.24.**

Изготовители: 1. ТМЗ - трубы диаметрами **140**, **146** и **168** мм;
2. СинТЗ - **146** мм;
3. СевТЗ - **219** и **245** мм.

Трубы всех групп прочности изготавливаются в соответствии с **ГОСТ 632-80.**

Трубы обсадные с упорной конической резьбой трапецеидального профиля "Батресс" (**ТУ 14-3- 1678-89**), показаны на **рис. 9.13**, обеспечивают высокую герметичность соединения и повышенную прочность при действии растягивающих нагрузок по сравнению с резьбой треугольного профиля.

Эксплуатационные характеристики труб с резьбой "Батресс" аналогичны трубам **ОТТМ** по **ГОСТ 632-80**.

Резьбы "Батресс" и ОТТМ не взаимозаменяемы из-за различной длины.

Изготовитель: СевТЗ - трубы диаметрами **219** и **245** мм.

Геометрические параметры обсадных труб с резьбой "Батресс" приведены в **таблице 9.28.**

Остальные геометрические параметры труб должны соответствовать приведенным в **таблице 9.25.**

Трубы обсадные электросварные с упорной конической реьбой "Батресс" (**ТУ 14-3-1599-88**), показанные на **рис. 9.14**, характеризуются повышенной точностью по наружному диаметру и толщине стенки.

Прочность резьбового соединения по отношению к прочности по основному телу трубы составляет 0,9 и находится на уровне прочности горячекатаных труб ОТТМ. Сварное соединение равнопрочно с телом трубы.

Изготовитель: ВМЗ - трубы диаметрами **146**, **168** и **245** мм.

Геометрические параметры труб приведены в **таблице 9.29.**

Техническая характеристика электросварных обсадных труб из стали группы прочности **С** и **Д** приведены в **таблице 9.30.**

Трубы обсадные электросварные с резьбой "Батресс" с узлом уплотнения из полимерного материала (**ТУ 14-3-1732-90**), показанные на **рис.9.15,** предназначены для крепления газлифтных и газоконденсатных скважин в диапазоне температур -60 - +250°С, а технические характеристики приведены в **таблице 9.31.**

Размеры и местоположение проточек для размещения уплотнительных колец обеспечивают высокую герметичность соединения.

Эксплуатационные характеристики труб аналогичны трубам по **ТУ 14-3-1667-89.**

Изготовитель: ВМЗ - трубы диаметрами **146**, **168** и **245** мм.

Остальные геометрические параметры труб должны соответствовать приведенным в таблице 9.29.

Трубы обсадные типа ОТТМ безмуфтовые толстостенные с резьбой, высокопрочные (**ТУ 39-0147016-28-92**), показанные на **рис. 9.16**, предназначены для крепления скважин с высоким внешним сминающим давлением.

Отличительной особенностью соединения является введение в конструкцию резьбы **ОТТМ** дополнительного уплотнения "**А**" на торце ниппельного конца и "**Б**" на торце муфтового конца, обеспечивающего высокую герметичность труб.

Изготовитель: СевТЗ - трубы диаметром **245** мм групп прочности **Л, М** и **Р**.

Геометрические параметры безмуфтовых толстостенных обсадных труб приведены в **таблице 9.32.**

Критическое сминающее давление для труб групп прочности **Л** - 110 МПа, **М** - 125 МПа.

Расчетное гидравлическое давление для труб групп прочности **Л** - 102,6 МПа, **М** - 118,7 МПа, Р - 145,7 МПа.

Трубы обсадные с повышенным сопротивлением смятию (**ТУ 39-0147014-20-91**) приведены на **рис.9.17**, которое достигается за счет уменьшения овальности труб при их изготовлении, имеют характеристики по критическому давлению выше примерно на 8% по сравнению с трубами, изготавливаемыми по **ГОСТ 632-80**.

Изготовитель: СевТЗ - трубы диаметром **245** мм толщиной стенки **7,9**; **8,9**; **10,0**; **11,1**; **12,0** мм и **219** мм толщиной стенки **7,7**; **8,9**; **10,2**; **11,4**; **12,7** мм групп прочности **Д, Е, Л** и **М**.

Трубы, изготавливаемые по **ТУ 39-0147014- 23-91**, имеют характеристики по критическому давлению выше на 15 - 20% по сравнению с трубами, изготавливаемыми по **ГОСТ 632-80**.

Изготовитель: ВМЗ - трубы размерами **146** мм толщиной стенки **7,0**;

7,7 мм; **168** мм толщиной стенки **7,3**; **8,0**; **8,9** мм; **245** мм толщиной стенки **7,9**; **8,9** мм группы прочности **Д** категорий I и II.

Остальные геометрические параметры труб должны соответствовать приведенным в **таблицах 9.24** и **9.29.**

9.6. Трубы насосно - компрессорные

Отечественной промышленностью изготавливаются насосно-компрессорные трубы следующих конструкций:

- муфтовые гладкие с конической резьбой треугольного профиля (**ГОСТ 633-80**), приведенные на **рис. 9.18а**;
- муфтовые гладкие высокогерметичные с конической резьбой трапецеидального профиля (тип **НКМ** по **ГОСТ 633-80**), приведенные **на рис. 9.18 б**;
- муфтовые гладкие с конической резьбой треугольного профиля с повышенной пластичностью и хладостойкостью (**ТУ 14-3-1282-84**), приведенные на **рис. 9.18 в**;
- муфтовые гладкие с конической резьбой треугольного профиля с узлом уплотнения из полимерного материала (**ТУ 14-3-1534-87**), приведенные на **рис. 9.18 г**.
- бесшовные гладкие без высадки с конической резьбой по стандарту **API 5CT**, группа **J55.**

Изготовители: 1. **ОАО Синарский трубный завод** (СинТЗ), 623401 г. Каменск-Уральский Свердловской обл., тел. (34378) 6-32-73, телетайп 348416, телеграф "Утро". e-Mail:stw@kamensk.uralnat.ru

2. **ОАО Первоуральский новотрубный завод** (ПНТЗ), 623112 г. Первоуральск Свердловской обл., тел. (34392) 55-96, 69-70, телетайп 348715, телеграф "Восход" . e-Mail:alex@prvtel.uralnet.ru

Насосно-компрессорные трубы и муфты к ним изготавливаются из сталей групп прочности **Д, К** и **Е**, механические свойства которых приведены в **таблице 9.33.**

Трубы насосно - компрессорные гладкие с конической резьбой треугольного профиля (**ГОСТ 633-80**). В соединении труб с треугольной резьбой применяется резьба конусностью 1 : 16 с углом профиля 60°.

Прочность соединения до 70% от прочности тела трубы.

Посадка резьбы осуществляется по боковым сторонам профиля. Герметичность соединения создается уплотнением в зазорах резьбовой смазки при свинчивании механическим способом.

Соединение недостаточно герметично из-за несовершенства конструкции. Расчетные величины предельных давлений составляют 2/3 практических.

Изготовители: 1. СинТЗ - трубы диаметрами **60** и **73** мм;
2. ПНТЗ - **73** и **89** мм;

Геометрические параметры труб приведены в **таблице 9.34**, предельные нагрузки, соответствующие пределу текучести материала - в **таблице 9.35**.

Трубы насосно - компрессорные типа НКМ гладкие высокогерметичные с резьбой трапецеидального профиля (ГОСТ 633-80) характеризуются равнопрочностью резьбового соединения с телом трубы и высокой герметичностью **(см.9.18 б).**

Равнопрочность достигается применением упорной резьбы трапецеи-

дального профиля с наклоном сторон 3 и 30°.

Герметичность обеспечивается коническим и торцевым уплотнением типа "металл-металл".

Увеличенный шаг резьбы позволяет ускорить сборку соединения в 2,5 раза по сравнению с треугольной резьбой.

Гладкий проходной канал и торцевое уплотнение позволяют уменьшить гидравлические потери, частично препятствующие отложению солей и парафина, уменьшают коррозионный износ соединения.

Геометрические параметры насосно-компрессорных труб типа **НКМ** приведены в **таблице 9.36.**

Предельные нагрузки для **НКТ** типа **НКМ**, соответствующие пределу текучести материала труб, приведены в **таблице 9.37.**

Трубы насосно - компрессорные гладкие с резьбой треугольного профиля с повышенной пластичностью и хладостойкостью (**ТУ14-3-1282-84**) изготавливаются в соответствии с требованиями **ГОСТ 633-80** (исполнение Б) из стали группы прочности **Д**, обработанной (рафинированной) синтетическим шлаком **(см.рис. 9.18 в).**

Повышение пластичности достигается рафинированием, снижающим общее содержание серы и фосфора, а также неметаллических включений.

Рафинирование стали снижает склонность материала труб к общей коррозии.

Эксплуатационная долговечность труб на 40% выше, чем труб по **ГОСТ 633-80.**

Геометрические параметры труб приведены в **таблице 9.34**, предельные нагрузки для труб - в **таблице 9.35**. Технические характеристики материала труб приведены в **таблице 9.38.**

Трубы насосно - компрессорные гладкие с резьбой треугольного профиля с узлом уплотнения из полимерного материала (**ТУ 14-3-1534-87**) изготавливаются в соответствии с требованиями **ГОСТ 633-80 (см. рис. 9.18 г).**

На муфтах выполняются проточки для установки уплотнительных колец из полимерного материала (фторопласт-4), которые не теряют своих эксплуатационных свойств при 4...5-кратном свинчивании в интервале температур -60 ÷ +200°С.

Размеры и местоположение проточек для размещения уплотнительных колец обеспечивают высокую герметичность соединения за счет деформации кольца и заполнения им имеющихся зазоров на длине канавки при свинчивании.

Применение полимерных колец уменьшает коррозионный износ резьбы.

Эксплуатационные характеристики труб аналогичны трубам по **ГОСТ 633-80.**

Геометрические параметры насосно-компрессорных труб с узлом уплотнения приведены в **таблице 9.39.**

Остальные геометрические параметры труб должны соответствовать приведенным в **таблице 9.34.**

Гладкие бесшовные насосно-компрессорные трубы с резьбой типа 10 RU (круглая, 10 ниток на дюйм) выпускаются по лицензии в соответствии с требованиями стандарта API 5CT, группа J55. Могут поставляться с монограммой API. Основные параметры труб приведены в **таблице 9.40.**

Длина труб: диапазон 1 – от 6,10 до 7,32 м;
диапазон 2 - от 8,53 до 9,75 м.

Тип обработки концов: P - гладкий; N - без высадки, с резьбой и муфтами.

Предельные отклонения труб:

По наружному диаметру: ± 0,79 мм;

По толщине стенки: - 12,5 %;

По массе (для каждой трубы): + 6,5 %;

Механические свойства стали группы прочности J55:

Предел текучести, н/мм^2 - Мин. 379; Max - 552

Временное сопротивление, Н/мм^2 - Мин. 517

Для выпуска насосно-компрессорных труб используются бесшовные горячедеформированные трубы.

Нарезка резьбы на трубах и муфтах осуществляется на современных поточных линиях фирмы EMAG (Германия). Перед нарезкой резьбы все трубы проходят электромагнитную дефектоскопию.

Изготовитель: ПНТЗ

9.7. Смазки для резьб.

Резьбоуплотнительная смазка Р - 402 ТУ 301 - 04 - 020 - 92

Резьбовая смазка **Р-402** обеспечивает герметичность резьбовых соединений обсадных (по ГОСТ 632-80, ГОСТ 633-80, типа ОТТМ, групп прочности Д-Е) и насосно-компрессорных труб (любых типов), подвергаемых немногократному свинчиванию и работающих в скважинах с температурой до 200°С.

Содержит в своем составе в качестве наполнителя металлические порошки, в т.ч. свинцовый.

Резьбовая смазка Р-402 обеспечивает:

- **гарантированную герметизацию резьбовых соединений при давлениях жидкости и газа до 700 кг/см^2;**
- **снижение износа резьбы и исключение заедания резьбовых соединений, благодаря чему увеличивается кратность свинчивания труб до их отбраковки;**
- **наличие в смазке антифрикционных добавок обеспечивает уменьшение трения при свинчивании труб:**
  - **свинец - при малых нагрузках,**
  - **цинк - при средних,**
  - **медь - при высоких;**
- **хорошую адгезию с поверхностью резьбы;**
- **возможность качественного (без наплывов, с достаточной степенью легкости) нанесения на резьбу при температурах до минус 40°С.**

Температурный интервал применения смазки Р-402 составляет от

минус 50 до плюс 200°С.

Резьбовая смазка Р-402 имеет полное соответствие требованиям американ-ского бюллетеня API 5A 2 к герметизирующим смазкам.

Технические характеристики:

Температура каплепадения, ^{o}С, не ниже	130
Коллоидная стабильность, %, не более	7
Пенетрация при 20°С, без перемешивания, мм 10^{-1}	250-330

Резьбоуплотнительная смазка Р - 416 ТУ 301 - 04 - 020 - 92

Резьбоуплотнительная смазка **Р - 416** обеспечивает герметичность и многократность свинчивания и развинчивания деталей бурильных колонн (инструмента), легкость соединения и разъединения часто свинчиваемых труб, составляющих буровую колонну, при роторном или ударном бурении нефтяных, газовых и других скважин.

Смазка применима для труб УБТ и замковых соединений.

В качестве основного работающего наполнителя смазка содержит свинцовый порошок.

Смазка Р-416 обеспечивает:

- **гарантированную герметичность резьбовых соединений при давлениях до 30 мПа;**
- **износостойкость резьбовых соединений при многократном свинчивании - развинчивании;**
- **ограничение степени проворота при свинчивании и в процессе внутрискважинного бурения (для предохранения витков резьбы от возникновения избыточных напряжений)**
- **свободное развинчивание при более низких значениях приложенного крутящего момента, чем те, при которых производилось свинчивание;**
- **защиту поверхности резьбового соединения от коррозии.**

Смазка работоспособна при температурах от минус 30 до плюс 100°С, однако опыт ее применения показывает возможность использования при более высокой температуре в скважине, вплоть до 200°С.

Аналог: **Stab - pb - 6**.

Технические характеристики:

Температура каплепадения, ^{o}С, не ниже	130
Коллоидная стабильность, %, не более	7
Пенетрация при 20°С, без перемешивания, мм 10^{-1}	130-180

Резьбоуплотнительные смазки РЕЗЬБОЛ марки Б

по ТУ 38 . 30108 - 88 и **Р - 113** по ТУ 301 - 04 - 020 - 92

Резьбоуплотнительная смазка **Резьбол марки Б** обеспечивает

герметичность и многократность свинчивания и развинчивания деталей колонн, легкость соединения и разъединения часто свинчиваемых и развинчиваемых труб, составляющих буровую колонну, при роторном или ударном бурении нефтяных скважин.

Смазка **Резьбол Б** применима для утяжеленных бурильных труб (УБТ) и замковых соединений бурильных колонн.

В отличие от резьбовых смазок **Р-402**, **Р-416** смазка **Резьбол Б** не содержит свинцового наполнителя.

Резьбол Б обеспечивает гарантированную герметичность резьбовых соединений при давлениях до 30 МПа. Смазка повышает износостойкость резьбовых соединений при многократном свинчивании - развинчивании по сравнению со свинцесодержащими смазками.

Резьбол марки Б позволяет ограничивать степень проворота при свинчивании и в процессе внутрискважинного бурения (для предохранения витков резьбы от возникновения избыточных напряжений).

Резьбовая смазка **Резьбол Б** обеспечивает свободное развинчивание при более низких значениях крутящего момента, чем те, при которых производилось свинчивание.

Смазка обладает хорошей адгезией по поверхности соединения (большей, чем свинцесодержащие смазки **Р-402, Р-416**); защищает резьбовое соединение от коррозии.

Резьбол Б легко наносится на резьбу при температурах до минус 30°С (легче, чем **Р - 416**), работоспособна в интервале температур от минус 50 до плюс 200°С.

Смазка Р – 113

Смазка резьбовая Р-113 свинцесодержащая, предназначена для герметизации и предотвращения износов, задиров и заедания резьбовых соединений деталей бурильной колонны, работающей в скважинах с температурой до 200°С.

Технические характеристики:

	Резьбол марки Б	Р-113
Температура каплепадения, °С, не ниже	115	125
Коллоидная стабильность, отпрессованного масла, %, не более	7,0	7,0
Пенетрация при 25°С без перемешивания, мм 10^{-1}	210 - 300	270 - 830
Коррозионное воздействие на металлы (сталь 40, 45, 50)	выдерживает	выдерживает
Массовая доля воды %, не более	~ 0,1	-
Испарение за 24 часа, % применения при 100°С	~ 2,0	-
Температурный интервал изменения, °С	-50 / +200	-

Сравнительные технические характеристики резьбовых смазок:
Р-402, Р-416, Резьбол Б, Р-113 приведены в **таблице 9.41.**

Арматурная (уплотнительная) смазка АРМАТОЛ-238 ТУ 38.101812-83

Изготавливается на основе окисленного растительного масла с добавлением присадок и наполнителей.

Уплотнительная смазка Арматол-238 обеспечивает герметичность и защиту от коррозии запорных устройств устьевого нефтегазопромыслового оборудования, работающего как в обычных, так и коррозионно-агрессивных средах с содержанием сероводорода и углекислого газа до 25% по объему, в т.ч.:

- фонтанных арматур и манифольдов к ним;
- колонных головок;
- манифольдов противовыбросового оборудования;
- конструкций нефтегазопромыслового оборудования, имеющего подвижные и неподвижные соединения в сальниковых узлах, поршнях, плунжерах;
- узла уплотнения каната - кабеля лубрикаторного оборудования.

Арматол-238 обеспечивает:

- **гарантированную герметизацию запорных устройств узлов устьевого нефтегазопромыслового оборудования при давлениях до 70 МПа;**
- **защиту запорных узлов от коррозии, обусловленной воздействием сероводорода, углекислого газа и других агрессивных продуктов рабочей среды;**
- **смазка сероводородостойка;**
- **возможность подачи смазки в узлы уплотнения различными способами: шприц - масленкой, нагнетателем и др.**
- **работоспособность смазки в широком интервале температур от минус 40 до 120°С, что позволяет применять ее в различных климатических зонах, кроме районов Крайнего Севера.**

Аналог: **LOT КСК - 108 Nippon** (Nippon)

Технические характеристики:

Температура каплепадения, ^{o}C, не ниже	160
Коллоидная стабильность, %, не более	15
Пенетрация при 25°С без перемешивания, мм 10^{-1}	300-360

Арматурная (уплотнительная) смазка АРМАТОЛ - 60 ТУ 0254 - 303 - 00148820 – 95

Морозостойкая арматурная смазка **Арматол - 60** обеспечивает герметичность и защиту от коррозии запорных устройств нефтегазопромыслового оборудования, работающего в коррозионно-агрессивных средах с содержанием сероводорода и углекислого газа до 25% по объему, а также эксплуатирующегося в условиях Крайнего Севера.

Смазка Арматол-60 применима для:

- фонтанных арматур и манифольдов к ним;

- колонных головок;
- манифольдов противовыбросового оборудования;
- конструкций нефтегазопромыслового оборудования, имеющего подвижные и неподвижные соединения в сальниковых узлах, поршнях, плунжерах;
- узла уплотнения каната - кабеля лубрикаторного оборудования.

Смазка **Арматол-60** имеет превосходные низкотемпературные качества. Смазка сохраняет пластичность при температуре до минус 60°С, при этом пластичность **Арматола-60** при минус 60°С на уровне пластичности смазки Арматол-238 при минус 20°С. Это позволяет применять её в запорных устройствах нефтегазопромыслового оборудования, работающего в условиях Крайнего Севера. Таким образом, смазка **Арматол-60** имеет расширенный температурный интервал применения от минус 60 до 120°С.

Арматол - 60 сероводородостойкая смазка и способна защищать запорные узлы от коррозии, вызванной воздействием коррозионно-агрессивных сред, содержащих сероводород и углекислый газ.

Возможность подачи смазки в узлы уплотнения обеспечивается различными способами - шприц - масленкой, нагнетателем и др.

Технические характеристики:

Температура каплепадения, °С, не ниже	160
Коллоидная стабильность, %, не более	21
Пенетрация при 25°С без перемешивания, мм 10^{-1}	330 –390

Арматурная (уплотнительная) смазка ЛЗ-162 ТУ 38.101315-77

Смазка **ЛЗ-162** представляет собой минеральное масло, загущенное смешанными литиево-цинковыми мылами синтетических жирных кислот с добавлением наполнителей.

Арматурная смазка обеспечивает герметичность арматуры нефтяных и газовых скважин с рабочей средой, не содержащей сероводород, углекислый газ и другие агрессивные продукты, в т.ч.

- прямоточных задвижек,
- пробковых кранов.

Преимущества смазки ЛЗ-162:

- **гарантированная герметизация прямоточных задвижек при давлениях до 50 МПа, пробковых кранов - при давлениях до 12,5 МПа;**
- **хорошая адгезия смазки с поверхностью;**
- **возможность применения для арматуры глубоких и сверхглубоких скважин с давлением на забое до 100 МПа;**
- **температурный диапазон применения от минус 40 до плюс 130°С.**

Технические характеристики:

Температура каплепадения, С, не ниже	149
Коллоидная стабильность, %, не более	6

Пенетрация при 25°С
без перемешивания, мм 10^{-1}, в пределах 150-200
Предел прочности на сдвиг при 80°С, Па, не менее 280
Изготовитель и поставщик: ЗАО "Невская смазочная компания"
192102, Россия, г. Санкт-Петербург ул. Салова, д. 56
тел.: (812)320-88-68, 320-88-70, 166-70-42 факс: (812)166-35-22
E-mail:smazki@NSK.spb.ru

9.8. Трубы гибкие

Акционерным обществом "Росфлекс" выпускаются гибкие трубы, предназначенные для обустройства нефтяных месторождений и применения в качестве выкидных линий нефтяных скважин и технологических трубопроводов в системе нефтесбора высоконапорных водоводов пластовых сточных вод в системе поддержания пластового давления, стояков и подводных трубопроводов при обустройстве морских месторождений.

Кроме того, гибкие трубы "Росфлекс" могут быть использованы в нефтехимической, химической и других отраслях промышленности для транспорта агрессивных продуктов нефтепереработки и химических производств, пульпы, сыпучих продуктов, морской и пресной воды, в том числе питьевой.

Труба "Росфлекс" состоит из внутренней полимерной камеры, армирующих слоев, наружной полимерной оболочки и концевых соединений. Полимерные материалы обеспечивают конструкции стойкость к транспортируемым средам и к воздействию внешней среды при температурах от минус 45°С до плюс 50°С. Общий вид бухты гибкой трубы приведен на **рис. 9.19.**

Основные технические характеристики гибких труб "Росфлекс" приведены **в таблице 9.42.**

Изготовитель: ЗАО "Росфлекс", 443010 г. Самара, ул. Куйбышева, 145, офис 225, Тел. (8462)32-94-12; 33-02-69; 32-94-96, Факс (8462) 33-06-38

9.9. Трубы стеклопластиковые

АОЗТ "Композит-нефть" выпускает комбинированные стеклопластиковые трубы с внутренней полиэтиленовой оболочкой, предназначенные: для

транспортировки сырой нефти, водонефтяных эмульсий, сточных вод нефтепромыслов; для водопроводных стояков и водосточных труб, в воздуховодах и элементах вентиляционных и канализационных систем; для транспортировки кислот, щелочей и солей малых и средних концентраций.

Характеристика труб приведена в **таблице 9.43.**

Общие виды пластиковых труб и фитингов к ним приведены соответственно на **рис.9.20** и **9.21.**

Изготовитель: **АОЗТ "Композит - нефть",** 614000, г.Пермь,

ул.Ленина, 4., Тел. (3422) 30-05-45, факс (3422) 30-05-45

9.10. Краны шаровые для бурильных колонн.

Кран шаровой предназначен для оперативного перекрытия и герметизации трубного канала бурильной колонны при бурении нефтяных и газовых скважин, а также при проведении ремонтных и аварийных работ при вскрытых продуктивных отложениях. Конструкция крана позволяет производить разборку и сборку в полевых условиях с использованием специального инструмента.

Отечественной промышленностью выпускаются шаровые краны для бурильных колонн под шифрами: **КШ, КШВН, КШН, КШУ** и **КШЦ**. Общий вид кранов типов **КШ** и **КШЦ** приведены на **рис. 9.22** и **9.23.**

Шаровой кран типа **КШ** состоит из корпуса 17, в котором размещен шар 14, седло 6 нижнее, подпружиненное тарельчатой пружиной 7 и седло верхнее 15, шпиндель 13, осуществляющий с помощью ключа управления установку шарового запорного органа в положение "закрыто" и "открыто", упоры 5 и узел фиксации деталей крана в корпусе, состоящий из 4-х секторов 2, устанавливаемых в расточку корпуса, кольца 16 и пружинного плоского упорного кольца. Между корпусом и буртом шпинделя установлена антифрикционная шайба 10. Герметичность между седлами и корпусом обеспечивается резиновыми уплотнительными кольцами 4,9 и 11, установленными с фторопластовыми защитными кольцами 3,8 и 12. Герметичность между шаром и седлами обеспечивается притиркой.

Шаровой кран типа **КШЦ** состоит из корпуса 8, шарового запорного органа 11, плавающих седел 2, 7 с фторопластовыми уплотнительными кольцами 6, стаканов 9 и 12, двух тарельчатых пружин 1, гайки 14, узла управления шаром 5, упора 10, резиновых уплотнительных колец 3,4 и 13. Герметичность между седлами и шаром достигается при помощи фторопластовых колец, а во всех остальных неподвижных соединениях - резиновыми уплотнительными кольцами. Шар в сборе со стаканами фиксируется в корпусе гайкой, завинчиваемой до упора с помощью ключа.
Технические характеристики шаровых кранов приведены в **таблице 9.44.**

В стадии завершения создания кран устьевой шаровой с двумя запорными органами и узлом измерения давления под шифром **КУ-2ШД-155**, общий вид которого показан на **рис. 9.24.** Двухшаровой кран состоит из корпуса 1 с центральным осевым каналом. Корпус выполнен с верхней муфтовой и нижней ниппельной замковой резьбами. Внутри корпуса установлены шаровые запорные органы 2 и 3 с поджатыми тарельчатыми пружинами седлами.

Шаровые запорные органы имеют узлы поворота в виде фигурных муфт. В корпусе выполнен радиальный канал, в котором размещен управляемый клапан 4. Между шаровыми запорными органами в корпусе имеется радиальный канал с резьбовой пробкой 5 для подключения насосного агрегата. В случае необходимости через этот канал при открытом нижнем и закрытом верхнем запорных органах можно организовать закачку жидкости в

бурильные трубы.

Конструкция крана защищена патентом РФ.

Техническая характеристика кран **КУ-2ШД-155** приведена в **таблице 9.44.**

Оперативный контроль за величиной избыточного давления в трубном канале осуществляют с помощью специального ключа управления клапаном 4 и крана с манометром. Общие виды ключа управления клапаном 4 и крана под манометр приведены на **рис. 9.25** и **9.26.**

Шаровые краны размещают в составе бурильной колонны на устье скважины под или над ведущей бурильной трубой. В случае возникновения газонефтеводопроявления путем поворота запорного шарового органа одного из кранов перекрывают трубный канал скважины.

Для размещения в нижней части бурильной колонны предназначено забойное противовыбросовое устройство с автономным приводом, выпускаемое под шифром **УП-178**, общий вид которого показан на **рис. 9.27.**

Устройство состоит из корпуса 1 с ценральным осевым каналом. Корпус выполнен с верхней муфтовой и нижней ниппельной замковыми резьбами. Внутри корпуса установлены цилиндрический стакан 2, седло 3, тарельчатая пружина 4, упорное кольцо 5, шаровой запорный орган 6, обойма 7, фигурная втулка 8 и шариковый фиксатор 9. Шаровой запорный орган имеет центральный осевой канал и установлен на обойме 6 с возможностью поворота относительно нее. На наружных поверхностях обоймы 6 и втулки 7 выполнены осевые пазы.

Технические характеристики **УП-178** приведены в **таблице 9.45.**

При прямой промывке скважины устройство находится в открытом положении. При возникновении обратного потока сверх критической величины шаровой запорный орган поворачивается относительно обоймы прижимаясь к седлу и герметично перекрывая трубный канал бурильной колонны. Для открытия устройства необходимо уравнять давления над и под шаровым запорным органом.

Изготовители: 1. **НПП "Сиббурмаш"**, 625031, г.Тюмень, ул. Дружбы, 201, а/я 2997. Тел. (3452) 29-74-25; 22-35-06; 22-81-63. Факс (3452) 29-74-24; 22-35-06; 22-81-63

2. **Опытный завод "НЕФТЕМАШ",** 443042, г. Самара, ул. Белорусская, а/я 3775
Тел. (8462) 30-91-50; Телетайп 214855 МАКЕТ

3. **ОАО "ЭДЕРИ",** 197227 г. Санкт-Петербург, ул.Байконурская, 13 корп. 2. Тел./факс (812) 301-40-69

4. **ООО "Подземнефтегазсервис"**, г. Москва, Щелково, тел. (095) 722-08-75; 721-83-87.Факс (095) 477-95-62

9.11. Клапаны обратные для бурильных колонн

Отечественной промышленностью выпускаются клапаны обратные различной конструкции для бурильных колонн. в том числе типа **КОБК** и **К**.

Клапан обратный типа **КОБК**, показанный на **рис. 9.28**, предназначен для предотвращения обратного перетока промывочной жидкости из затрубного пространства и зашламления забойного двигателя при прекращении

циркуляции.

Клапаны обратные состоят из следующих конструктивных элементов:

- корпуса (цельного или состоящего из ниппеля и переводника),
- запорного узла,
- седла или втулки защитной.

Клапаны обратные **КОБК-178ГМ** и **КОБК-178У**, имеют конструктивные особенности, позволяющие выполнять дополнительные функции:

- клапан **КОБК-178ГМ** (глубинный) устанавливается над турбобуром, имеет устройство фиксации, позволяющее производить спуск колонны с "прикрытым" клапаном, обеспечивая самозаполнение колонны; при включении бурового насоса клапан открывается полностью и далее работает как обычный КОБК;
- клапан **КОБК-178У** (устьевой) устанавливается под квадратной штангой, имеет мощную запирающую пружину (давление открытия 0,3 МПа) и предотвращает разлив бурового раствора из ведущей трубы.

Технические параметры обратных клапанов типа **КОБК** приведены в **таблице 9.46.**

Клапан обратный типа **К-195** выполнен в виде переходного переводника не содержит пружины и отличается простотой и надежностью.

Техническая характеристика обратного клапана К-195 приведены в **таблице 9.47.**

Приложение 1.

В настоящем разделе приводится номенклатура на 2001/2002 трубной продукции, освоенной в производстве основными заводами поставщиками нефтегазовой отрасли.

Номенклатура труб производства ОАО "Синарский трубный завод"

Трубы бурильные

Трубы стальные с высаженными концами и приваренными к ним замками или резьбой под замки или муфты предназначены для строительства и ремонта геологоразведочных, нефтяных и газовых скважин.

Трубы проходят обязательные испытания: на растяжение, на ударную вязкость, на сплющивание. Возможно изготовление труб по стандарту **API 5D** группы **E75**, **X95**, **G-105**, **S-195** с нанесением монограммы **API** (лицензия № 5D-0055).

Сортамент и группы прочности бурильных труб, производства **ОАО "Синарский трубный завод"** приведены в **таблице**.

Трубы обсадные и муфты к ним

Трубы предназначены для крепления нефтяных и газовых скважин.

По точности и качеству изготовляются в двух исполнениях А и Б, по видам соединений:

- с короткой треугольной резьбой и трапецеидальной резьбой (ОТТМ, ОТТГ) по **ГОСТ 632-80**, **API 5CT**;
- с уплотнением резьбового соединения лентой ФУМ по **ТУ 14-3-514-76**;
- с резьбой Батресс по **ТУ 14-161-175-98**, **API 5CT**.

По эксплуатационным характеристикам трубы изготовляются в обычном исполнении по **ГОСТ 632-80** и с повышенной пластичностью и хладостойкостью по **ТУ 14-3-1736-90**. По соглашению трубы могут изготовляться групп прочности **Р**, **Т**, коррозионностойкими для сред с низким содержанием сероводорода, а также в электросварном варианте по **ТУ 39.0147016-40-93** (резьба Батресс) или по **ТУ 14-3-1487-87** (ОТТМ).

По длине трубы изготавливаются от 6 до 13 м, основная длина 9,5-12 м. Количество труб короче 9,5 м по нормам ГОСТ 632-80. Проводятся обязательные испытания: на растяжение, на сплющивание, гидроиспытание.

Трубы обсадные также выпускают по следующим ТУ:

- **ТУ 14-3-461-76**. Трубы обсадные под контактную сварку. Трубы поставляются из стали группы прочности Е. Испытания согласно ГОСТ 632-80. Трубы поставляются без резьбы и без муфт.
- **ТУ 14-3-1667-89**. Трубы обсадные стальные с узлом уплотнения из полимерного материала. Каждая труба поставляется с

муфтой со вставленными уплотнительными кольцами. Испытания согласно ГОСТ 632-80.

- **ТУ 14-3-1811-91**. Трубы обсадные и муфты к ним с улучшенными характеристиками. Группы прочности Д,К,Е,Л,М.
- **ТУ 14-3-1813-91.** Трубы обсадные и муфты к ним для водяных скважин. Группы прочности С,Д,К,Е. Испытания по ГОСТ 632-80. Трубы и муфты к ним изготовляются с треугольной резьбой.
- **ТУ 14-161-149-94.** Трубы обсадные и муфты к ним сероводостойкие и хладостойкие. Трубы изготавливаются с резьбой: треугольной, ОТТМ, ОТТГ, Батресс.
- **ТУ 14-161-162-95.** Трубы обсадные и муфты к ним для обустройства скважин. Трубы и муфты к ним изготовляются с треугольной, трапецеидальной резьбой - ОТТМ или Батресс. Трубы изготовляются группы прочности Д следующих размеров: 114х6,4; 114х7,4; 114х8,6; 114х10,2; 114х10,5 мм.
- **ТУ 14-161-163-93.** Трубы обсадные диаметром 102, 110 мм с муфтами уменьшенного размера. Трубы изготовляются групп прочности Д, Е, Л, М следующих размеров: 102х6,5; 110х6,5 мм.
- ТУ 14-161-169-96. Трубы стальные обсадные равнопроходные. Трубы изготовляются групп прочности Д, Е, К, Л, М следующих размеров: 146,1х7,0; 146,1х7,7; 146,1х8,5; 146,1х8,9 мм.
- **ТУ 14-161-175-98.** Трубы обсадные стальные и муфты к ним (с резьбой Батресс) размеры труб 114,3х6,4; 114х7,4; 114х8,6; 127х6,4; 127х7,5; 127х9,2; 139,7х7,0; 139,7х7,7; 139,7х9,2; 146,1х6,5; 146,1х7,0; 146,1х7,7; 146,1х8,5; 146,1х9,5; 146,1х10,7.
- **API 5CT** ГРУПП: **A40, Y55**, **K55**, **N80**,**L80**, **C90**, **C95**, **T95**, **P110** с нанесением монограммы API (лицензия № 5CT-0427).

Сортамент и группы прочности обсадных труб, производства **ОАО "Синарский трубный завод"** приведены в **таблице**.

Трубы насосно-компрессорные и муфты к ним

Трубы предназначены для эксплуатации нефтяных и газовых скважин. По точности и качеству изготовляются в двух исполнениях **А** и **Б,** по видам:

- гладкие по **ГОСТ 633-80**, **ТУ 14-161-150-94**, **ТУ 14-161-179-97**, **API 5CT**;
- с высаженными наружу концами по **ТУ 14-161-150-94, ТУ 14-161-173-97**, **API 5CT**;
- гладкие высокогерметичные по **ГОСТ 633-80**, **ТУ 14-161-150-94**, **ТУ 14-161-173-97**;
- гладкие с узлом уплотнения из полимерного материала по **ТУ 14-3-1534-87**;
- гладкие, гладкие высокогерметичные с повышенной пластичностью и хладостойкостью по **ТУ 14-3-1588-88** и **ТУ 14-3-1282-84**;

- гладкие, гладкие высокогерметичные и с высаженными наружу концами коррозионностойкие в активных сероводородосодержащих средах, имеющие повышенную коррозионную стойкость при солянокислой обработке и являющиеся хладостойкими до температуры минус 60°С по **ТУ 14-161-150-94**, **ТУ 14-161-173-97**.

Трубы исполнения **А** изготовляются по ТУ 14-3-1722-91. По требованию заказчика трубы с узлом уплотнения из полимерного материала могут изготавливаться с повышенной пластичностью и хладостойкостью. По соглашению сторон трубы могут изготовляться коррозионностойкими для сред с низким содержанием сероводорода.

Трубы могут также изготовляться по следующим ТУ:

- **ТУ 14-161-150-94**, **ТУ 114-161-173-97**, **API 5CT**. Трубы насосно-компрессорные и муфты к ним сероводородостойкие и хладостойкие. Трубы имеют повышенную стойкость к коррозионному разрушению при солянокислотной обработке скважин и являются хладостойкими до температуры минус 60°С. Трубы изготовляются из стали марок: 20; 30; 3ОХМА. Испытания: на растяжение, на ударную вязкость, на твёрдость, гидроиспытание, сульфидное коррозионное растрескивание.
- **ТУ 14-161-158-95**. Трубы насосно-компрессорные^{c} типа **НКМ** и муфты к ним с усовершенствованным узлом уплотнения. Трубы гладкие, высокогерметичные типа **НКМ** и муфты к ним с усовершенствованным узлом уплотнения, применяемые для эксплуатации нефтяных и газовых скважин. Группа прочности **Д**. Методы испытаний по **ГОСТ 633-80**.
- **ТУ 14-161-159-95.** Труды насосно-компрессорные и муфты к ним в хладостойком исполнении. Трубы гладкие, высокогерметичные группы прочности Е, предназначены для обустройства газовых месторождений северных районов Российской Федерации. Испытания: на растяжение, на ударную вязкость. Остальные методы испытаний по **ГОСТ 633-80**.
- **API 5CT** групп**: Н40**, **Y55**, **N80**, **L80**, **C90**, **C95**, **T95**, **P110** с нанесением монограммы **API** (лицензия 5СТ-0427).

По длине трубы изготовляются от 6 до 10,5 м, по требованию - до 11,5 м. Трубы исполнения **А** поставляются длиной 9,5-10,5 м. Геометрические размеры, масса труб по **ГОСТ 633-80**.

По требованию заказчика трубы могут изготовляться с отличительной маркировкой групп прочности труб по **ТУ 14-3-1718-90**. Проводятся обязательные испытания: на сплющивание, на растяжение, гидродавление.

Сортамент и группы прочности насосно-компрессорных труб, производства **ОАО"Синарский трубный завод"** приведены в **таблице**.

Изготовитель: 623401, Свердловская область, г. Каменск-Уральский, Заводской проезд, 1. Тел.:(34378)6-38-46, факс: (34378)6-38-33,3-47-62; e-Mail:stw@kamensk.ru

Номенклатура труб производства ОАО "Таганрогский металлургический завод"

Трубы бурильные

ОАО "Таганрогский металлургический завод" ("ТАГМЕТ") на оборудовании фирмы «Маннесманн-Демаг» производит бурильные трубы с приваренными замками. Отличительной особенностью этих труб является замена резьбы сваркой трением в местах соединения замка с трубой. Благодаря высоким прочностным характеристикам и точности изготовления бурильные трубы с приваренными замками обладают более высокими эксплуатационными свойствами и повышенной надежностью что позволяет увеличить скорость бурения и снизить аварийность.

Замки для труб поставляют ведущие российские и зарубежные производители.

В потоке производства все трубы подвергаются 100% термической обработке и неразрушающим видам контроля.

Для более полного удовлетворения потребностей заказчика предусмотрено изготовление двух групп длин от 8.0 до 8.6 м и от 11.9 до 12.5 м.

По основным техническим характеристикам трубы соответствуют требованиям **API Spec 5D**.

Квадратные бурильные применяются для передачи вращения колонне бурильных труб от ротора при бурении скважин и являются связующим звеном между долотом и наземным оборудованием.

Трубы бурильные утяжеленные предназначены для создания осевой нагрузки на долото при бурении нефтяных и газовых скважин.

С целью предохранения от коррозии каждая труба покрывается консервационным покрытием.

Резьба труб смазывается антикоррозионной консистентной смазкой и защищается предохранительными колпаками и ниппелями.

Поставка осуществляется как вагонными нормами, так и малыми партиями автотранспортом.

Сортамент и группы прочности бурильных труб, производства **ОАО** "Таганрогский металлургический завод" приведены в **таблице**.

Механические свойства бурильных труб, производства ОАО "Тагмет" приведены в **таблице**.

Механические свойства бурильных труб по API Spec 5D, производства ОАО "Тагмет" приведены в **таблице**.

Механические свойства замков бурильных труб, производства ОАО "Тагмет" приведены в **таблице**.

Трубы обсадные

ОАО «ТАГМЕТ» производит бесшовные обсадные трубы на пилигримовом стане, что позволяет получить прочные, надежные трубы для строительства нефтяных и газовых скважин, как в обычных, так и в осложненных геологических условиях.

Резьбы на трубах и муфтах нарезаются на новейшем оборудовании фирмы "ХАЙД".

Трубы собственных марок ОАО "ТАГМЕТ" предназначены для использования в скважинах с коррозионным конденсатом. Высокая устойчивость труб этих марок к возникновению трещин вследствие сернистой коррозии достигается за счет точного контроля химического состава, термообработки и твердости.

В процессе производства каждая труба и муфта всех групп прочности подвергаются 100% неразрушающему контролю на отсутствие наружных и внутренних дефектов металла.

Герметичность труб и резьбовых соединений гарантируется гидроопрессовкой каждой трубы. Гарантия внутреннего диаметра достигается контролем полной длины каждой трубы жестким двойным шаблоном. Трубы поставляются с муфтами, навернутыми на муфтонаверточном станке на один из концов трубы. При свинчивании труб с муфтами применяются нетоксичные высокотехнологичные резьбоуплотнительные смазки заводской разработки типа ВГБ1, ВГБ-СП, «Север», обеспечивающие надежную герметичность соединения и предохраняющую это соединение от задиров и корозии.

Для предотвращения коррозии наружная поверхность каждой трубы и муфты покрывается антикоррозионным лакокрасочным покрытием. Резьбы, упорные торцы и уступы, уплотнительные и конические поверхности труб и муфт защищаются от повреждений и коррозии специальными протекторами.

По основным техническим характеристикам трубы соответствуют требованиям стандарта API Spec 5CT. Трубы поставляются в пакетах массой до 5 тонн, по требованию потребителя масса пакета может быть ограничена 3 тоннами.

Сортамент и группы прочности обсадных труб, производства ОАО "Таганрогский металлургический завод" приведны в **таблице**.

Механические свойства обсадных труб и муфт к ним, производства ОАО "Таганрогский металлургический завод" **см. в таблице**.

Примечания:

1. Согласно действующей на предприятии технической документации некоторые виды труб могут быть дополнены

характеристиками: относительное сужение, ударная вязкость, а также ужесточены параметры, включенные в таблицу.

2. Нормы механических свойств для сталей группы прочности «Д» указаны по исполнению "А".

Механические свойства обсадных труб и муфт к ним по API Spec 5D, производства ОАО "Таганрогский металлургический завод" даны в **таблице**.

Обсадные безмуфтовые трубы для ремонта скважин.

Учитывая потенциальную опасность развития осложений, связанных с нарушением герметичности эксплуатационных колонн, ОАО "ТАГМЕТ" предлагается принципиально новый подход в решении основных технических задач в ликвидации прорывов обсадных колонн.

Для восстановления обсадной крепи скважин предлагается использовать трубы с резьбой **"СТТ".** Основные характеристики безмуфтовых обсадных труб, производства ОАО "Таганрогский металлургический завод" приведены в **таблице**.

Соединение "СТТ" представляет собой безмуфтовое соединение с истинно равнопроходным наружным диаметром для обсадной трубы - хвостовика, предназначенного для ремонтных работ при больших давлениях.

Высокая герметичность резьбового соединения обеспечивается уникальной конструкцией резьбы.

Внутренний диаметр этих труб обеспечивает использование такого же по производительности насосного оборудования УЭЦН и газлифтных компоновок, а их внешний диаметр обеспечивает проход в стволах наклонно-направленных скважин и обеспечить подъем цемента до устья по межколонному кольцевому пространству.

Использование обсадных труб с резьбовым соединением «СТТ» позляет устранить проблемы с ремонтом скважин, связанным с негерметичностью эксплуатационных колонн, обеспечить возможность ремонта наклонно-направленных скважин, улучшить качество цементи-рования, увеличить добычу насосными установками УЭЦН (компрессорным газлифтом) на уровне первоначальных дебетов и обеспечить первоначальную приемистость по нагнетательным скважинам.

Спектр выпускаемых ОАО "ТАГМЕТ" обсадных безмуфтовых труб для капитального ремонта скважин позволяет восстанавливать обсадные колонны практически на всем типаже конструкций скважин.

Эта технология ремонта позволит продлить "жизнь" скважин еще на 15-20 лет и стабилизировать добычу нефти.

Механические свойства безмуфтовых обсадных труб, производства ОАО "Таганрогский металлургический завод" приведены в **таблице**.

Изготовитель: ОАО"Таганрогский металлургический завод".
347928, Ростовская область, г.Таганрог, ул. Заводская, 1,
тел. (8634)387061, (8634)324207, факс:(8634)324204,
e-Mail:trade@tagmet.ru

Номенклатура ОАО "Орский машиностроительный завод"

В номенклатуре ОАО "Орский машиностроительный завод" на 2001/2002 г. освоенное производство замков для труб по ГОСТ5286-75 (**см. таблицу**), облегченных замков по ТУ-39-0147016-46-93 (**см. таблицу**), замков приварных по ТУ-3-106349-93 (**см. таблицу**), переводников для бурильных колонн (**см. таблицу**)

Изготовитель: ОАО "Орский машиностроительный завод".
462406, Россия, Оренбургская обл., г.Орск, ул. Крупской, 1.
Тел. (35372)90549,90589, 28333, факс:(35372)90289, 90576,
телетайп:144513, 144557"СТЕКЛО"

Таблица 9.1.Типоразмеры ведуших бурильных труб квадратного сечения (ТУ26-12-774-91)

Условное обозначение	Сторона квадрата a, мм	Диаметр трубы, мм D	Диаметр трубы, мм d_3	Длина трубы L, мм	Диаметр соединения, мм верхнего муфтового d_1	Диаметр соединения, мм нижнего ниппельного, d_2	Типоразмер резьбы (ГОСТ 5286-75), мм (верх – муфта, левая)	Типоразмер резьбы (ГОСТ 5286-75), мм (низ-ниппель правая)	Масса, кг
ВБТ-63К	63	82,6	32	12190	197	86	З-152	З-73	378
ВБТ-76К	76	98,4	44	12190	197	108	З-152	З-86	477
ВБТ-89К	89	112,7	57	12190	197	121	З-152	З-102	569
ВБТ-108К	108	139,7	71	16460	197	152	З-152	З-122	1086
ВБТ-108К	108	139,7	71	16460	197	155	З-152	З-133	1090
ВБТ-133К	133	171,4	80	16460	197	178	З-152	З-147	1649
ВБТ-152К	152	196,8	80	16460	197	203	З-152	З-171	2326

Таблица 9.2. Типоразмеры ведуших бурильных труб шестигранного сечения (ТУ26-12-774-91)

Условное обозначение	Сторона квадрата *a*, мм	Диаметр трубы, мм ***D***	Диаметр трубы, мм d_3	Длина трубы ***L***, мм	Диаметр соединения, мм верхнего муфтового, d_1	Диаметр соединения, мм нижнего ниппельного, d_2	Типоразмер резьбы (ГОСТ 5286-75), мм (верх-муфта левая)	Типоразмер резьбы (ГОСТ 5286-75), мм (низ-ниппель правая)	Масса, кг
ВБТ-89Ш	89	100,0	44	12190	197	108	3-152	3-86	570
ВБТ-108Ш	108	121,4	57	12190	197	121	3-152	3-102	1030
ВБТ-133Ш	133	150,0	80	16460	197	155	3-152	3-133	1365
ВБТ-152Ш	152	173,0	80	16460	197	178	3-152	3-147	1986
ВБТ-152Ш	152	173,0	80	16460	197	178	3-152	3-149	1986

Таблица 9.3. Рекомендуемые крутящие моменты свинчивания и развинчивания резьбовых соединений ведуших бурильных труб.

Условное обозначение	Наружный диаметр d_2, мм	Внутренний диаметр d_3, мм	Крутящий момент $M_{кр}$, кНм
$\sigma_т$ = 760 МПа			
ВБТ-63К ВБТ-76К	86 108	32 44	4,74 … 6,77 7,30 … 10,4
$\sigma_т$ = 690 МПа			
ВБТ-89К ВБТ-108К ВБТ-108К ВБТ-133К ВБТ-152К	121 152 155 178 203	57 71 71 80 80	10,40 …14,80 18,40 … 26,20 25,90 … 37,0 34,70 … 49,60 62,60 … 89,60

Изготовитель: Акционерное общество "Сумское машиностроительное научно-производственное объединение им. В.М.Фрунзе"
(АО "НПО им. М.В.Фрунзе")
244004 Украина, г. Сумы-4, ул. Горького, 58, тел. (05400) 4-11-08,
факс.(0540) 24-34-57, телетайп 174141 ВЕСНА

Таблица 9.4. Механические свойства стали 45ХГМА (ТУ 26-12-802-90) ведуших бурильных труб

Показатели	Диаметром до 175 мм	Диаметром более 175 мм
Временное сопротивление $\sigma_в$, Мпа	966	931
Предел текучести $\sigma_{т,\ Мпа}$	759	690
Относительное удлинение δ_5, %	13	13
Ударная вязкость KCV, кДж/м^2	600	600
Твердость по Бринеллю, НВ	285 … 341	285 … 341

Таблица 9.5. Трубы бурильные с навинченными замками по ГОСТ 631-75 (механические свойства)

Показатели	Группа прочности стали труб					Замок из стали **40ХН**
	Д	**К**	**Е**	**Л**	**М**	
Временное сопротивление $\sigma_в$, МПа, не менее	637	687	735	784	882	882
Предел текучести $\sigma_т$, МПа, не менее	373	490	539	637	735	735
Относительное удлинение, %, не менее:						
δ_5	16	12	12	12	12	10
δ_{10}	12	10	10	10	10	-
Ударная вязкость KCV, Дж/м^2, не менее	39,2	39,2	39,2	39,2	39,2	68,6
Твердость по Бринелю, НВ	-	-	-	-	-	285…341

Таблица 9.6. Типоразмеры труб бурильных с высаженными внутрь концами, типа В (ГОСТ 631-75) и замков.

Показатели	**В-127**	**В-140**
Наружный диаметр трубы $D_{тр}$, мм ±1%	127,0	139,7
Толщина стенки S, мм - 12,5%	7, 8, 9, 10	8, 9, 10, 11
Внутренний диаметр высадки трубы $D_{вн}$, мм 1,5	95; 91; 87; 83	105; 101; 100; 91
Длина трубы, мм	11500	11500
Допускается в партии труб, %		
длиной 8000 мм	25	25
длиной 6000 мм	8	8
Тип замка по ГОСТ 5286-75	ЗУ-155	ЗШ-178
Замковая резьба	З-133	З-147
Наружный диаметр замка D, мм ±0.5	155	178
Длина ниппеля $L_н$, мм +30-10	320	350
Длина резьбы ниппеля l, мм-2	114	127
Длина муфты $L_м$, мм $\pm^{30}_{10}$	320	350
Масса 1 м гладкой трубы, кг	20,7; 23,5; 26,2; 28,9	26,0; 29,0; 32,0; 35,0
Увеличение массы одной трубы вследствие высадки обеих концов, кг	,8; 6,4; 7,0; 7,6	7,0; 7,6; 8,2; 9,6
Масса комплекта замка, кг	39,0	61,0

Таблица 9.7. Типоразмеры труб бурильных с высаженными внутрь концами, и коническими стабилизирующими поясками типа ВК (ГОСТ 631-75) и замков.

Показатели	**В-127**	**В-140**
Наружный диаметр трубы $D_{тр}$, мм ±1%	127,0	139,7
Толщина стенки S, мм - 12,5%	9; 10	9; 10; 11
Внутренний диаметр высадки трубы $D_{вн}$, мм 1,5	92; 90	102; 100; 100
Длина трубы, мм	11500	11500
Допускается в партии труб, %		
длиной 8000 мм	25	25
длиной 6000 мм	8	8
Тип замка по ГОСТ 5286-75	ЗУК-162	ЗШК-178
Замковая резьба	З-133	З-147
Наружный диаметр замка D, мм ±0.5	162	178
Длина ниппеля $L_н$, мм +30-10	325	350
Длина резьбы ниппеля l, мм-2	114	127
Длина муфты $L_м$, мм $\pm^{30}_{10}$	325	350
Масса 1 м гладкой трубы, кг	26,2; 28,9	29,0; 32,0;35,0
Увеличение массы одной трубы вследствие высадки обеих концов, кг	7,8; 7,6	11,0;10,2; 9,2
Масса комплекта замка, кг	45,3	61,0

Таблица 9.8. Трубы бурильные с высаженными концами и приварными замками по ТУ 14-3-1571-88 (механические свойства)

Показатели	Группа прочности стали труб				Замок из стали 40ХН
	Д	**Е**	**Л**	**М**	
Временное сопротивление $\sigma_в$, МПа, не менее	655	689	724	792	981
Предел текучести $\sigma_т$, МПа, не менее не более	379 -	517 724	655 862	724 930	832 -
Относительное удлинение, δ_5, %, не менее:	16	14	14	12	13
Относительное сужение после разрыва Ψ, %, не менее	50	50	50	45	-
Ударная вязкость KCV, Дж/см^2, не менее	690	690	690	690	588
Твердость по Бринелю, НВ	-	-	-	-	300…355

Таблица 9.9. Типоразмеры бурильных труб с высаженными концами и приваренными замками (ТУ 14-3-1571-88).

Показатели	ПН-73х9,19	ПВ-89х9,35	ПК-114х8,56	ПК-114х10,92	ПК-127х9,19
Наружный диаметр трубы, $D_{тр,}$ мм ±0,75	73,0	88,9	114,3	114,3	127,0
Толщина стеннки S, -12,5%	9,19	9,35	8,56	10,92	9,19
Наружный диаметр высадки D_1, мм $\pm^{0,}{}_{1,0}$	81,8	91,0	119,1	119,1	130,2
Внутренний диаметр высадки d_1, мм $\pm^{0,4}{}_{0,8}$	54,0(Д,Е)	44,4(Д,Е)	82,6(Д,Е)	76,2(Д,Е)	95,3(Д,Е)
	50,8(Л,М)		76,2(Л,М)	69,6(Л)	88,9(Л)
				63,5(М)	82,6(М)
Длина трубы, м	5,9...6,3	5,9…6,3	8,0…8,6	8,0…8,6	8,0…8,6
	8,0…8,6	8,0…8,6	11,9…12,5	11,9…12,5	11,9…12,5
	11,9…12,5	11,9…12,5			
Типоразмер замка по ТУ 26-0604-01-88	ЗП-105-54 (Д,Е)	ЗП-108-44 (Д,Е)	ЗП-159-82 (Д,Е)	ЗП-159-76 (Д,Е)	ЗП-162-95 (Д,Е)
	ЗП-105-50 (Л,М)		ЗП-159-76 (Л,М)	ЗП-159-76 (Л)	ЗП-162-89 (Л)
				ЗП-159-63 (М)	ЗП-165-82 (М)
Резьба замковая по ГОСТ 5286-75	З-86	З-86	З-122	З-122	З-133
Наружный диаметр замка D, $\pm^{0,8}{}_{0,4,}$ мм	104,8	108,0	158,8	158,8	161,9
Длина цилиндрической части ниппеля	179,5	179,5	179,5	179,5	179,5
Длина цилиндрической ча сти муфты L4м,	229,6	242,3	255,0	255,0	255,0
Масса 1м гладкой трубы, кг	14,48	18,34	22,31	27,84	26,71
Масса двух высадок, кг	1,09(Д,Е)	2,0	3,68(Д,Е)	3,90(Д,Е)	3,90(Д,Е)
	2,8(Л,М)		3,95(Л,М)	7,99(Л,М)	7,63(Л,М)
Масса 1 комплекта замка, кг	23,6(Д,Е)	30,0	56,0(Д,Е)	58,5(Д,Е)	54,6(Д,Е)
	24,7(Л,М)		59,0(Л,М)	62,7(Л)	55,4(Л)
				65,6(М)	63,6(М)

Таблица 9.10. Предельные нагрузки для бурильных труб с высаженными концами и приваренными замками (ТУ 14-3-1571-88).

Показатели	**ПН-73х9,19**	**ПВ-89х9,35**	**ПК-114х8,56**	**ПК-114х10,92**	**ПК-127х9,19**
Растягивающая нагрузка Р, кН	698,9(Д) 953,3(Е) 1206,0(Л) 1332,0(М)	885,3(Д) 1208,0(Е) 1530,0(Л) 1691,0(М)	1077,0(Д) 1470,0(Е) 1762,0(Л) 2058,0(М)	1344,0(Д) 1834,0(Е) 2322,0(Л) 2568,0(М)	1290,0(Д) 1759,0(Е) 2227,0(Л) 2464,0(М)
Изгибающий момент $М_н$, Нм	9937 (Д) 13560 (Е) 17170 (Л) 18970 (М)	15980 (Д) 21800 (Е) 27600 (Л) 30520 (М)	26530 (Д) 36190 (Е) 45820 (Л) 50680 (М)	31770 (Д) 43340 (Е) 54880 (Л) 60690 (М)	35430 (Д) 48330 (Е) 61210 (Л) 67690 (М)
Крутящий момент $М_к$, Нм	11480 (Д) 15650 (Е) 19820 (Л) 21900 (М)	18450 (Д) 25170 (Е) 31870 (Л) 35250 (М)	30630 (Д) 41790 (Е) 52919 (Л) 58520 (М)	36690 (Д) 50050 (Е) 63370 (Л) 70080 (М)	40910 (Д) 55810 (Е) 70670 (Л) 78160 (М)

Изготовители: 1. СинТЗ - ПК-114;
2. ТМЗ - ПК-127.

Таблица 9.11. Механические свойства сплава Д16Т, используемого для изготовления алюминиевых труб.

Показатели	**Д16Т**, мм		Замок из стали **40ХН**
	$D_{тр}$**=73; 90**	$D_{тр}$**=129; 147**	
Предел прочности $\sigma_{в}$, МПа	392	421	882
Предел текучести $\sigma_{т}$, МПа	255	274	735
Относительное удлинение δ_{s}, %	12	10	10

Таблица 9.12. Геометрические размеры труб бурильных алюминиевых сборной конструкции с концевыми утолщениями (ГОСТ 23786-79).

Показатели	**73х9**	**90х9**	**129х11**	**147х11**
Наружный диаметр труб $D_{тр}$, мм	73	90	129	147
Толщина стенки S_1, мм, ±0,1	9	9	11	11
Концевое утолщение S, мм	16	16	17	17
Толщина протектора S_2, мм $\pm_{0,2}^{0,15}$	-	-	21,5	23,5
Концевое утолщение, мм: l_1 $\pm_{50}^{200}$ l_2 $\pm_{50}^{100}$	 200 200	 200 200	 1300 250	 1300 250
Длина протектора $l_п$, мм ±50	-	-	300	300
Длина преходной зоны l_3 и l_4, мм, не менее	-	-	1800	1800
Тип замка по ТУ 26-02-72-76 или ГОСТ 5286-75	ЗН-95	ЗН-108	ЗЛ-152	ЗЛ-172
Замковая резьба	З-76	З-88	З-133	З-147
Диаметр проходного отверстия, мм: $d_н$ $d_м$	 32 45	 38 58	 95 110	 110 122
Длина замка L, мм	431	455	455	465
Масса 1 м трубы (в сборе с замком), кг	7,0	9,0	14,5	17,0
Длина труб (в сборе с замком), мм $\pm_{200}^{150}$	9300	9300	12400	12400

Таблица 9.13. Геометрические размеры труб бурильных алюминиевых беззамковой конструкции АБТбзк-108 (Нормаль ПК 01036-18 ТУ 14-2-365-81).

Показатели	Значения показателей
Наружный диаметр D, мм	108
Диаметр проточки под элеватор D_1,	89±0,5
Толщина стенки S, мм	8±0,1
Диаметр проходного отверстия $d_{1,\text{мм}}$	54
Длина проточки под элеватор l_1, мм	440±2
Длина проточки $l_{2,\text{мм}}$	110±2
Длина ниппеля $L_\text{н}$, мм	200±1
Длина муфты $L_\text{м}$, мм	260±1
Длина трубы, мм	8400
Масса трубы, кг	78

Таблица 9.14. Предельные нагрузки для труб бурильных алюминиевых сборной конструкции с концевыми утолщениями (ГОСТ 23786-79).

Показатели	**73x9**	**90x9**	**129x11**	**147x11**
Растягивающая нагрузка, кН:				
- допустимая	480	605	1075	1240
- предельная (в аварийных ситуациях)	595	755	1345	1550
- разрушающая (по пределу прочности)	815	1030	1835	2115
Внутренее давление, МПа:				
- допустимое	65,0	53,0	45,0	39,5
- предельное (в аварийных ситуациях)	81,0	66,0	56,5	49,0
Внешнее давление, МПа				
- допустимое	60,5	46,0	36,5	29,5
- сминающее	75,5	57,5	45,5	36,5
Вращающий момент, кНм:				
- допустимый	6,5	10.5	27,0	36,5
- предельный (в аварийных ситуациях)	8,0	13,0	34,0	45,5
Допустимая осевая нагрузка, кН, при использовании клинового захвата:				
- ПКР-560	-	445	980	1180
- ПКР-300	-	470	1160	1320

Таблица 9.15. Механические свойства стали группы прочности Д для изготовления труб бурильных утяжеленных горячекатанных по ТУ 14-3-385-79

Показатели	Величина
Временное сопротивление $\sigma_в$, МПа	673
Временное сопротивление $\sigma_в$, МПа	373
Предел текучести $\sigma_т$, МПа	16
Относительное удлинение δ, %	40
Ударная вязкость KCV, кДж/м^2	392
Диаметры, мм: - наружный ***D*** - внутренний ***d***	 146±4 74
Тип резьбы	З -171
Масса 1 м, кг	97,6
Длина *L*, мм	8000

Изготовитель: ТМЗ

Таблица 9.16. Техническая характеристика легированных сталей, используемых для изготовления УБТС-2.

Наименование показателя	Сталь **38ХН3МФА**	Сталь **40ХН2МА**
Предел текучести $\sigma_т$, МПа	735	637
Относительное удлинение δ, %	10	10
Ударная вязкость KCV, кДж/м^2	588	490
Твердость по Бринеллю, НВ	285 - 341	255

Таблица 9.18. Техническая характеристика стали 45ХГМА

Наименование показателя	Показатели	
Номинальный диаметр, мм	До 171	Свыше 171
Временное сопротивления $\sigma_в$, МПа	966	931
Предел текучести $\sigma_т$, МПа	759	690
Относительное удлинение δ, %	13	13
Ударная вязкость KCV, кДж/м^2	600	600
Твердость по Бринеллю, НВ	285...341	285...341

Таблица 9.19. Геометрические параметры УБТ типов А, Б, Б/1, Л, Л/1

Диаметры, мм				Типоразмер резьбы (по Spec 7 и др.API)	Масса 1м, кг
D	***d***	***D_1***	***D_2***		
79	32	65	73	3-65 (NC=23)	31.9
89	38	73	82	3-73 (NC=26)	39.8
108	46	89	102	3-86 (NC=31)	58.8
121	51	102	114	3-94 (NC=35)	73.7
127	57	114	114	3-102 (NC=38)	78.9
146	57	130	140	3-118 (NC=44)	110.6
165	57	146	152	3-122 (NC=46)	146.8
165	71	146	152	3-122 (NC=46)	135.9
171	57	152	159	3-133 (NC=50)	159.2
171	71	152	159	3-133 (NC=50)	148.2
178	57	159	168	3-133 (NC=50)	174.1
178	71	159	168	3-133 (NC=50)	163.1
197	71	178	189	3-149 (NC=56)	198.4
203	80	178	194	3-163 (NC=61)	213.1
216	71	194	203	3-163 (NC=61)	254.8
216	76	194	203	3-163 (NC=61)	250.3
229	71	194	219	3-163 (NC=61)	289.9
229	9О	194	219	3-171(65/8 FH)	271.5
241	71	219	229	3-185 (NC=70)	324.8
241	76	219	229	3-185 (NC=70)	320.3
248	71	219	235	3-185 (NC=70)	345,7
248	76	219	235	3-185 (NC=70)	341,2
248	90	219	235	3-185 (NC=70)	327,0
254	100	219	245	3-185 (NC=70)	333,8
279	76	245	273	3-203 (NC=77)	441,3
279	100	245	273	3-203 (NC=77)	415,4

Примечание: длина труб L =8300...9450 мм.

Таблица 9.20. Геометрические параметры УБТ типов Е, ЕН, ЕН/1, ЕЛ и ЕЛ/1.

Диаметры, мм				Типоразмер резьбы (по Spec 7 и др. API)	Масса 1м, кг
D	***d***	***D_1***	***D_2***		
121	51	102	114	3-94 (NC=35)	69,1
127	57	114	114	3-102 (NC=38)	73,8
146	57	130	140	3-118 (NC-44)	92,9
165	57	146	152	3-122 (NC=46)	137,2
165	71	146	152	3-122 (NC=46)	126,3
171	57	152	159	3-33 (NC=50)	152,2
171	71	152	159	3-133 (NC=50)	141,3
178	57	168	168	3-133 (NC=50)	163,2
178	71	168	168	3-133 (NC=50)	153,2
197	71	178	178	3-149 (NC=56)	192,9
203	80	178	194	3-163 (NC=61)	199,2
216	71	194	203	3-163 (NC=61)	240,9
216	76	194	203	3-163 (NC=61)	236,4
229	71	194	219	3-163 (NC=61)	289,9
229	90	194	219	3-163 (NC=61)	273,9
241	71	219	229	3-185 (NC=70)	309,0
241	76	219	229	3-185 (NC=70)	304,6
248	71	219	235	3-186 (NC=70)	358,1
248	76	219	235	3-185 (NC=70)	324,9
248	90	219	235	3-185 (NC=70)	309,8
254	100	219	245	3-185 (NC=70)	313,8
279	76	245	273	3-203 (NC=77)	418,7
279	100	245	273	3-203 (NC=77)	392,6

Примечание: длина труб L=8300...9450 мм, глубина резания спирали 5.5...12.0 мм.

Таблица 9.21. Геометрические параметры труб бурильных утяжеленных квадратного сечения.

Условное обозначение	Наружный диаметр ***D***, (диагональ), мм	Сторона квадрата а и диаметр D_1, мм	Внутренний диаметр ***d***, мм	Типоразмер резьбы	Масса 1 п. м, кг	Диаметр скважины, мм
138Д	138-2	114	44	3-86 (NC=31)	85,2	139,7
163Д	163-2	140	64	3-108 (NC=40)	117,7	165.1
188Д	188-2	155	71	3-118 (NC=44)	149.0	190,5
214Д	214-2	178	80	3-133 (NC=50)	196,7	215.9
268Д	268-2	229	90	3-171 (65/8 FH)	333,8	269,9
293Д	293-2	241	90	3-177 (75/8 REG)	385.0	295,3
392Д	392-4	312 248 (диаметр замковой части)	100	3-185 (NC=70)	682,2	393,7

Таблица 9.22. Рекомендуемые моменты свинчивания термообработанных УБТ.

Наружный диаметр, мм	Внутренний диаметр, мм	Тип резьбы	Момент свинчивания, кНм	
Круглые и спиральные, от 760 МПа				
79	32	З-65	2,93	4.19
89	38	З-73	4,08	5,79
108	46	З-86	6,97	10,01
121	51	З-94	9,61	13,70
127	57	З-102	11,48	16,48
146	57	З-118	25,31	36,20
146	71	З-118	16,48	23,45
165	71	З-122	20,50	29,30
Круглые и спиральные, от 690 МПа				
171	57	З-133	30,67	43,80
171	71	З-133	26,06	37,25
178	57	З-133	31,20	44,64
178	71	З-133	26,60	38.00
197	71	З-149	40,02	57,70
203	80	З-163	51,60	73,70
216	71	З-163	55,60	79,40
216	76	З-163	53,40	76,20
229	71	З-163	56.40	80,40
229	90	З-171	55,90	81,95
241	71	З-185	87,30	124,5
241	76	З-185	85,30	121,6
248	71	З-185	87,30	123,5
248	76	З-185	84,30	117,6
248	90	З-185	79,40	114,0
254	100	З-185	72,90	104,0
279	76	З-203	117,6	166,6
279	100	З-203	105,0	150,1
Квадратные, от 760 МПа				
138Д (114)	44	З-86	7,37	10,4
163Д (140)	64	З-108	15,00	22,5
188Д (155)	71	З-118	24,90	35.6
Квадратные, от 690 МПа				
214Д (178)	80	З-133	26,60	38,0
268Д (229)	90	З-163	53,10	75,8
293Д (241)	90	З-177	59,00	78,00
392Д (248)	100	З-185	72,40	104,0

Таблица 9.23. Механические свойства сталей, используемых для изготовления обсадных труб.

Показатели	Группа прочности стали				
	Д	**К**	**Е**	**Л**	**М**
Временное сопротивление $\sigma_в$, МПа	637	687	690	758	861
Предел текуческти $\sigma_т$, МПа - не менее - не более	 372 551	 490 -	 551 758	 655 861	 758 964
Относительное удлинение δ_s , %	16	12	13	12,5	10.8

Таблица 9.24. Геометрические параметры труб обсадных муфтовых (ГОСТ 632-80)

Труба			Муфта		
D,мм, ± 0,75	***S***,мм, -12,5	Масса 1м,кг	$D_м$,мм ±3	$l_м$,мм ±3	Масса,кг
114	5,2 … 10,2	14,0…26,7	**127**	157…177(У)	3,7…4,1(У)
127	5,6…10,7	16,7…30,7	**141,3**	165…196(У)	4,6…5,7(У)
140	6,2…10,5	20,4…33,6	**153,7**	171…203(У)	5,2…6,4(У)
146	6,5… 10,7	22,3…35,7	**166,0**	177…215(У)	8,0…9,7
168	7,3…12,1	29,0...46,5	**187,7**	184…222(У)	9,1…11,3(У)
219	6,7…14,2	35,1…71,5	**244,5**	196…254	16,2…21,6
245	7,9…15,9	46,2…89,5	**269,9**	196…266(У)	17,9…25,3(У)
273	7,1…16,5	46,5…104,5	**298,5**	203	20,7
299	8,5…14,8	60,5…103,5	**323,9**	203	22,5
324	8,5…14,0	66,1…106,9	**351.0**	203	23,4
351	9,0...12,0	75,9…100,3	**376,0**	229	29,0
377	9,0…12,0	81,7…108,0	**402,0**	229	31,0
426	10,0…12,0	102,7…122,5	**451,0**	229	37,5

Примечание: длина труб L = 9500 - 13000 мм; допускается в партии труб:
- длиной 8000 - 9500 мм - до 20%
- длиной 5000 - 8000 мм - до 10 %.

Таблица 9.24. Геометрические параметры труб обсадных муфтовых (ГОСТ 632-80)

Труба			Муфта		
D,мм, ± 0,75	***S***,мм, -12,5	Масса 1м,кг	$D_м$,мм ±3	$l_м$,мм ±3	Масса,кг
114	5,2 … 10,2	14,0…26,7	**127**	157…177(У)	3,7…4,1(У)
127	5,6…10,7	16,7…30,7	**141,3**	165…196(У)	4,6…5,7(У)
140	6,2…10,5	20,4…33,6	**153,7**	171…203(У)	5,2…6,4(У)
146	6,5… 10,7	22,3…35,7	**166,0**	177…215(У)	8,0…9,7
168	7,3…12,1	29,0...46,5	**187,7**	184…222(У)	9,1…11,3(У)
219	6,7…14,2	35,1…71,5	**244,5**	196…254	16,2…21,6
245	7,9…15,9	46,2…89,5	**269,9**	196…266(У)	17,9…25,3(У)
273	7,1…16,5	46,5…104,5	**298,5**	203	20,7
299	8,5…14,8	60,5…103,5	**323,9**	203	22,5
324	8,5…14,0	66,1…106,9	**351.0**	203	23,4
351	9,0...12,0	75,9…100,3	**376,0**	229	29,0
377	9,0…12,0	81,7…108,0	**402,0**	229	31,0
426	10,0…12,0	102,7…122,5	**451,0**	229	37,5

Примечание: длина труб L = 9500 - 13000 мм; допускается в партии труб:
- длиной 8000 - 9500 мм - до 20%
- длиной 5000 - 8000 мм - до 10 %.

Таблица 9.24. Геометрические параметры труб обсадных муфтовых (ГОСТ 632-80)

Труба			Муфта		
D,мм, ± 0,75	***S***,мм, -12,5	Масса 1м,кг	$D_м$,мм ±3	$l_м$,мм ±3	Масса,кг
114	5,2 … 10,2	14,0…26,7	**127**	157…177(У)	3,7…4,1(У)
127	5,6…10,7	16,7…30,7	**141,3**	165…196(У)	4,6…5,7(У)
140	6,2…10,5	20,4…33,6	**153,7**	171…203(У)	5,2…6,4(У)
146	6,5… 10,7	22,3…35,7	**166,0**	177…215(У)	8,0…9,7
168	7,3…12,1	29,0...46,5	**187,7**	184…222(У)	9,1…11,3(У)
219	6,7…14,2	35,1…71,5	**244,5**	196…254	16,2…21,6
245	7,9…15,9	46,2…89,5	**269,9**	196…266(У)	17,9…25,3(У)
273	7,1…16,5	46,5…104,5	**298,5**	203	20,7
299	8,5…14,8	60,5…103,5	**323,9**	203	22,5
324	8,5…14,0	66,1…106,9	**351.0**	203	23,4
351	9,0...12,0	75,9…100,3	**376,0**	229	29,0
377	9,0…12,0	81,7…108,0	**402,0**	229	31,0
426	10,0…12,0	102,7…122,5	**451,0**	229	37,5

Примечание: длина труб L = 9500 - 13000 мм; допускается в партии труб:
- длиной 8000 - 9500 мм - до 20%
- длиной 5000 - 8000 мм - до 10 %.

Таблица 9.24. Геометрические параметры труб обсадных муфтовых (ГОСТ 632-80)

Труба			Муфта		
D,мм, ± 0,75	***S***,мм, -12,5	Масса 1м,кг	$D_м$,мм ±3	$l_м$,мм ±3	Масса,кг
114	5,2 … 10,2	14,0…26,7	**127**	157…177(У)	3,7…4,1(У)
127	5,6…10,7	16,7…30,7	**141,3**	165…196(У)	4,6…5,7(У)
140	6,2…10,5	20,4…33,6	**153,7**	171…203(У)	5,2…6,4(У)
146	6,5… 10,7	22,3…35,7	**166,0**	177…215(У)	8,0…9,7
168	7,3…12,1	29,0...46,5	**187,7**	184…222(У)	9,1…11,3(У)
219	6,7…14,2	35,1…71,5	**244,5**	196…254	16,2…21,6
245	7,9…15,9	46,2…89,5	**269,9**	196…266(У)	17,9…25,3(У)
273	7,1…16,5	46,5…104,5	**298,5**	203	20,7
299	8,5…14,8	60,5…103,5	**323,9**	203	22,5
324	8,5…14,0	66,1…106,9	**351.0**	203	23,4
351	9,0...12,0	75,9…100,3	**376,0**	229	29,0
377	9,0…12,0	81,7…108,0	**402,0**	229	31,0
426	10,0…12,0	102,7…122,5	**451,0**	229	37,5

Примечание: длина труб L = 9500 - 13000 мм; допускается в партии труб:
- длиной 8000 - 9500 мм - до 20%
- длиной 5000 - 8000 мм - до 10 %.

Таблица 9.25. Геометрические параметры труб обсадных с конической резьбой трапецеидального профиля, тип ОТТМ (ГОСТ 632-80)

Труба			Муфта		
D,мм ±0,75%	***S***, мм -12,5%	Масса 1м,	$D_м$, мм	$l_м$, мм ±3	Масса, кг
102	6,5	15,2	**110,0**	160	3,3
110	6,5	16,6	**117,0**	160	3,3
140	6,2…10.5	20,4…33,6	**153,7**	182	5,3
146	6,5…10,7	22,3…35,7	**166,0**	182	7,9
168	7,3…12,1	29,0…46.5	**187,7**	190	9,5
219	7,7…14,2	40.2…71.5	**244,5**	218	18,0
245	7,9…15,9	46.2…89,5	**269,9**	218	19,9
299	9,5…14.8	67,9…103,5	**323,9**	218	24,1
324	8,5…14,0	66,1…106,9	**351,0**	218	25,1

Примечание: длина труб L=9500 - 13000 мм; допускается в партии труб:

- длиной 8000-9500 мм до 20%
- длиной 5000-8000 мм - до 10%.

Таблица 9.25. Геометрические параметры труб обсадных с конической резьбой трапецеидального профиля, тип ОТТМ (ГОСТ 632-80)

Труба			Муфта		
D,мм ±0,75%	***S***, мм -12,5%	Масса 1м,	$D_м$, мм	$l_м$, мм ±3	Масса, кг
102	6,5	15,2	**110,0**	160	3,3
110	6,5	16,6	**117,0**	160	3,3
140	6,2…10.5	20,4…33,6	**153,7**	182	5,3
146	6,5…10,7	22,3…35,7	**166,0**	182	7,9
168	7,3…12,1	29,0…46.5	**187,7**	190	9,5
219	7,7…14,2	40.2…71.5	**244,5**	218	18,0
245	7,9…15,9	46.2…89,5	**269,9**	218	19,9
299	9,5…14.8	67,9…103,5	**323,9**	218	24,1
324	8,5…14,0	66,1…106,9	**351,0**	218	25,1

Примечание: длина труб L=9500 - 13000 мм; допускается в партии труб:

- длиной 8000-9500 мм до 20%
- длиной 5000-8000 мм - до 10%.

Таблица 9.25. Геометрические параметры труб обсадных с конической резьбой трапецеидального профиля, тип ОТТМ (ГОСТ 632-80)

Труба			Муфта		
D,мм ±0,75%	***S***, мм -12,5%	Масса 1м,	$D_м$, мм	$l_м$, мм ±3	Масса, кг
102	6,5	15,2	**110,0**	160	3,3
110	6,5	16,6	**117,0**	160	3,3
140	6,2…10.5	20,4…33,6	**153,7**	182	5,3
146	6,5…10,7	22,3…35,7	**166,0**	182	7,9
168	7,3…12,1	29,0…46.5	**187,7**	190	9,5
219	7,7…14,2	40.2…71.5	**244,5**	218	18,0
245	7,9…15,9	46.2…89,5	**269,9**	218	19,9
299	9,5…14.8	67,9…103,5	**323,9**	218	24,1
324	8,5…14,0	66,1…106,9	**351,0**	218	25,1

Примечание: длина труб L=9500 - 13000 мм; допускается в партии труб:

- длиной 8000-9500 мм до 20%
- длиной 5000-8000 мм - до 10%.

Таблица 9.26.Геометрические параметры труб обсадных с конической резьбой трапецеидального профиля и коническими уплотнительными поясками типа ОТТГ (ГОСТ 632-80)

Труба			Муфта		
D,мм- ±0,75%	S, мм -12,5%	Масса 1м, кг	$D_м$, мм ± 3	$l_м$, мм ± 3	Масса, кг
168	8,9…12,1	35.1…46.5	187,7	225	11,3
219	8,9…14,2	46.3…71.5	244,5	254	21,6
245	8,9…15,9	51.9…89.5	269,9	254	1 23,9

Примечание: длина труб L=9500...13000 мм; допускается в партии труб:

- длиной 8000...9500 мм до 20%
- длиной 5000-8000 мм - до 10%.

Таблица 9.27. Размеры и местоположение проточек труб обсадных по ГОСТ 632-80 для установки уплотнений из полимерного материала (ТУ14-3-1667-89)

D, мм	$D_м$, мм	Длина треугольной резьбы, ***l*** мм	Длина трапецеидальной резьбы, ***l*** мм	$D_{пр}$, мм	***h***, мм
140	153,7	53	60	**139,1**	4,6
146	166,0	53	60	**145,0**	4,6
168	187,7	53	60	**167,5**	4,6
219	244,5	53	60	**217,4**	4,6
245	269,9	53	60	**242,8**	4,6

Таблица 9.28. Геометрические параметры обсадных труб с упорной конической резьбой трапецеидального профиля «Батресс» по ТУ 14-3-1678-89.

Труба			Муфта		
D, мм ±0,75%	***S***, мм -12.5%	Масса 1 м, кг	$D_м$, мм	$L_м$, мм ±3	Масса, кг
219,1	8.9…14,2	46,3…71,5	**244,5**	269,9	20,86
244,5	8,9…15,9	51,9…89.5	**269,9**	269,9	23,15

Таблица 9.29. Геометрические параметры труб электросварных с упорной конической резьбой «Батресс» (ТУ 14-3-1599-88).

Труба			Муфта		
D, мм	***S***, мм -12,5%	Масса, 1 м, кг	***D*** , мм	$l_м$, мм	Масса, кг
146	6,5…10,7	22,4…35,7	**166,0**	237,0	9.7
168	7.3…10.6	29,0…41,2	**187,7**	244,5	11,1
245	7.9	46.1	**269,9**	269,9	23,2

Примечание: длина труб ***L*** = 11000 ±200 мм.

Таблица 9.29. Геометрические параметры труб электросварных с упорной конической резьбой «Батресс» (ТУ 14-3-1599-88).

Труба			Муфта		
D, мм	***S***, мм -12,5%	Масса, 1 м, кг	***D*** , мм	$l_м$, мм	Масса, кг
146	6,5…10,7	22,4…35,7	**166,0**	237,0	9.7
168	7.3…10.6	29,0…41,2	**187,7**	244,5	11,1
245	7.9	46.1	**269,9**	269,9	23,2

Примечание: длина труб ***L*** = 11000 ±200 мм.

Таблица 9.29. Геометрические параметры труб электросварных с упорной конической резьбой «Батресс» (ТУ 14-3-1599-88).

Труба			Муфта		
D, мм	***S***, мм -12,5%	Масса, 1 м, кг	***D*** , мм	$l_м$, мм	Масса, кг
146	6,5…10,7	22,4…35,7	**166,0**	237,0	9.7
168	7.3…10.6	29,0…41,2	**187,7**	244,5	11,1
245	7.9	46.1	**269,9**	269,9	23,2

Примечание: длина труб ***L*** = 11000 ±200 мм.

Таблица 9.30. Техническая характеристика электросварных обсадных труб группы прочности С и Д

Показатель	Величина
Временное сопротивление $\sigma_в$, МПа, не менее	517
Предел текучести $\sigma_т$. МПа, не менее	379
Относительное удлинение δ_s, %, не менее	18

Таблица 9.31. Геометрические параметры труб обсадных электросварных с резьбой «Батресс» с узлом уплотнения из полимерного материала (ТУ 14-3-1732-90)

D, мм	$D_м$, мм	l, мм ±3	$D_{пр}$ ±0,25	h, мм ±0,13
146	166.0	81	146,5	4.8
168	187,7	81	168.7	4,8
245	269,9	86	244,6	4,8

Изготовитель: ВМЗ - трубы диаметрами 146, 168 и 245 мм.

Таблица 9.32. Геометрические параметры высокопрочных, безмуфтовых, толстостенных обсадных труб типа ОТТМ с резьбой (ТУ 39-0147016-28-92)

Показатель	Величина	Показатель	Величина
D, мм	245	$l_м$, мм	125
S, мм	24	Длина, мм	8000…12000
$l_м$, мм	105	Масса 1 м, кг	130,8

Таблица 9.32. Геометрические параметры высокопрочных, безмуфтовых, толстостенных обсадных труб типа ОТТМ с резьбой (ТУ 39-0147016-28-92)

Показатель	Величина	Показатель	Величина
D, мм	245	$l_м$, мм	125
S, мм	24	Длина, мм	8000…12000
$l_м$, мм	105	Масса 1 м, кг	130,8

Таблица 9.33. Механические свойства сталей для изготовления насосно - компрессорных труб.

Показатели	Группа прочности стали		
	Д	**К**	**Е**
Временное сопротивление, МПа, не менее	655	687	699
Предел текучести, МПа: - не менее - не более	 379 552	 491 -	 552 758
Относительное удлинение, %, не менее	14,3	12,0	13,0

Таблица 9.34. Геометрические параметры труб насосно-компрессорных гладких с конической резьбой треугольного профиля (ГОСТ 633-80)

Труба			Муфта		
D, мм ±0.8	***S***, мм -12.5%	Масса 1м,	$D_м$, мм ±1%	l_v . мм ±2	Масса, кг
60	5,0	6,8	**73,0**	110	1,3
73	5.5…7.0	9.2…11.4	**88,9**	132	2,4
89	6,5	13,2	**108,0**	146	3.6
114	7,0	18,5	**132,1**	156	5,1

Таблица 9.34. Геометрические параметры труб насосно-компрессорных гладких с конической резьбой треугольного профиля (ГОСТ 633-80)

Труба			Муфта		
D, мм ±0.8	***S***, мм -12.5%	Масса 1м,	$D_м$, мм ±1%	l_v . мм ±2	Масса, кг
60	5,0	6,8	**73,0**	110	1,3
73	5.5…7.0	9.2…11.4	**88,9**	132	2,4
89	6,5	13,2	**108,0**	146	3.6
114	7,0	18,5	**132,1**	156	5,1

Таблица 9.35. Предельные нагрузки для труб насосно-компрессорных гладких с конической резьбой треугольного профиля.

Показатели	Типоразмер труб, мм			
	60x5,0	**73x3,5**	**89x6,5**	**114x7,0**
Страгивающая нагрузка, кН	Д-196	Д-278 К-365 Е-402	Д-415	Д-545
Внутреннее давление, МПа	Д-54,0	Д-49,0 К-64,7 Е-71,0	Д-47,6	Д-40,0
Наружное давление, МПа	Д-39,0	Д-36,2 К-46,5 Е-50,5	Д-36,6	Д-28,9
Растягивающая нагрузка для тела трубы, МПа	Д-322	Д-435 К-572 Е-620	Д-622	Д-766

Таблица 9.35. Предельные нагрузки для труб насосно-компрессорных гладких с конической резьбой треугольного профиля.

Показатели	Типоразмер труб, мм			
	60x5,0	**73x3,5**	**89x6,5**	**114x7,0**
Страгивающая нагрузка, кН	Д-196	Д-278 К-365 Е-402	Д-415	Д-545
Внутреннее давление, МПа	Д-54,0	Д-49,0 К-64,7 Е-71,0	Д-47,6	Д-40,0
Наружное давление, МПа	Д-39,0	Д-36,2 К-46,5 Е-50,5	Д-36,6	Д-28,9
Растягивающая нагрузка для тела трубы, МПа	Д-322	Д-435 К-572 Е-620	Д-622	Д-766

Таблица 9.36. Геометрические параметры труб насосно-компрессорных типа НКМ гладких высокогерметичных с резьбой трапецеидального профиля (ГОСТ 633-80)

Показатели	Величина	Показатели	Величина
D, мм	73±0,8	$D_м$, мм	88,9±1%
S, мм	(5,5; 7,0) - 12,5%	$l_м$, мм	135±2
		Масса, кг	2,5
Масса 1 м, кг	9,2; 11,4	***L***, мм	10000

Таблица 9.37. Предельные нагрузки для насосно-компрессорных труб типа НКМ соответствующие пределу текучести материала

Показатели	Типоразмер труб, мм	
	73х5.5	**73х7.0**
Растягивающая нагрузка, кН	Д - 363 К - 476 Е - 524	К - 617 Е - 680
Внутреннее давление, МПа	Д - 49,0 К - 64,7 Е - 71,0	К - 82,2 Е - 90,5
Наружное давление, МПа	Д - 36,2 К - 46,5 Е - 50,5	К - 66,0 Е - 72,3

Таблица 9.38.Техническая характеристика материала, используемого для насосно-компрессорных труб.

Показатели	Величина
Временное сопротивление $\sigma_в$, МПа, не менее	655
Предел текучести $\sigma_т$, МПа, не менее	379
Относительное удлинение δ_s , %, не менее	20
Ударная вязкость при температуре -60^{o}С, кгс м/см^2	4

Таблица 9.39. Геометрические параметры гладких насосно-компрессорных труб с резьбой треугольного профиля с узлами уплотнения из полимерного материала.

Показатели	Величина	Показатели	Величина
D, мм	73.0	***l***, мм	25,5
S, мм	5,5	$D_{пр}$, мм	74,3
$D_м$, мм	88,9	***h***, мм	3,5

Таблица 9.40. Основные параметры гладких бесшовных насосно-компрессорных труб с резьбой типа 10RU по API 5CT.

Номинальный диаметр, мм	Толщина стенки, мм					
	4,24	**4,83**	**5,51**	**5,49**	**6,45**	**7,34**
	Масса одного метра, кг/м					
60,3	5,87	6,61	–	–	–	–
73,0	–	–	9,17	–	–	–
88,9	–	–	–	11,3	13,1	14,8

Таблица 9.41. Сравнительные технические характеристики резьбовых смазок: Р-402, Р-416, Резьбол Б, Р-113

Показатели	**Резьбол Б** ТУ 38.30108-88	**Р-416** ТУ 301-04-020-92	**Р-402** ТУ 301-04-020-92	**Р-113** ТУ 301-04-020-92
Температура каплепадения, °С, не ниже	115	130	130	125
Коллоидная стабильность, отпресс. масла, %, не более	7,0	7,0	7,0	7,0
Пенетрация при 25°С без перемешивания., мм 10^{-1}	210-300	130-180	250-330 (при 20°С)	270-330
Коррозийное воздействие на металлы (сталь 40,45,50)	выдерживает	выдерживает	выдерживает	выдерживает
Массовая доля воды %, не более	~ 0,1	~ 0,1		
Испарение за 24 часа, % при100°С	~ 2,0	~ 2,0		
Температурный интервал изменения, °С	- 50 / + 200	- 30 / + 100	- 30 / + 200	
Назначение	герметизация и обеспечение многократного свинчивания и развинчивания деталей бурильных колонн	герметизация и защита от коррозии резьбовых соединений замков, бурильных труб	герметизация и защита от коррозии резьбовых соединений обсадных и насосно-компрессорных труб	герметизация и предотвращения износов,задиров и заедания резьбовых соединений деталей буриль-ной колонны

Изготовитель и поставщик: ЗАО "Невская смазочная компания"
192102, Россия, г. Санкт-Петербург ул. Салова, д. 56 тел.: (812)320-88-68, 320-88-70, 166-70-42
факс: (812)166-35-22 E-mail: smazki@NSK.spb.ru

Таблица 9.42. Основные технические характеристики гибких труб "Росфлекс".

Наименование показателя	Диаметр условный (внутренний) трубы D_y, мм			
	50	**75**	**100**	**150**
Рабочее давление, МПа	4; 10; 15; 20	4; 10; 15; 20	4; 10;20	4
Диаметр наружный, мм	82; 85; 86; 86	110; 113;114; 115	130; 133; 135	180
Испытательное давление, МПа	6; 15: 23; 30	6; 15; 23; 30	6; 15;30	6
Масса 1 п.м., кг	6,0;7,5;7,8; 8,0	8,0; 9,5; 10,0; 10,5	10,5;12,0; 12,5	16,0
Радиус изгиба трубы, не более, м	0,65	0,75	1,10	1,25
Длина секции, максимальная, м	350	220	150	100
Тип соединения	Фланцевый или сварной			

Таблица 9.43. Основные параметры стеклопластиковых труб.

Наименование показателя	Ед. изм.	Величина показателя
Диаметр внутренний	мм	50, 75, 100, 150
Длина трубы	м	6,0
Давление рабочее	МПа	до 6,0
Температура эксплуатации	^{o}C	от –40 до +80

Таблица 9.44. Технические характеристики шаровых кранов.

Наименование показателя / Шифр крана	КШ-76	КШ-88	КШ-102	КШ-121	КШ-133	КШ-147
Диаметр прохода, мм	28	36	50	62	62	70
Рабочее давление, МПа	35	35	35	35	35	70
Пробное давление, МПа	70	70	70	70	70	105
Рабочая среда	нефть, газ, конденсат, буровой раствор и их смеси					
Направление движения по тока рабочей среды	л ю б о е					
Управление краном	р у ч н о е					
Давление, при котором возможно ручное управление краном без противодавления, МПа	21	21	21	21	21	10
Типоразмер присоединительной резьбы	З-76	З-88	З-102	З-121	З-133	З-147
Грузоподъемность, т	107	155	114	145	150	300
Габаритные размеры, мм - наружный диаметр - длина	 105 360	 108 400	 130 465	 146 457	 155 484	 178 500
Масса, кг	23	30	40	41	48	60
Завод- изготовитель	НПП “Сиббурмаш”					

Продолжение

Продолжение табл. 9.44. Технические характеристики шаровых кранов.

Наименование показателя / Шифр крана	КШЦ-155	КШЦ-178	КШВН-146	КШВН-155	КШВН-178
Диаметр прохода, мм	64	70	60	64	70
Рабочее давление, МПа	35	35	70	70	70
Пробное давление, МПа	70	70	105	105	105
Рабочая среда	нефть, газ, конденсат, буровой раствор и их смеси, в т.ч. H_2S и CO_2 до 25% каждого				
Направление движения по тока рабочей среды	л ю б о е				
Управление краном	р у ч н о е				
Давление, при котором возможно ручное управление краном без противодавления, МПа	10	10	20	20	20
Типоразмер присоединительной резьбы по ГОСТ	З-133	З-147	З-121	З-133	З-147
Грузоподъемность, т	200	300	200	220	300
Габаритные размеры,мм - наружный диаметр - длина	 155 500	 178 545	 146 500	 155 500	 178 545
Масса, кг	53	60		48	60
Завод-изготовитель	Нефтемаш, ПРОНГ		Завод Нефтемаш г. Самара		

Продолжение

Продолжение табл. 9.44. Технические характеристики шаровых кранов.

Шифр крана Наименование показателя	**КШУ25-146**	**КШУ25-155**	**КШУ25-178**	**2ШД-155**
Диаметр прохода, мм	60	64	70	62
Рабочее давление, МПа	35	35	35	35
Пробное давление, МПа	70	70	70	70
Рабочая среда	Нефть, газ, конденсат, буровой раствор и их смеси (в т.ч. H_2S CO_2)			Обычная
Направление движения по тока рабочей среды	л ю б о е			
Управление краном	р у ч н о е			
Давление, при котором возможно ручное управле ние краном без противодавления, МПа	20	20	20	20
Типоразмер присоединительной резьбы	З-121	З-133	З-147	З-133
Грузоподъемность, т	200	220	300	200
Габаритные размеры, мм - наружный диаметр - длина	 146 500	 155 500	 178 545	 155 600
Масса, кг	48	53	60	55
Завод-изготовитель	Завод "Нефтемаш" г. Самара			Фирма"Под-земнефте-газсервис"

Таблица 9.44. Технические характеристики шаровых кранов.

Наименование показателя / Шифр крана	КШ-76	КШ-88	КШ-102	КШ-121	КШ-133	КШ-147
Диаметр прохода, мм	28	36	50	62	62	70
Рабочее давление, МПа	35	35	35	35	35	70
Пробное давление, МПа	70	70	70	70	70	105
Рабочая среда	нефть, газ, конденсат, буровой раствор и их смеси					
Направление движения по тока рабочей среды	л ю б о е					
Управление краном	р у ч н о е					
Давление, при котором возможно ручное управление краном без противодавления, МПа	21	21	21	21	21	10
Типоразмер присоединительной резьбы	З-76	З-88	З-102	З-121	З-133	З-147
Грузоподъемность, т	107	155	114	145	150	300
Габаритные размеры, мм - наружный диаметр - длина	 105 360	 108 400	 130 465	 146 457	 155 484	 178 500
Масса, кг	23	30	40	41	48	60
Завод- изготовитель	НПП “Сиббурмаш”					

Продолжение

Продолжение табл. 9.44. Технические характеристики шаровых кранов.

Наименование показателя / Шифр крана	КШЦ-155	КШЦ-178	КШВН-146	КШВН-155	КШВН-178
Диаметр прохода, мм	64	70	60	64	70
Рабочее давление, МПа	35	35	70	70	70
Пробное давление, МПа	70	70	105	105	105
Рабочая среда	нефть, газ, конденсат, буровой раствор и их смеси, в т.ч. H_2S и CO_2 до 25% каждого				
Направление движения по тока рабочей среды	л ю б о е				
Управление краном	р у ч н о е				
Давление, при котором возможно ручное управление краном без противодавления, МПа	10	10	20	20	20
Типоразмер присоединительной резьбы по ГОСТ	З-133	З-147	З-121	З-133	З-147
Грузоподъемность, т	200	300	200	220	300
Габаритные размеры,мм - наружный диаметр - длина	 155 500	 178 545	 146 500	 155 500	 178 545
Масса, кг	53	60		48	60
Завод-изготовитель	Нефтемаш, ПРОНГ		Завод Нефтемаш г. Самара		

Продолжение

Продолжение табл. 9.44. Технические характеристики шаровых кранов.

Шифр крана Наименование показателя	**КШУ25-146**	**КШУ25-155**	**КШУ25-178**	**2ШД-155**
Диаметр прохода, мм	60	64	70	62
Рабочее давление, МПа	35	35	35	35
Пробное давление, МПа	70	70	70	70
Рабочая среда	Нефть, газ, конденсат, буровой раствор и их смеси (в т.ч. H_2S CO_2)			Обычная
Направление движения по тока рабочей среды	л ю б о е			
Управление краном	р у ч н о е			
Давление, при котором возможно ручное управле ние краном без противодавления, МПа	20	20	20	20
Типоразмер присоединительной резьбы	З-121	З-133	З-147	З-133
Грузоподъемность, т	200	220	300	200
Габаритные размеры, мм - наружный диаметр - длина	 146 500	 155 500	 178 545	 155 600
Масса, кг	48	53	60	55
Завод-изготовитель	Завод "Нефтемаш" г. Самара			Фирма"Под-земнефте-газсервис"

Таблица 9.45. Техническая характеристика противовыбросового устройства типа УП-178

Наименование показателя	Устройство **УП-78**
Диаметр прохода, мм	62
Рабочее давление, МПа	35
Пробное давление, МПа	70
Рабочая среда	нефть, газ, буровой раствор и их смеси
Направление движения по тока рабочей среды	сверху вниз
Управление устройством	автоматическое
Расход восходящего потока жидкости, необходимый для закрытия устройства, $м^3/с$ (не менее)	0,005
Типоразмер присоединительной резьбы по ГОСТ	З-133 и З-147
Грузоподъемность, т	200
Габаритные размеры, мм - наружный диаметр - длина	 178 415
Масса, кг	40

Изготовитель:Фирма "Подземнефтегазсервис" , г. Москва, Щелково, тел. (095) 722-08-75; 721-83-87.Факс (095) 477-95-62

Таблица 9.46 Технические параметры обратных клапанов типа КОБК.

Шифр клапанов Наименование параметров	КОБК-162	КОБК-178	КОБК-178ГМ	КОБК-178У
Давление рабочее, наибольшее, МПа	25	25	25	25
Макс.температура рабочей среды при эксплуатации, ^{o}C	100	100	100	100
Ход поршня открытия, мм	30	30	25	25
Проходное сечение, $см^2$	22,5	22,5	22,5	22,5
Габариты LxD, мм	500x162	555x178	580 x 178	580 x 178
Масса, кг, не более	50	70	70	70
Резьба присоединительная по ГОСТ 5286-75	З-147	З-147	З-147	З-147
Изготовитель: КОБК-178, -178ГМ, -178У: ОАО "НЕФМА", 443042, Россия, г.Самара, ул. Белорусская, а/я 3775, телетайп 344377 МАКЕТ, факс.(8462) 000214, тел.(8462), ,300223, 3079573				
Изготовитель: КОБК-162, КОБК-178: ОАО "ВНИИТНЕФТЬ", 443069, Россия, г.Самара, ул. Аврора, 110, телетайп 714129 НАУКА, факс.(8462) 635706; тел.(8462) 630116				

Таблица 9.47. Техническая характеристика обратного клапана К-195

Наименование параметров	Величина параметра
Рабочее давление (предельное давление запирания, МПа	35
Диаметр, мм	195
Длина, мм	370
Типоразмер резьбы: - муфтовая - ниппельная	 З-147 З-171
Масса, кг	55
Изготовитель - НПП "АЗИМУТ", 450062, г.Уфа, ул.Космонавтов, 1, корп.4, Тел. (3472) 60-91-90,Факс 43-11-52, Телетайп 162807 ПУЛЬТ, 162449 ЗНАНИЕ	

Назад

Сортамент и группы прочности труб бурильных производства ОАО "Синарский трубный завод"

Номер и наименование нормативного документа	Условный наружный диаметр, мм	Тощина стенки, мм	Группа прочности	Тип замка	Длина труб, м Тип высадки
ТУ 14-3-1571-88 Трубы бурильные с приваренными замками	**ПН60**	7,11	**Д, Е, Л, М**	ЗП-86-44	8,0-8,6; 11,9-12,5 высадка наружная 8,0-8,9 11,9-12,5 высадка наружная и внутренняя
	ПН73	9,19	**Д, Е**	ЗП-105-54	
	ПН73	9,19	**Л, М**	ЗП-105-50	
	ПН89	9,35	**Д, Е**	ЗП-121-68	
	ПН89	9,35	**Л**	ЗП-127-65	
	ПН89	9,35	**М**	ЗП-127-62	
	ПВ102	8,38	**Д, Е**	ЗП-133-71	
	ПК114	8,56	**Д, Е, Л, М**	ЗП-159-76	
	ПК114	10,92	**Д, Е, Л, М**	ЗП-159-76	
	ПК127	9,19	**Д, Е, Л, М**	ЗП-162-89	
	ПК127	12,70	**Д, Е, Л, М**	ЗП-162-89-2	
ТУ 14-161-141-94 Трубы бурильные с приваренными замками уменьшенного диаметра БК-114	**ПК114**	8,6	**Д, Е, Л, М**	ЗП-146-70/76	8,0-8,6; 9,0-9,45;11,9-12,5. высадка комбинированная наружная и внутренняя
		10,9	**Д, Е**	ЗП-146-70/70	
		10,9	**Л**	ЗП-146-63/70	
		10,9	**М**	ЗП-146-57/70	
ТУ 14-3-1849-92 Трубы бурильные диаметром 73 мм с приваренными замками БК-73	**73**	9,0	**Д, Е**	ЗП-92	5,9-6,3; 8,0-8,6; 9,0-9,45; 11,9-12,5. Высадка комбинированная
ТУ 39-0147016-42-93 Трубы для капитального ремонта скважин	**73**	5,5	**Д, Е**	ТТ 95-57	9,0-10,0. Высадка комбинированная наружная и внутренняя
		6.5	**Д, Е, Л**	ТТ 98-57	
ТУ 14-161-136-93 Трубы бурильные диаметром 127 мм с приваренными замками переменного внутреннего сечения	**127**	6,5	**Е, Л, М**	ЗП-159-94/101	8,0-8,6; 9,0-9,45
ТУ 14-161-137-94 Трубы бурильные диаметром 73 и 89 мм с приваренными замками	**БК73**	7	**Д**	ЗП-86-45	8,0-8,4; 9,0-9,45; 11,9-12,8 высадка комбинированная наружная и внутренняя
	БК73	9	**Д, Е, Л, М**	ЗП-105М-45	
	БН73	9,19	**Д, Е**	ЗП-105М-54	
	БН73	9,19	**Д, Е, Л, М**	ЗП-105М-51	
	БН76	8,5	**Д, Е**	ЗП-105М-54	
	БВ89	8,0	**Д, Е**	ЗП-108М-45	
	БН89	6,5	**Д, Е**	ЗП-121М-73	
	БН89	8,0	**Д, Е, Л**	ЗП-121М-68	
ТУ 14-161-138-94 Трубы бурильные диаметром 127 мм БК-127 с приваренными замками	**127**	9.2	**Д,Е**	ЗП-162-92	8,0-8,6; 9,0-9,45; 11,9-12,5 высадка комбинированная
		9,2	**Л**	ЗП-165-86	
		9,2	**М**	ЗП-168-83	
		12,7	**Д, Е**	ЗП-168-83	
		12,7	**Л**	ЗП-168-76	
ТУ 14-161-154-95 Трубы бурильные диаметром 73 и 89 мм с приваренными замками	**73**	5,5	**Д, Е**	ЗП-95-59	5,9-6,5; 8,0-8,4; 9,0-9,45;11,9-12,65 высадка наружная
	73	5,5	**Л**	ЗП-95-55	
	73	7	**Д, Е**	ЗП-95-55	
	89	6,5	**Д, Е**	ЗП-115-73	
ТУ 4-3-1850-92 Трубы бурильные с высаженными внутрь концами	**73**	7,0	**Д, К, Е, Л**		6,0-6,6; 8,0-8,6 11,5-12,4 высадка внутренняя
		9,0	**Д, К, Е, Л**		

Изготовитель: 623401, Свердловская область, г. Каменск-Уральский, Заводской проезд, 1
Тел.:(34378)6-38-46, факс: (34378)6-38-33,3-47-62; e-Mail:stw@kamensk.ru

Назад

Сортамент и группы прочности труб обсадных, производства ОАО "Синарский трубный завод"

Условный диаметр трубы, мм	Толщина стенки,мм	Тип труб, соединения, группа прочности									
		ГОСТ 632-80, API 5CT				ТУ 14-31736-90				ТУ 14-3-514-76	
		Исполнение				Исполнение				Исполнение	
		А		Б		А		Б		А	Б
		С короткой треугольной резьбой	ОТТМ, ОТТГ, Батресс	С короткой треугольной резьбой	ОТТМ, ОТТГ, Батресс	С короткой треугольной резьбой	ОТТМ	С короткой треугольной резьбой	ОТТМ	С короткой треугольной резьбой	С короткой треугольной резьбой
114	5,2	Д									
	5,7	Д									
	6,4	Д	Д,Е,Л,М	Д,К, Е							
	7,4		Д,Е,Л,М	Д,К, Е	Д,К, Е, Л, М						
	8,6		Д,Е,Л,М	Д,К,Е,Л,М	Д,К, Е,Л,М						
	10,2		Л, М								
127	5,6	Д									
	6,4	Д	Д,Е,Л,М	Д,К,Е							
	7,5	Д	Д,Е,Л,М	Д,К,Е,Л	Д,К,Е,Л, М						
	9,2		Д,Е,Л,М	Д,К,Е,Л,М	Д,К,Е,Л,М						
	10,2		Д,Е,Л,М								
140	6,2	Д	Д								
	7,0	Д	Д,Е,Л,М	Д,К,Е	Д,К,Е	Д	Д	Д,К,Е	Д,К,Е	Д	Д
	7,7	Д	Д,Е,Л,М	Д,К,Е,Л	Д,К,Е, Л,М	Д	Д, Е	Д,К,Е	Д,К,Е	Д	Д
	9,2; 10,5		Д,Е,Л,М	Д,К,Е,Л,М	Д,К,Е,Л,М		Д, Е	Д,К,Е	Д,К,Е		Д
146	6.5	Д	Д								
	7,0	Д	Д	Д,К, Е	Д,К,Е	Д	Д	Д,К,Е	Д,К,Е	Д	Д
	7,7	Д	Д,Е,Л,М	Д,К,Е	Д,К,Е,Л,М	Д	Д.	Д,К,Е	Д,К,Е	Д	Д
	8,5; 9,5										

Изготовитель: 623401, Свердловская область, г. Каменск-Уральский, Заводской проезд, 1
Тел.:(34378)6-38-46, факс: (34378)6-38-33,3-47-62; e-Mail:stw@kamensk.ru

Назад

Сортамент и группы прочности насосно-компрессорных труб, производства ОАО "Синарский трубный завод"

Условный диаметр, мм	Толщина стенки, мм	Тип труб, соединения, группа прочности			
		ГОСТ 633-80		**ТУ 14-3-1534-87**	
		Гладкая	С высаженными наружу концами	Гладкая высокогерметичная **НКМ**	Гладкая с узлом уплотнения из полимерного материала
33,4	3,5	**К**			
42	3,5	**Д, К, Е**			
48	4,0	**Д, К, Е**			
60	5,0	**Д, К, Е**	**Д, К, Е, Л**	**Д, К, Е, Л**	**Д, К, Е**
73	5,5; 7,0	**Д, К, Е, Л, М**	**Д, К, Е, Л**	**Д, К, Е, Л**	**Д, К, Е**
89	6,5	**Д, К, Е, Л, М**	**Д, К, Е, Л, М**	**Д, К, Е, Л, М**	**Д, К, Е**
114	7,0	**Д, К, Е, Л, М**	**Д, К, Е, Л, М**	**Д, К, Е, Л, М**	**Д, К, Е**

Изготовитель: 623401, Свердловская область, г. Каменск-Уральский, Заводской проезд, 1
Тел.:(34378)6-38-46, факс: (34378)6-38-33,3-47-62; e-Mail:stw@kamensk.ru

Назад

Сортамент и группы прочности бурильных труб, производства ОАО "Таганрогский металлургический завод"

Наименование труб	Нормативная документация	Тип резьбового соединения	Размеры труб				Марка стали	Группа прочности
			Диаметр		Толщина стенки, мм	Длина, м		
			условный, мм	наружный, мм				
Трубы бурильные с приваренными замками. Замки по **ГОСТ 27834-95**	**ГОСТ Р 50278-92**	Обозначение замковой резьбы по **ГОСТ 28487-90**	89	88,9	9,4; 11,4	8,0-8,6	32Г2-ПК(Д),	Д,Е,Л,М
			102*	101,6*	8,4	11,9-12,5	32Г2-ПК	
			114*	114,3*	8,6; 10,9		32Г2М	
			127	127,0	9,2; 12,7		32Г2Ф	
			140	139,7	9,2; 10,5			
Трубы бурильные квадратные (глиссажные)	**ТУ 14-3-126-73**	Без мех. обработки	квадрат 112х112*	диаметр канала 74	19,0	10,5-13,0	Бур Д	Д
Трубы утяжеленные бурильные	**ТУ 14-3-835-79**	Без мех. обработки	D нар. 146*	D вн. 74	36,0	8,0	Бур Д	Д
Трубы бурильные под приварку	**API Spec 5D**	Без замков		127	9,2	8,23-9,14	E-75; X-95;	
				140*	9,2	11,58-13,72	G-105*	
Изготовитель: ОАО"Таганрогский металлургический завод". 347928, Ростовская область, г.Таганрог, ул. Заводская, 1, тел. (8634)387061, (8634)324207, факс:(8634)324204, e-Mail:trade@tagmet.ru								

Примечания: 1. Трубы поставляются с антикоррозионным защитным покрытием. По соглашению допускается поставка труб без покрытия.

2. * — сроки и объем поставок по данным видам продукции согласовываются с заводом-производителем дополнительно, объем заказа не менее 300 тонн.

Назад

Механические свойства бурильных труб, производства ОАО "Таганрогский металлургический завод"

Наименование показателей и их размерность	Значение показателей по группам прочности			
	ГОСТ Р 50278-92			
	Д	Е	Л	М
Временное сопротивление разрыву $\sigma_в$, Н/мм^2 (кгс/мм^2) не менее	655 (66,8)	689(70,3)	724(73,8)	792(80,8)
Предел текучести $\sigma_т$, Н/мм^2 (кгс/мм^2)				
не менее	379(38,7)	517(52,7)	655(66,8)	724(73,8)
не более	-	724(73,8)	862(87,9)	930(94,9)
Относительное удлинение δ_5, % не менее	16,0	14,0	14,0	12,0
Относительное сужение после разрыва Ψ, % не менее	50,0	50,0	50,0	45,0
Ударная вязкость KCV, Дж/см^2 (кгс-м/см^2) не менее	690	690	690(7)	690(7)

Назад

Механические свойства бурильных труб по API Spec 5D, производства ОАО "Таганрогский металлургический завод"

Заводское обозначение марки стали	Марка труб по API Spec5D	Временное сопротивление разрыву $\sigma_в$, МПа не менее	Предел текучести $\sigma_т$,МПа		Удлинение δ_5, % не менее		Работа удара на продольных образцах 10х7,5 мм, Дж (не менее)
			min	max	гладкая труба	высаж. часть	
32Г2М	E75	689	517	724	17,5	14,5	43
	X95	724	655	862	16,5	13,5	43
32Г2Ф	G105	793	724	931	15,5	12,5	43

Назад

Механические свойства замков бурильных труб, производства ОАО "Таганрогский металлургический завод"

Наименование показателей и их размерность	Значение показателей
	ГОСТ 27834-95
Марка стали	40ХМФА
Временное сопротивление разрыву $\sigma_в$ Н/мм^2 (кгс/мм^2) не менее	981 (100)
Предел текучести $\sigma_т$, Н/мм^2 (кгс/мм^2) не менее	832(85)
Относительное удлинение δ_5, % не менее	13
Относительное сужение ψ, % не менее	50
Твердость по Бринеллю, **НВ**	300...355
Ударная вязкость, Дж/см^2 (кгс-м/см^2), не менее	
KCV	58,9 (6)
KCU	88,3 (9)

Назад

Сортамент и группы прочности обсадных труб, производства ОАО "Таганрогский металлургический завод"

Наименование труб	Нормативный документ	Тип резьбового соединения	Размеры труб, мм				Марка стали, группа прочности
			Диаметр, мм		Толщина стенки	Длина,м	
			условный	наружный			
Трубы обсадные и муфты к ним	**ГОСТ 632-80**	**оттм**	114*	114,3	7,4; 8,6; 10,2	по ГОСТ 632-80	ОД, 32Г2 (Д), 32Г2 Д, К, Е, Л
			127*	127,0	7,5; 9,2; 10,7		
			140	139,7	7,0; 7,7; 9,2; 10,5		
			146	146,1	7,0; 7,7; 8,5; 9,5; 10,7		
			168	168,3	7,3; 8,0; 8,9; 10,6; 12,1		
			178	177,8	8,1; 9,2; 10,4; 11,5; 12,7; 13,7		
			194*	193,7	7,6; 8,3; 9,5; 10,9; 12,7		
			219	219,1	7,7; 8,9; 10,2; 11,4; 12,7; 14,2		
			245*	244,5	7,9; 8,9; 10,0; 11,1; 12,0; 13,8		
Трубы обсадные и муфты к ним	**ГОСТ 632-80**	**оттг**	114*	114,3	8,6; 10,2	по ГОСТ 632-80	ОД, 32Г2 (Д), 32Г2 Д, К, Е, Л
			127*	127,0	9,2; 10,7		
			140	139,7	9,2; 10,5		
			146	146,1	8,5; 9,5; 10,7		
			168	168,3	8,9; 10,6; 12,1		
			178*	177,8	9,2; 10,4; 11,5; 12,7		
			194*	193,7	9,5; 10,9; 12,7		
			219*	219,1	10,2; 11,4; 12,7; 14,2		
			245*	244,5	10,0; 11,1; 12,0; 13,8		
Трубы обсадные гладкие безмуфтовые ОГ1М	**ТУ 14-3-714-78**	**ОГ1М***	140	139,7	10,5	9,5-13,0	ОД, 32Г2 Д, Е, Л, М*
			168	168,3	10,6; 12,1		
Трубы замораживающих колонн ТЗК-НК	**ТУ-14-3-1475-87**	**Трапецеидальная**	140	139,7	10,5	9,5-13,0	32Г2 ТЗК Е

Продолжение ...

Назад

Сортамент и группы прочности обсадных труб, производства ОАО "Таганрогский металлургический завод" (продолжение)

Наименование труб	Нормативный документ	Тип резьбового соединения	Размеры труб, мм				Марка стали, группа прочности
			Диаметр, мм		Толщина стенки	Длина,м	
			условный	наружный			
Трубы обсадные с повышенной пластичностью и хладостойкостью и муфты к ним	**ТУ 14-3-1505-87**	**ОТТГ**	168	168,3	8,9; 10,6; 12,1	9,5-13,0	**32Г2 32Г2Ф**
			219*	219,1	10,2; 11,4; 12,7; 14,2		
			245*	244,5	12,0		
Трубы обсадные и муфты к ним повышенной эксплуатационной надежности с резьбой типа "Баттресс"	**ТУ 14-3Р-29-2000**	**Баттресс**	114*	114,3	6,4; 7,4; 8,6; 10,2	9,5-13	**ОД, 32Г2/ОД, 32Г2**
			127*	127,0	6,4; 7,5; 9,2; 10,7		
			140*	139,7	6,2; 7,0; 7,7; 9,2; 10,5		
			146*	146,1	6,5; 7,0; 7,7; 8,5; 9,5; 10,7		
			168*	168,3	7,3; 8,0; 8,9; 10,6; 12,1		
			178*	177,8	6,9; 8,1; 9,2; 10,4; 11,5; 12,7; 13,7; 15,0		
			194*	193,7	7,6; 8,3; 9,5; 10,9; 12,7; 15,1		
			219*	219,1	7,7; 8,9; 10,2; 11,4; 12,7; 14,2		
			245*	244,5	7,9; 8,9; 10,2; 11,4; 12,7; 14,2		
Трубы обсадные	**API 5рес 5СТ**	**Баттресс**	114	114,30	6,35; 7,37; 8,56	II, III гр. длин	Марка Н40; 355; К55; N80; С95
			127	127,00	6,43; 7,52; 9,19; 11,10; 12,14; 12,70		
			140	139,70	6,99; 7,72; 9,17; 10,54		
			168	168,28	7,32; 8,94; 10,59; 12,07		
			178	177,80	8,05; 9,19; 10,36; 11,51; 12,65		
			194	193,68	8,33; 9,53; 10,92; 12,70		
			219	219,08	8,94; 10,16; 11,43; 12,70		
			245	244,48	8,94; 10,03; 11,05; 11,99		

Продолжение ...

Назад

Сортамент и группы прочности обсадных труб, производства ОАО "Таганрогский металлургический завод" (продолжение)

Наименование труб	Нормативный документ	Тип резьбового соединения	Размеры труб, мм				Марка стали, группа прочности
			Диаметр, мм		Толщина стенки	Длина,м	
			условный	наружный			
Трубы обсадные и муфты к ним с резьбой типа "Баттресс"	**ТУ 39.0147016-63-96**	**Баттресс**	114*	114,3	7,4; 8,6; 10,2	по ГОСТ 632-80	ОД, 32Г2 (Д), 32Г2
			127*	127,0	7,5; 9,2; 10,7		
			140	139,7	7,0; 7,7; 9,2; 10,5		
			146	146,1	7,0; 7,7; 8,5; 9,5; 10,7		
			168	168,3	7,3; 8,0; 8,9; 10,6; 12,1		
			178*	177,8	8,1; 9,2; 10,4; 11,5; 12,7; 13,7		д7к7Е,л
			194*	193,7	7,6; 8,3; 9,5; 10,9; 12,7		
			219*	219,1	7,7; 8,9; 10,2; 11,4; 12,7; 14,2		
			245*	244,5	7,9; 8,9; 10,0; 11,1; 12,0; 13,8		
Трубы обсадные стальные с узлом уплотнения из полимерного материала	**ТУ 14-157-11-98**	**оттм**	140*	139,7	7,0; 7,7; 9,2; 10,5	по ГОСТ 632-80	ОД, 32Г2/Д, 32Г2
			146*	146Д	7,0; 7,7; 8,5; 9,5; 10,7		
			168*	168,3	7,3; 8,0; 8,9; 10,6; 12,1		
			178*	177,8	8,1; 9,2; 10,4; 11,5; 12,7; 13,7		
			219*	219,1	7,7; 8,9; 10,2; 11,4; 12,7; 14,2		
			273*	244,5	7,9; 8,9; 10,0; 11,1; 12,0; 13,8		
		оттг	140*	139,7	9,2; 10,5		ОД, 32Г2/Д, 32Г2
			146*	146,1	8,5; 9,5; 10,7		
			168*	168,3	8,9; 10,6; 12,1		
			178*	177,8	9,2; 10,4; 11,5; 12,7		
			219*	219,1	10,2; 11,4; 12,7; 14,2		
			245*	244,5	8,9; 10,0; 11,1; 12,0; 13,8		

Продолжение ...

Назад

Сортамент и группы прочности обсадных труб, производства ОАО "Таганрогский металлургический завод" (продолжение)

Наименование труб	Нормативный документ	Тип резьбового соединения	Размеры труб, мм				Марка стали, группа прочности
			Диаметр, мм		Толщина стенки	Длина,м	
			условный	наружный			
Трубы обсадные и муфты к ним в хладостойком исполнении	**ТУ 14-157-24-92**	**оттг исп. А**	114*	114,3	8,6; 10,2	9,5-13,0	25ХГМА,
			127*	127,0	9,2; 10,7		М
			140*	139,7	9,2; 10,5		
			146*	146,1	8,5; 9,5; 10,7		
			168*	168,3	8,9; 10,6; 12,1		
			178*	177,8	9,2; 10,4; 11,5; 12,7		
			194*	193,3	9,5; 10,9; 12,7		
			219	219,1	8,9; 10,2; 11,4; 12,7; 14,2		
			245*	244,5	8,9; 10,0; 11,1; 12,0; 13,8		
Трубы обсадные и муфты к ним повышенной коррозионной стойкости и хладостойкости	**ТУ 14-157-47-97**	**Баттресс**	114	114,30	6,35; 7,37; 8,56	I группа 7,62-10,36	Коррозионно-стойкие
			127	127,00	6,43; 7,52; 9,19; 11,10; 12,14; 12,70		
			140	139,70	6,99; 7,72; 9,17; 10,54		25«М» селект,
			146	146,10	7,00; 7,70; 8,50; 9,50; 10,70		20«М» селект,
			168	168,28	7,32; 8,94; 10,59; 12,07	II группа 10,36-13,0	20«С» селект
			178	177,88	8,05; 9,19; 10,36; 11,51; 12,65; 13,72		Обычного исполнения
			194	193,68	8,33; 9,53; 10,92; 12,70; 14,27;15,11; 15,88		
			219	219,08	8,94; 10,16; 11,43; 12,70; 14,15		ОД^32Г2(Д^
			245	244,48	8,94; 10,03; 11,05; 11,99; 13,84; 15,11		32Г2

Изготовитель: ОАО"Таганрогский металлургический завод". 347928, Ростовская область, г.Таганрог, ул. Заводская, 1, тел. (8634)387061, (8634)324207, факс:(8634)324204, e-Mail:trade@tagmet.ru

Примечания:

1. * - сроки и объем поставок по данным видам продукции согласовываются с заводом-производителем дополнительно.
2. Характеристика резьб:
2.1. Все резьбы конические - конусность - 1:16, **ОГ1М** -1:12;
2.2. Шаг резьбы: **ОТТМ**, **ОТТГ**, **Баттресс**, **ОГ1М** - 5,080 мм;
2.3. Высота профиля резьбы: **ОТТМ** и **ОТТГ** - 1,600 мм, **Баттресс** - 1,575 мм, **ОГ1М** - 1,500 мм (муфтовый конец), **ОГ1М** - 1,400 мм (ниппельный конец);
2.4. Угол профиля резьбы: **Баттресс**, **ОТТМ**, **ОТТГ** – 13^{o}, **ОГ1М** – 33^{o};
3. Толщина цинкового покрытия резьбы муфт - 25 мкм. По согласованию с потребителем толщина цинкового покрытия резьбы муфт может быть увеличена до 60 мкм.
4. Все резьбовые соединения собираются на уплотнительной смазке собственного производства: **ВГБ-1**, **ВГБ-СП**, **"Север"**.
5. По требованию потребителя к трубам с резьбовым соединением **ОГ1М** смазка поставляется отдельно с партией.

Механические свойства обсадных труб, производства ОАО "Таганрогский металлургический завод"

Назад

Наименование показателей и их размерность	Значение показателей по группам прочности (марка труб)													
	ГОСТ 632-80					ТУ 14-3-1461-87		ТУ 14-157-47-97						ТУ 14-157-24-92
								коррозионно стойкого исполнения		обычного исполнения				
	Д	**К**	**Е**	**Л**	**М**	**А**	**Б**	**J55**	**К55**	**J55**	**К55**	**N80**	**С95**	**М**
Временное сопротивление $\sigma_в$, МПа (кгс/мм^2) не менее	655 (66,8)	687 (706)	689 (70,3)	758 (77,3)	862 (87,9)	539 (55,0)	637 (б5,0)	517 (52,7)	655 (66,8)	517 (52,7)	655 (66,8)	689 (70,2)	724 (73,8)	862 (87,9)
Предел текучести $\sigma_т$, МПа (кгс/мм^2) не менее	379 (38,7)	90 (50,0)	552 (56,2)	655 (66,8)	758 (77,3)	314 (32,0)	373 (38,0)	379 (38,6)	379 (38,6)	379 (38:6)	79 (38:6)	552 (56,3)	655 (66:8)	758 (77,3)
не более	552 (56,2)	- -	758 (77,3)	862 (87,9)	965 (98,4)	- -	- -	552 (56:3)	552 (56:3)	552 (56,3)	552 (56,3)	758 (77,3)	758 (77,3)	965
Относительное удлинение $\delta_в$, % не менее	14,3	12,0	13,0	12,3	10,8	4,0	12,0	20	20	20	17	16	15,5	11,3
Твердость, **HRB** не более								90	95					
Отношение $\sigma_т/\sigma_в$ не более								0,80	0,85					
Ударная вязкость KCV, Дж/см^2 (кгс-м/см^2) (продольный образец) не менее при температуре, °С **+ 20**								147 (15)	120 (12)					68,6 (6,99)
- 40								98 (10)	98 (10)					
- 55														39,2 (3,99)
- 70								69 (7)	69 (7)					

Назад

Механические свойства обсадных труб и муфт к ним по API Spec 5D, производства ОАО "Таганрогский металлургический завод"

Заводское обозначение марки стали	Марка труб по API Spec 5CT	Временное сопротивление разрыву $\sigma_в$, МПа не менее	Предел текучести $\sigma_т$, МПа		Удлинение δ_5, % не менее			Работа удара, Дж не менее		
								продольные образцы		
			min	max	при толщине стенки, мм			1/2	3/4	Полноразмерный образец
								при толщине стенки, мм		
					7,32	10,54	12,07	7,32	10,54	12,07
32Г2(Д) трубы и муфты	H40	414	276	552	26,5	28,5	29,0			
	J355	517	379	552	21,5	23,5	24,0	14,9	21,7	27,1
	K55	655	379	552	17,5	19,0	19,5	14,9	21,7	
32Г2М муфты	N80	689	552	758	16,5	18,0	18,5	12,9	22,1	29,6
	C95	724	655	758	16,0	17,0	17,5	15,3	26,2	35,2
32Г2 трубы	N80	689	552	758	16,5	18,0	18,5	12,9	22,1	29,6

Назад

Основные характеристики безмуфтовых обсадных труб, производства ОАО "Таганрогский металлургический завод"

Наименование труб	Нормативная документация	Тип резьбового соединения	Размеры труб				Марка стали	Группа прочности
			Диаметр		Толщина стенки, мм	Длина, м		
			условный, мм	наружный, мм				
Трубы стальные бесшовные обсадные безмуфтовые с резьбовым соединением "СТТ"	ТУ 14-157-61-99	СТТ	114	114,30	6,88	10 - 11,3 до 10% от партии 9,5-10,0	32Г2	Д, Е
			120	120,65	6,90			
			140	139,70	7,00			

Изготовитель: ОАО"Таганрогский металлургический завод". 347928, Ростовская область, г.Таганрог, ул. Заводская, 1, тел. (8634)387061, (8634)324207, факс:(8634)324204, e-Mail:trade@tagmet.ru

Назад

Механические свойства безмуфтовых обсадных труб, производства ОАО "Таганрогский металлургический завод"

Наименование показателей и их размерность	Норма механических свойств по группе прочности	
	Д	**Е**
Временное сопротивление разрыву $\sigma_в$, Н/мм^2 (кгс/мм^2) не менее	655 (66,8)	689 (70,3)
Предел текучести $\sigma_т$, Н/мм^2 (кгс/мм^2) не менее не более	 379 (38,7) 552 (56,2)	 552 (56,2) 758 (77,3)
Относительное удлинение δ_5, % не менее	14,3	13,0
Ударная вязкость **KCV**, Дж/см^2 (кгс-м/см^2), не менее	39,2 (4)	29,0 (3)

Назад

Замки для труб по ГОСТ5286-75, производства ОАО "Орский машиностроительный завод"

Обозначение замка	Назначение	Наружный диаметр, мм	Длина в сборе, мм	Масса, кг	Трубная резьба	Замковая резьба
ЗН-95 ГОСТ 52 86-75	Соединение труб по **ГОСТ 631-80** диаметром 73 мм с высаженными внутрь концами	95	431	16	Д. 73 **ГОСТ 631-80**	3-76
ЗН-108	Соединение труб по **ГОСТ 631-80** диаметром 89 мм с высаженными внутрь концами	108	455	20	Д. 89 **ГОСТ 631-80**	3-88
ЗШК-178	Соединение труб ВК-140	178	573	61	ТТ- 132х5,08х1:32	3-147

Изготовитель: ОАО "Орский машиностроительный завод".
462406, Россия, Оренбургская обл., г.Орск, ул. Крупской, 1. Тел. (35372)90549,90589, 28333,
факс:(35372)90289, 90576, телетайп:144513, 144557"СТЕКЛО"

Назад

Облегченные замки по ТУ-39-0147016-46-93, производства ОАО "Орский машиностроительный завод"

Обозначение	Назначение	Наружный диаметр, мм	Длина в сборе, мм	Масса, кг	Трубная резьба	Замковая резьба
ЗЛ-90	Для соединения легкосплавных труб диаметром 73 мм с высаженными внутрь концами	90	350	9,3	Д. 73 ГОСТ631-80	**З-76**
ЗЛ-108	Для соединения легкосплавных труб диаметром 93 мм с высаженными внутрь концами	108	422	13,8	Д. 89 ГОСТ 631-80	**З-88**
ЗЛ-152	Для соединения легкосплавных труб диаметром 129 мм с высаженными внутрь концами	152	445	30,3	Д. 127 ГОСТ 631-80	**З-133**
ЗЛ-172	Для соединения легкосплавных труб диаметром 147 мм с высаженными внутрь концами	172	465	40	Д. 146 ГОСТ 631-80	**З-147**

Изготовитель: ОАО "Орский машиностроительный завод".
462406, Россия, Оренбургская обл., г.Орск, ул. Крупской, 1. Тел. (35372)90549,90589, 28333, факс:(35372)90289, 90576, телетайп:144513, 144557"СТЕКЛО"

Назад

Замки приварные по ТУ-3-106349-93, производства ОАО "Орский машиностроительный завод"

Обозначение замка	Назначение	Наружный диаметр, мм	Длина в сборе, мм	Масса, кг	Замковая резьба
ЗП-92	Для сварки трением с бурильными трубами с комбинированной высадкой концов БК73 со стенкой 9 мм группы прочности Д, Б	92	511	21,7	**З-73**
ЗП-105М	Для сварки трением с бурильными трубами с наружной высадкой концов БН73 со стенкой 9 мм групп прочности Д, Е, Л, М	105	536	24,9	**З-86**
ЗП162-89-2 ГОСТ27834-95	Для сварки трением с бурильными трубами с комбинированной высадкой концов ПК127х9 группы прочности Л и ПК127х13 групп прочности Д, Е	162	577	57	**З-133**
ЗП-162-95-2 ГОСТ27834-95	То же для труб ПК127 со стенкой 9 мм групп прочности Д, Е	162	577	53,2	**З-133**
ЗП-178-95	Для сварки трением с бурильными трубами ПН127х13 групп прочности Л, М и 140х9 группы прочности Л	178	607	74	**З-147**
ТТ-95-57	Для сварки трением с бурильными трубами БК73х5,5	95	406	13	**З-86**

Изготовитель: ОАО "Орский машиностроительный завод".
462406, Россия, Оренбургская обл., г.Орск, ул. Крупской, 1.
Тел. (35372)90549,90589, 28333, факс:(35372)90289, 90576, телетайп:144513, 144557"СТЕКЛО"

Назад

Переводники для бурильных колонн, производства ОАО "Орский машиностроительный завод"

Обозначение переводника	Соединяемая часть бурильной колонны		Обозначение	Соединяемая часть бурильной колонны	
	верхняя	нижняя		верхняя	нижняя
П147/147	Ведущая бурильная труба	ЗШ-178	**ПШН 80х3-98**		
П133/147	ЗУ-155	УБТ, Д=178 мм	**ПШН 140х3-147**		
П147/133	ЗШ-178	ЗУ-155	**М147/117**	УБТ, Д=178 мм	Долото, Д=190, 228 мм
П117/147	ЗН-140	УБТ, Д=178 мм	**М147/152**	УБТ, Д=178 мм	Долото, Д=190; 228 мм
П117/121	Трубобур, Д=178; 195мм	Долого, Д=190; 215 мм	**М133/117**		
П133/117	ЗУ-155	Ловипьный инструмент	**М117/117**		
П147/152	ЗШ-178	Ловипьный инструмент	**М147/147**		
П88/76	УБТ, Д=108 мм	Трубобур, Д=104 мм	**М 147/121**		
П88/88	ЗН-108	УБТ, Д=108мм	**М108/88**		
П 133/121			**М 101/88**		
П147/117			**М86/88**		
П 17/117			**М88/88**		
П133/152			**Н147/147**	ЗШ178	Ловильный инструмент
П 152/147			**Н147/152**	ЗШ178	Ловильный инструмент
П 152/152			**ПШВ 80х3-88л**		
П 122/133			**ПШВ 140х3-152л**		
П 122/147			**ПШВ 140х3-147л**		
П133/122			**П88/121**		
П 147/121			**П73/76**		
П76/76			**П 73/76л**		
П76/88			**П73/88**		
П86/66			**П73/88 л**		
П86/76			**П86/73 ТБВЛ**		

Изготовитель: ОАО "Орский машиностроительный завод".
462406, Россия, Оренбургская обл., г.Орск, ул. Крупской, 1.
Тел. (35372)90549,90589, 28333, факс:(35372)90289, 90576, телетайп:144513, 144557"СТЕКЛО"

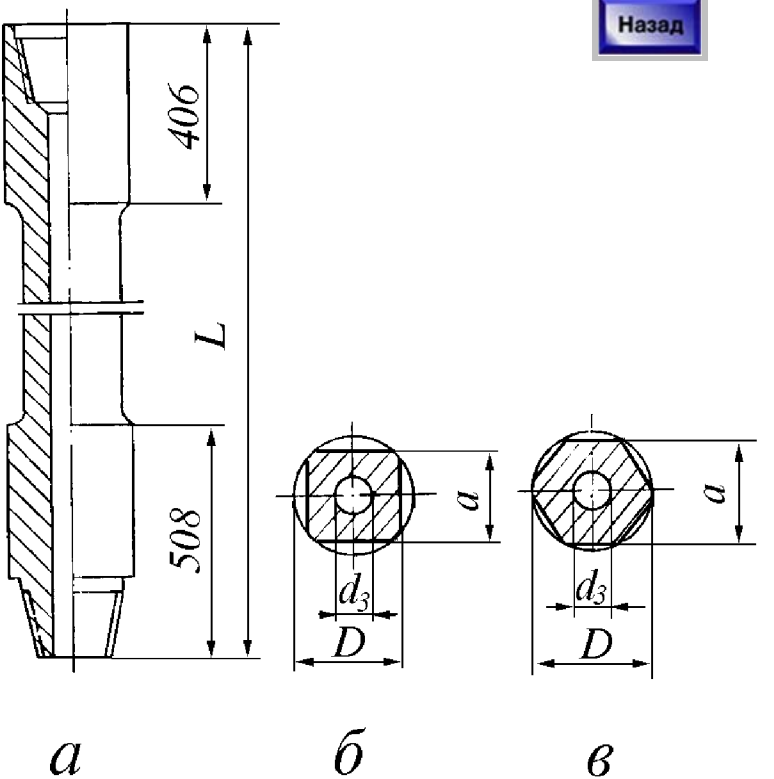


Рис. 9.1. Трубы бурильные ведущие:
а - общий вид; б - сечение трубы тип К; в - сечение трубы тип Ш.

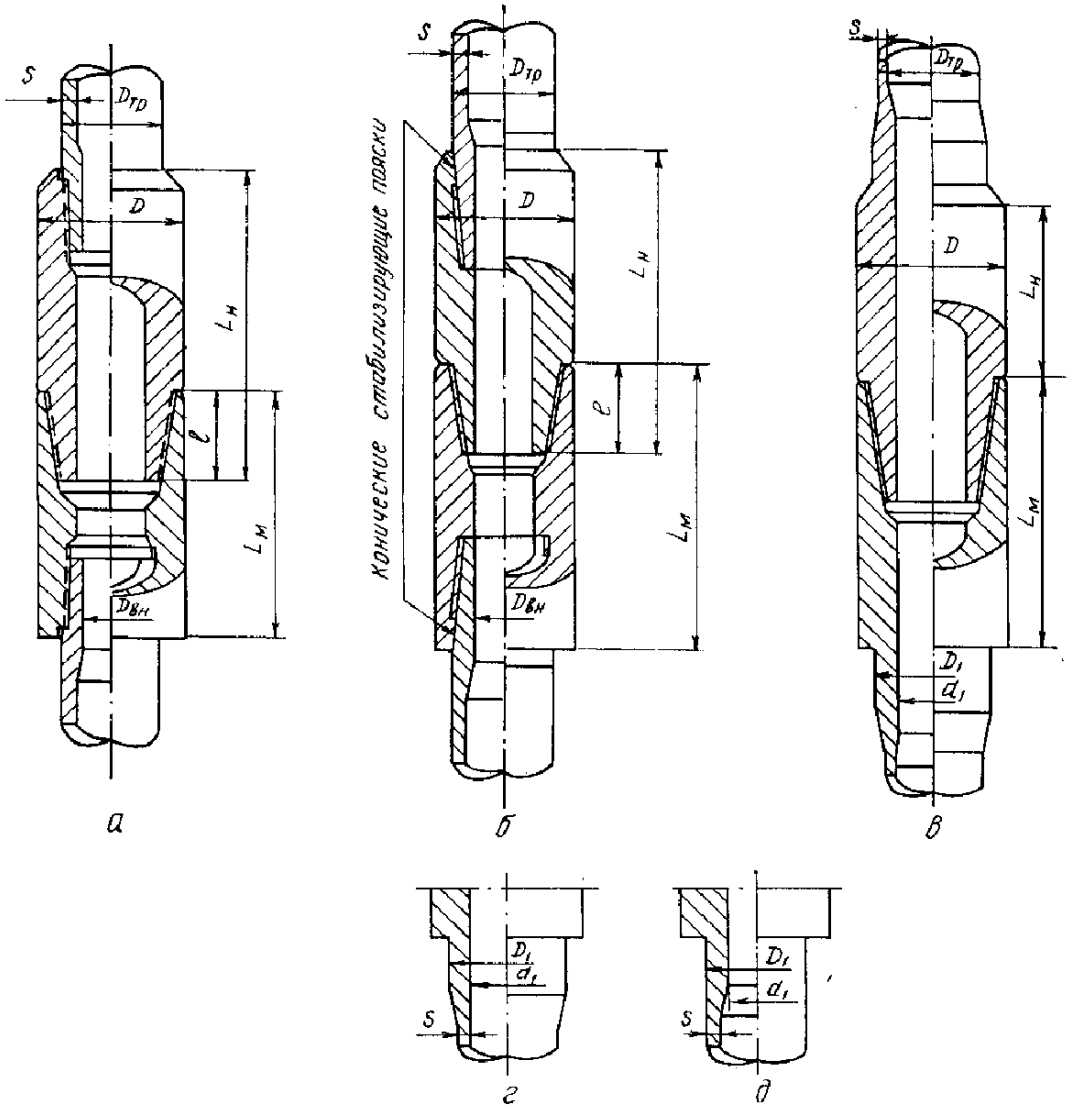


Рис. 9.2. Трубы бурильные стальные:
а - тип В; б - тип ВК; в - тип ПК;
г - тип ПН; д - тип ПВ.

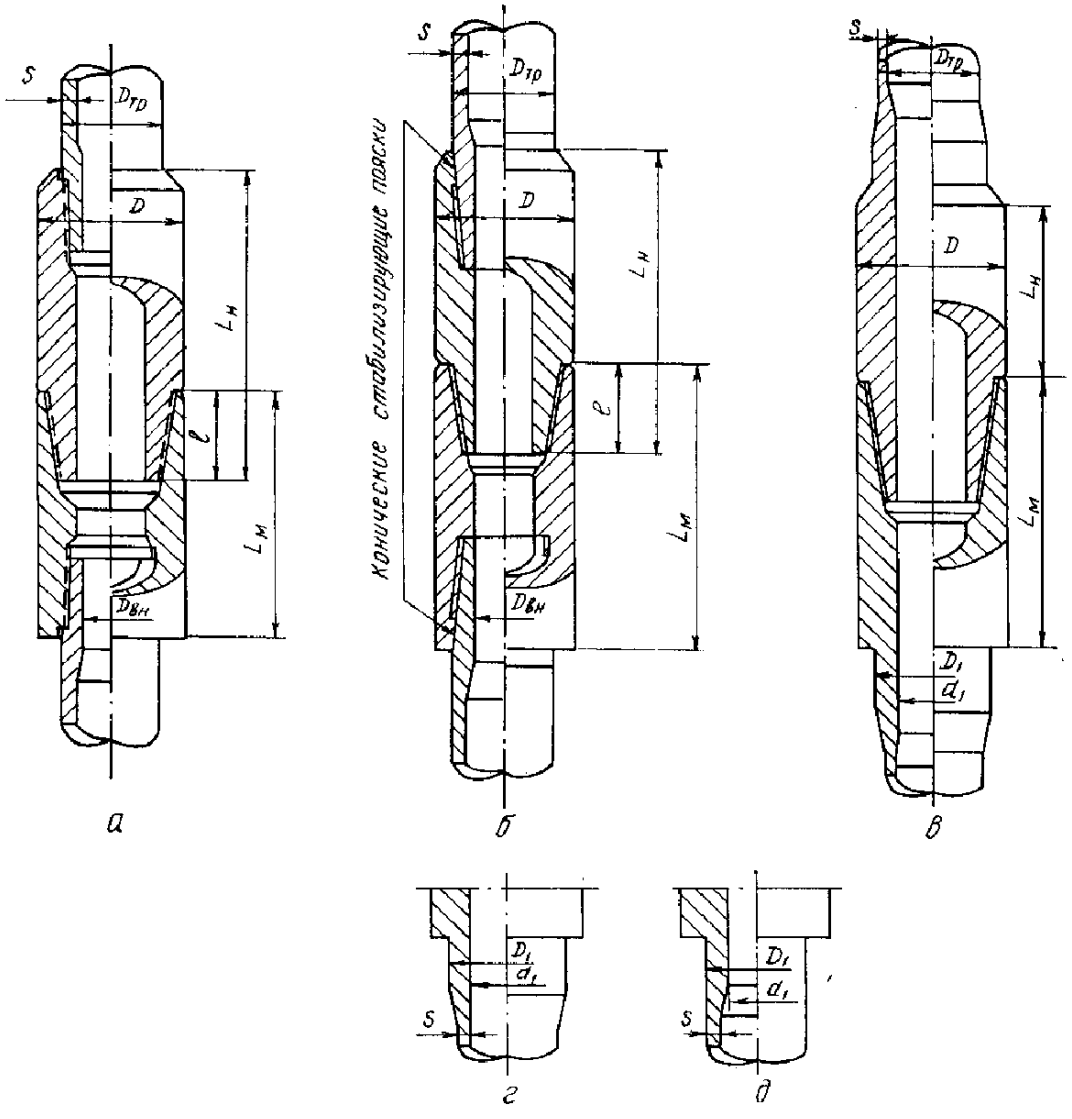


Рис. 9.2. Трубы бурильные стальные:
а - тип В; б - тип ВК; в - тип ПК;
г - тип ПН; д - тип ПВ.

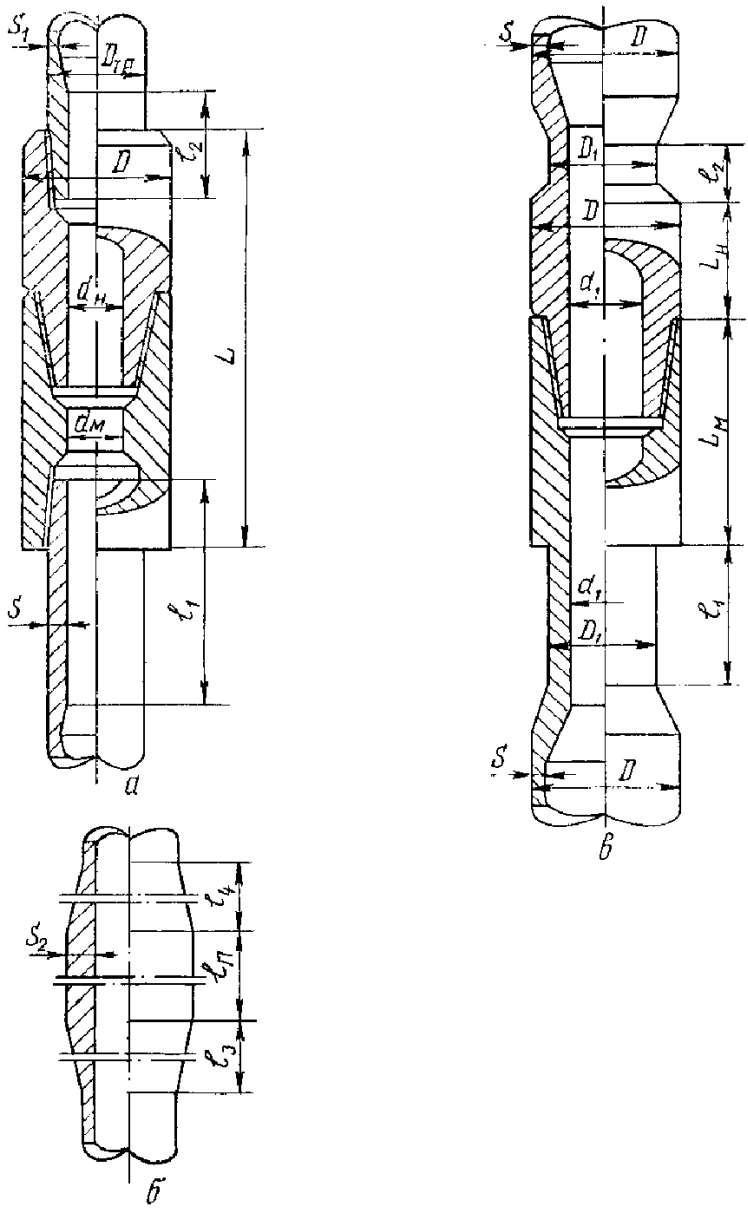


Рис. 9.3. Трубы бурильные алюминиевые:
а - тип ТБ; б - тип ТБП; в - типа АБТбзк.

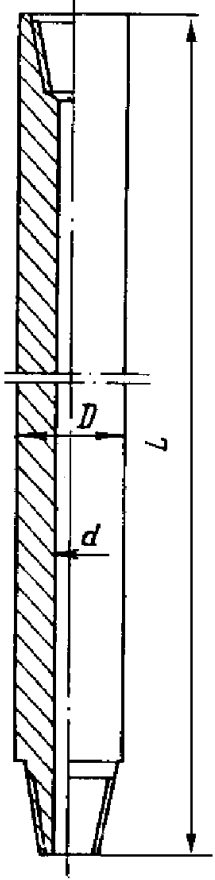


Рис. 9.4. Трубы бурильные утяжеленные горячекатанные, гладкие по всей длине.

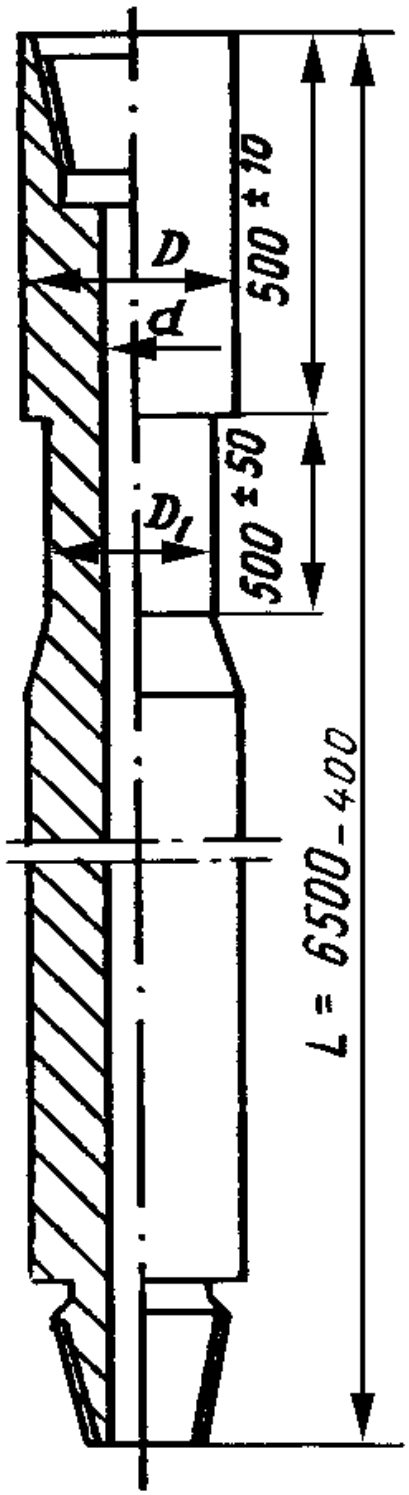
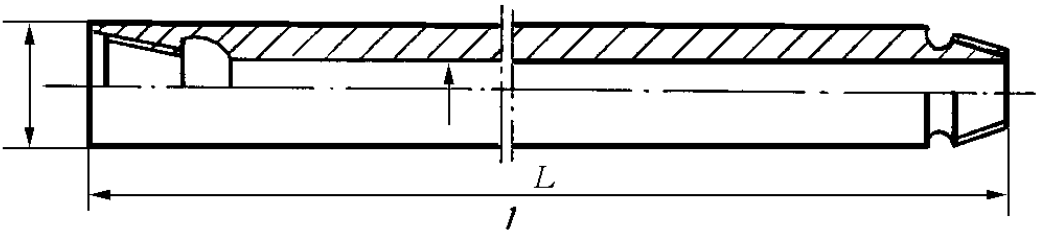
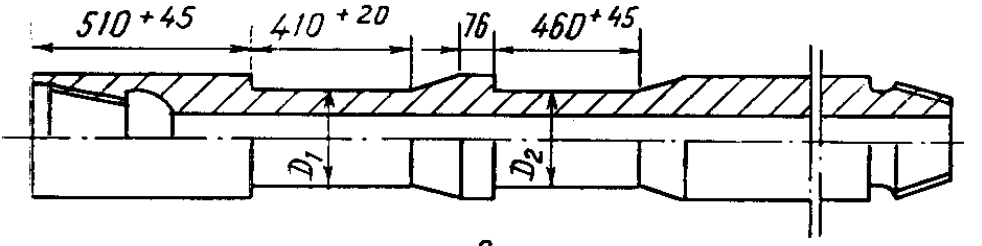


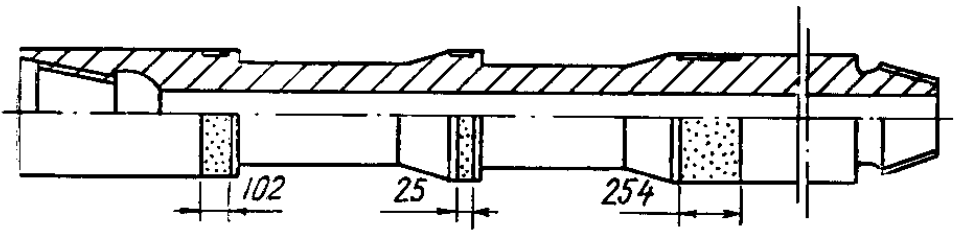
Рис. 9.5. Трубы бурильные утяжеленные типа УБТС.


L

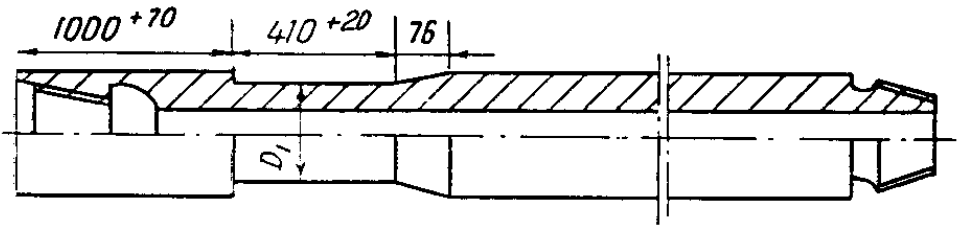
1


510 +45
410 +20
76
460 +45
D1
D2

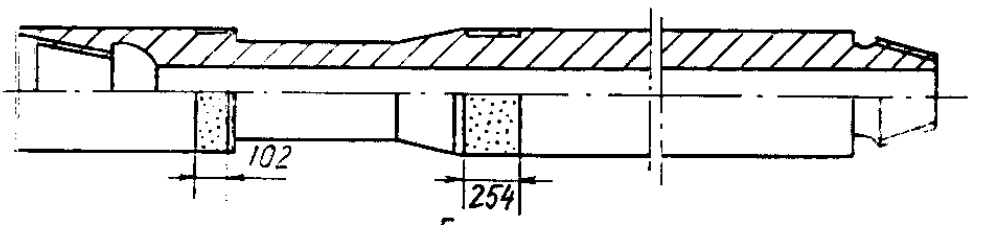
2


102
25
254

3

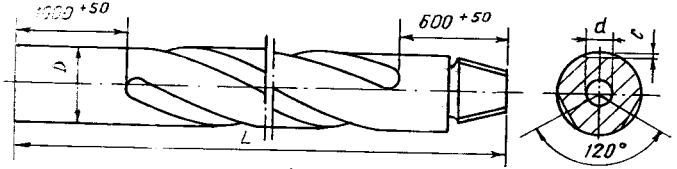

1000 +70
410 +20
76
D1

4

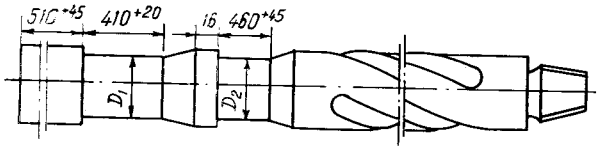

102
254

5

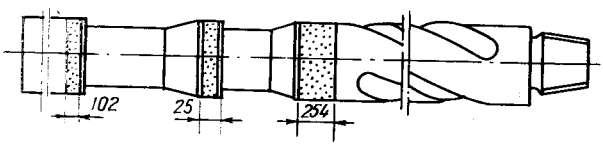
а


1000 +50
600 +50
D
L
d
c
120°

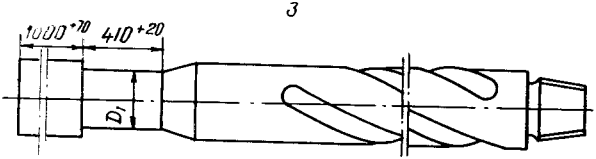
1


510 +45
410 +20
16
460 +45
D1
D2

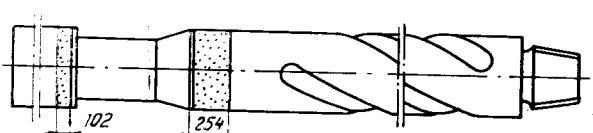
2


102
25
254

3


1000 +70
410 +20
D1

4


102
254

5

б

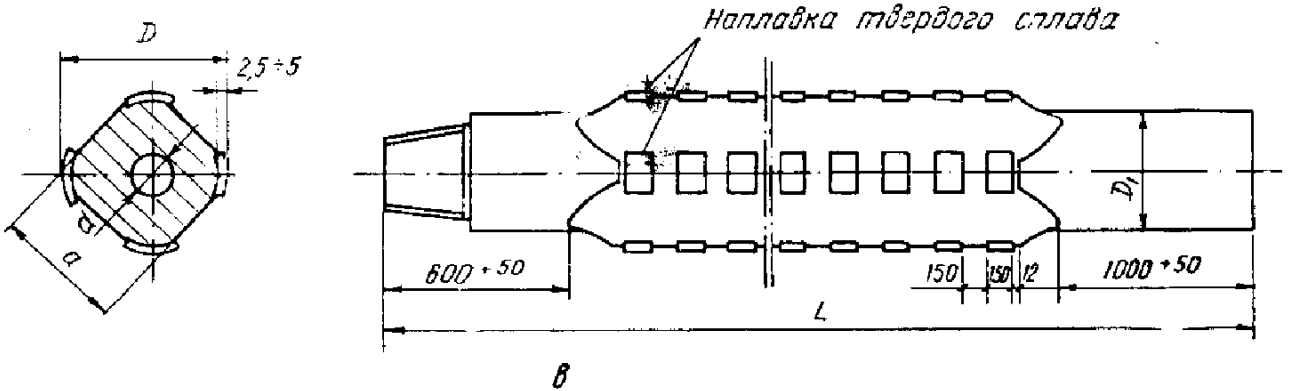


Рис. 9.6. Трубы бурильные утяжеленные:
а - круглого сечения;
1 - типа А; 2 - тип Б; 3 - тип Б /1; 4 - тип Л; 5 - тип Л/1;
б - со спиральными канавками;
1 - тип Е; 2 - тип ЕН; 3 - тип ЕН/1; 4 - ЕЛ; 5 - тип ЕЛ/1;
в - квадратного сечения.

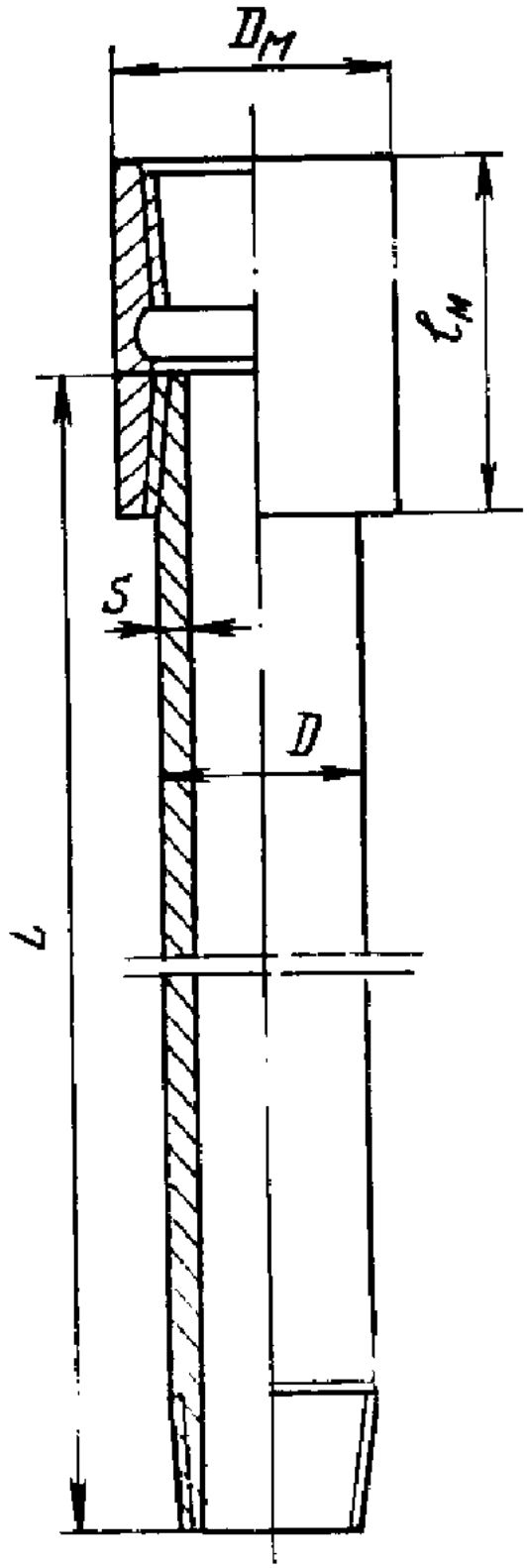


Рис. 9.7. Трубы обсадные муфтовые с короткой и удлиненной конической резьбой.

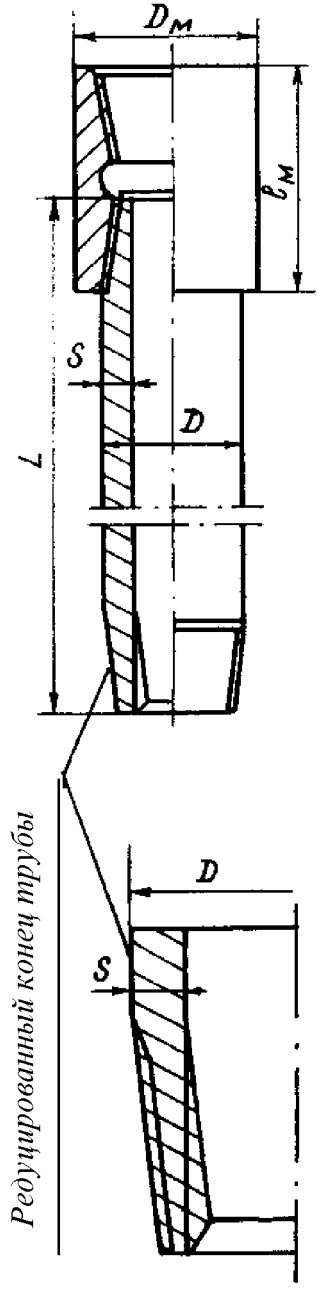


Рис. 9.8. Трубы обсадные муфтовые с конической резьбой треугольного профиля и упрочненными концами.

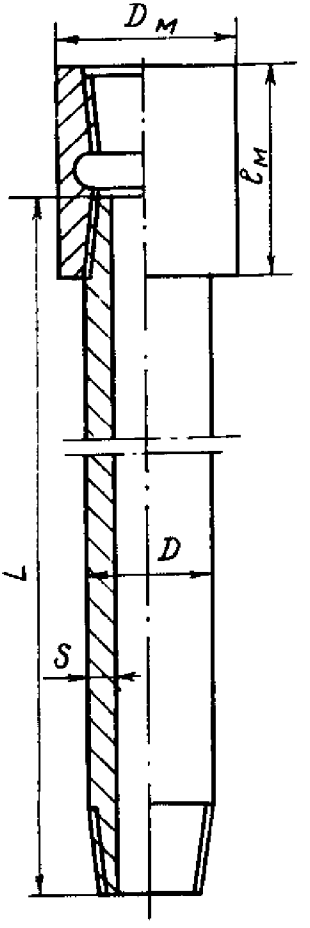


Рис. 9.9. Трубы обсадные муфтовые с конической резьбой трапецеидального профиля.

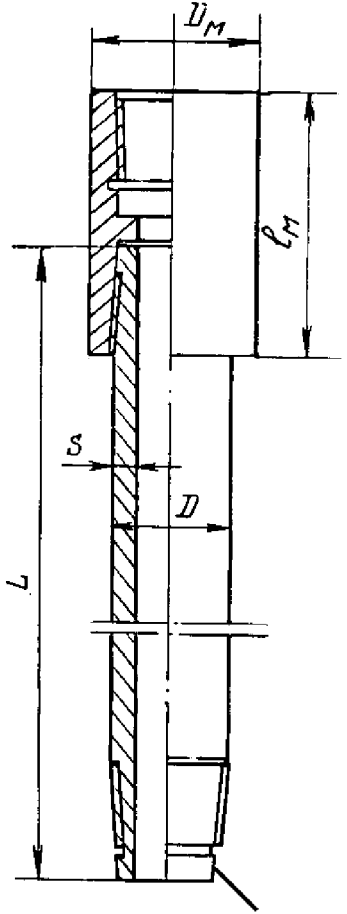


Рис. 9.10. Трубы обсадные муфтовые с коническими уплотнительными поясками.

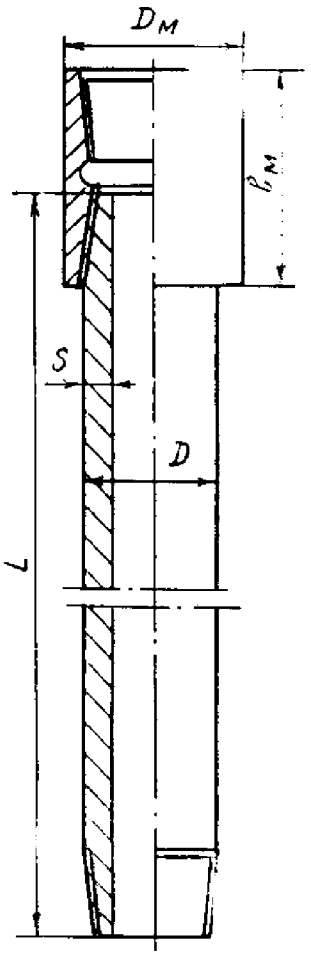


Рис. 9.11. Трубы обсадные с резьбой ОТТМ.

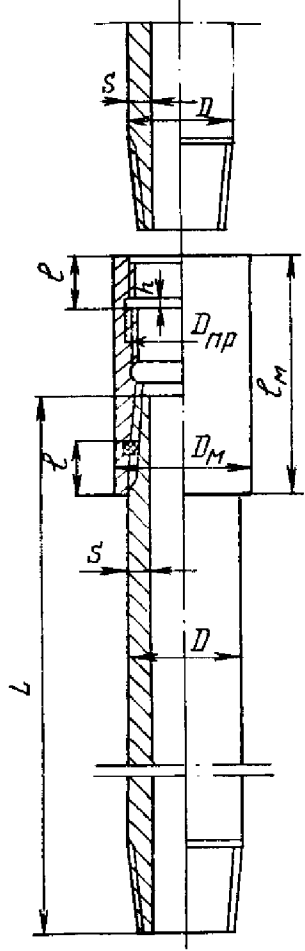


Рис. 9.12. Трубы обсадные с узлом уплотнения из полимерного материала.

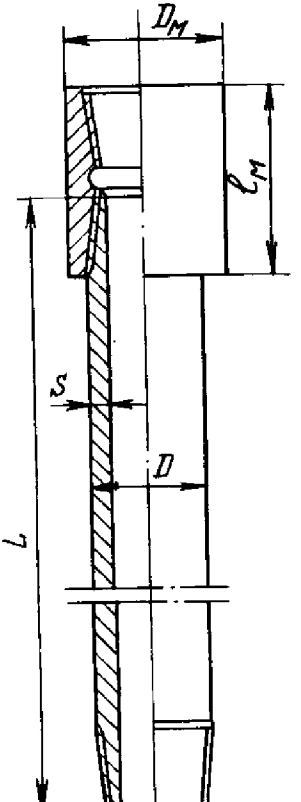


Рис. 9.13. Трубы обсадные муфтовые с упорной конической резьбой.

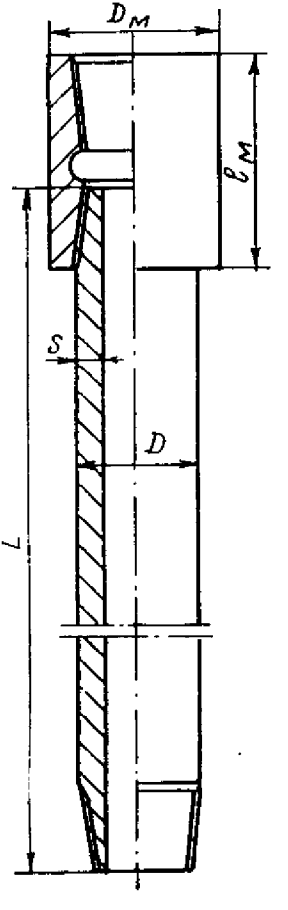


Рис. 9.14. Трубы обсадные муфтовые электросварные.

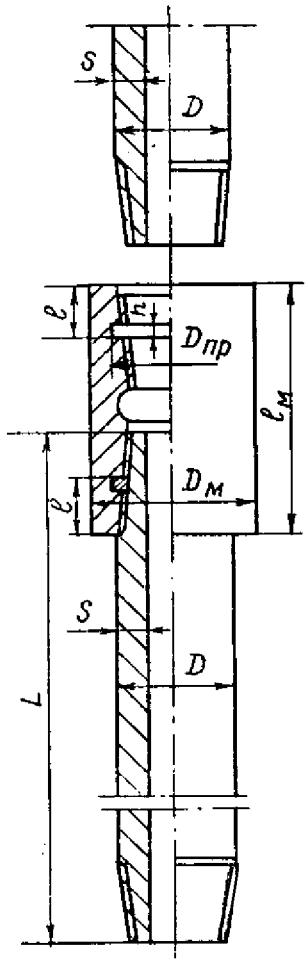


Рис. 9.15. Трубы обсадные муфтовые электросварные с узлом уплотнения.

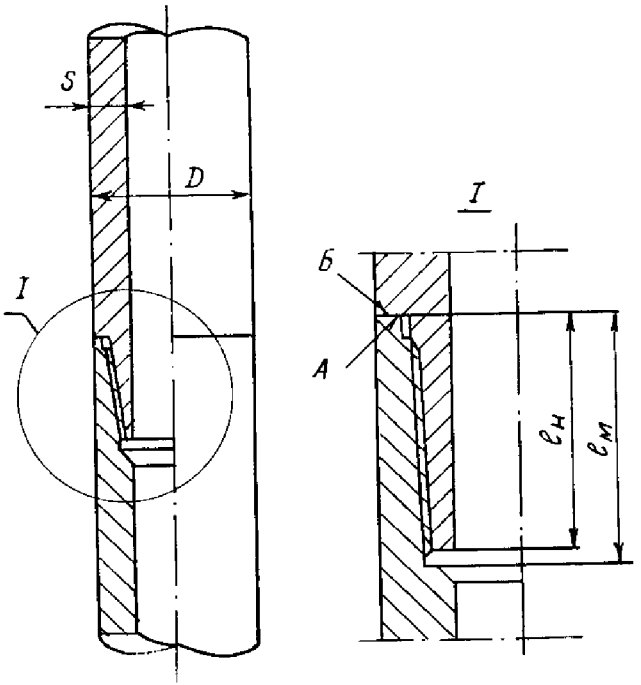


Рис. 9.16. Трубы обсадные безмуфтовые.

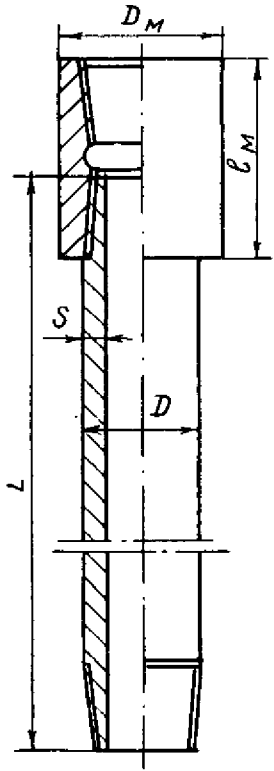


Рис. 9.17. Трубы обсадные муфтовые с резьбой типа ОТТМ с повышенным сопротивлением смятию.

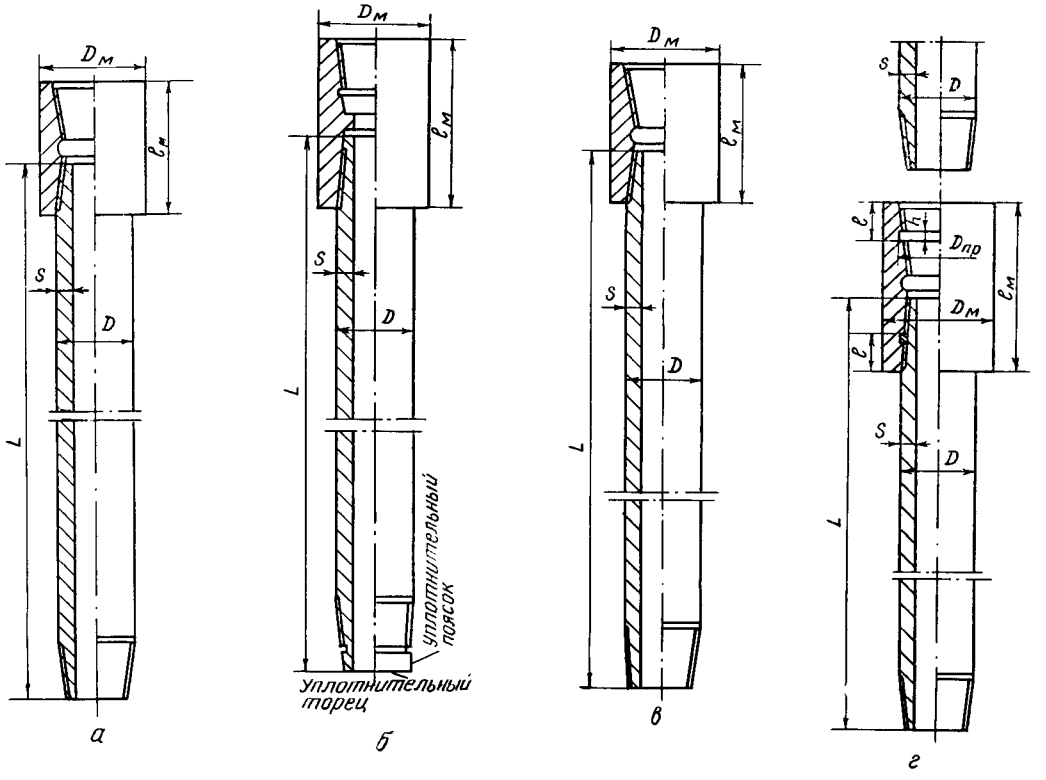


Рис. 9.18. Трубы насосно-компрессорные муфтовые гладкие.
а-с конической резьбой треугольного профиля;
б-с конической резьбой трапецеидального профиля;
в-с конической резьбой тругольного профиля с
повышенной пластичностью и хладостойкостью;
г-с конической резьбой треугольного профиля с
узлом уплотнения из полименрного материала.

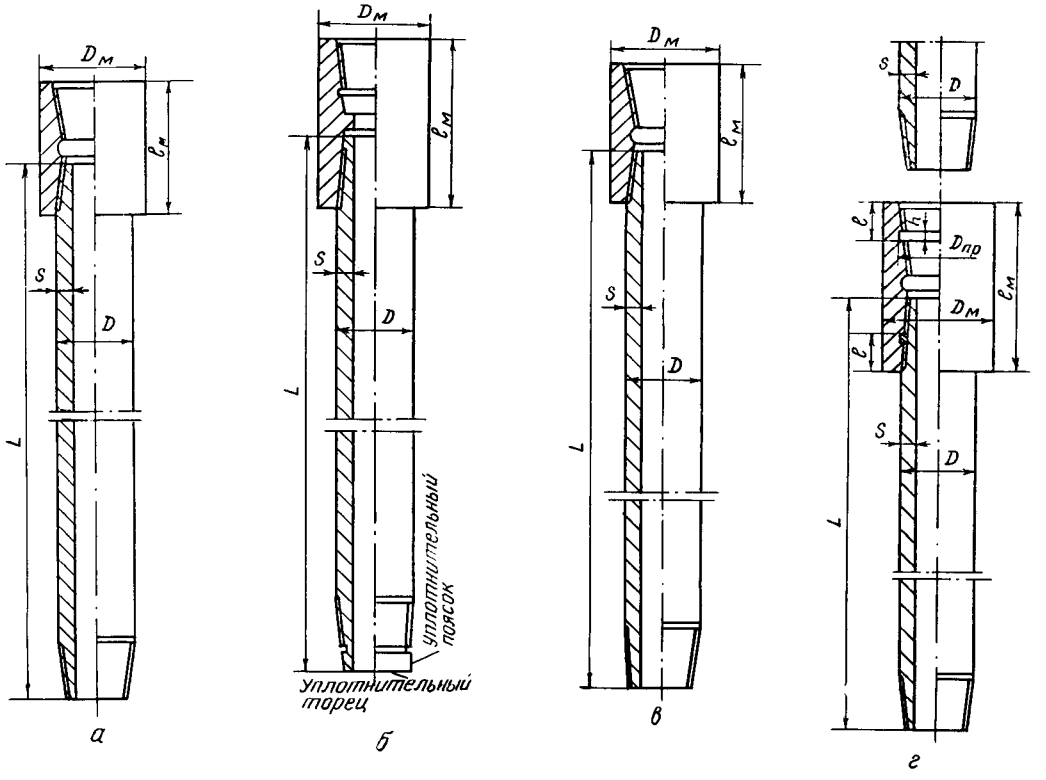


Рис. 9.18. Трубы насосно-компрессорные муфтовые гладкие.
а-с конической резьбой треугольного профиля;
б-с конической резьбой трапецеидального профиля;
в-с конической резьбой тругольного профиля с
повышенной пластичностью и хладостойкостью;
г-с конической резьбой треугольного профиля с
узлом уплотнения из полименрного материала.

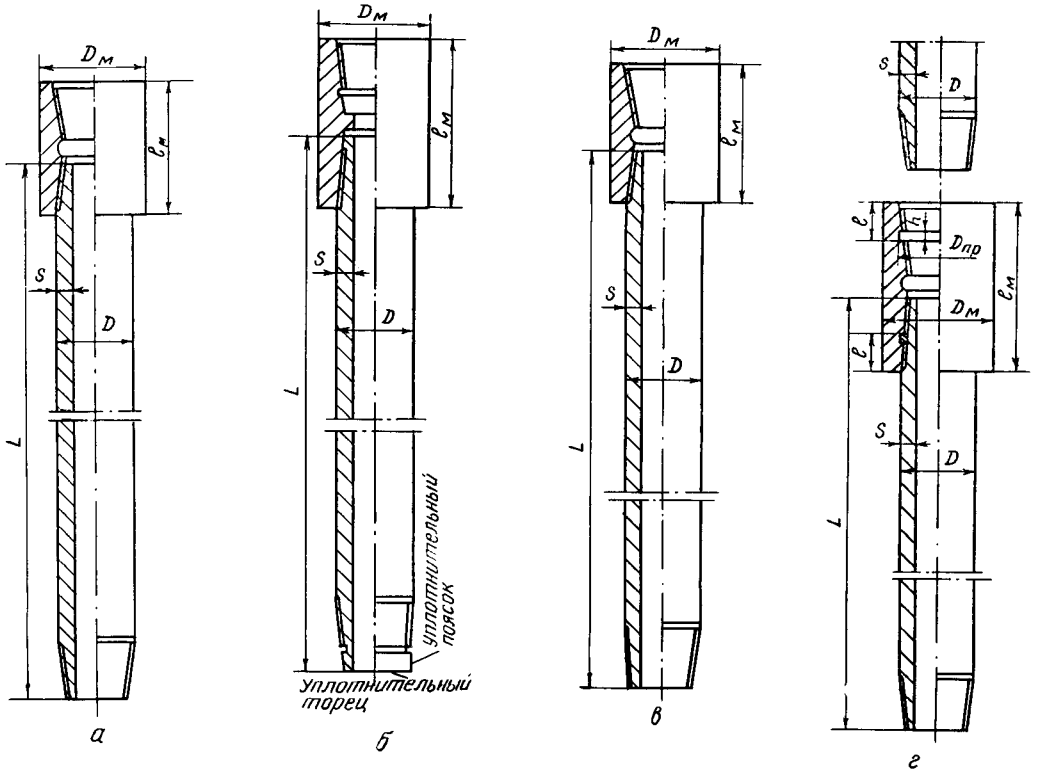


Рис. 9.18. Трубы насосно-компрессорные муфтовые гладкие.
а-с конической резьбой треугольного профиля;
б-с конической резьбой трапецеидального профиля;
в-с конической резьбой тругольного профиля с
повышенной пластичностью и хладостойкостью;
г-с конической резьбой треугольного профиля с
узлом уплотнения из полименрного материала.

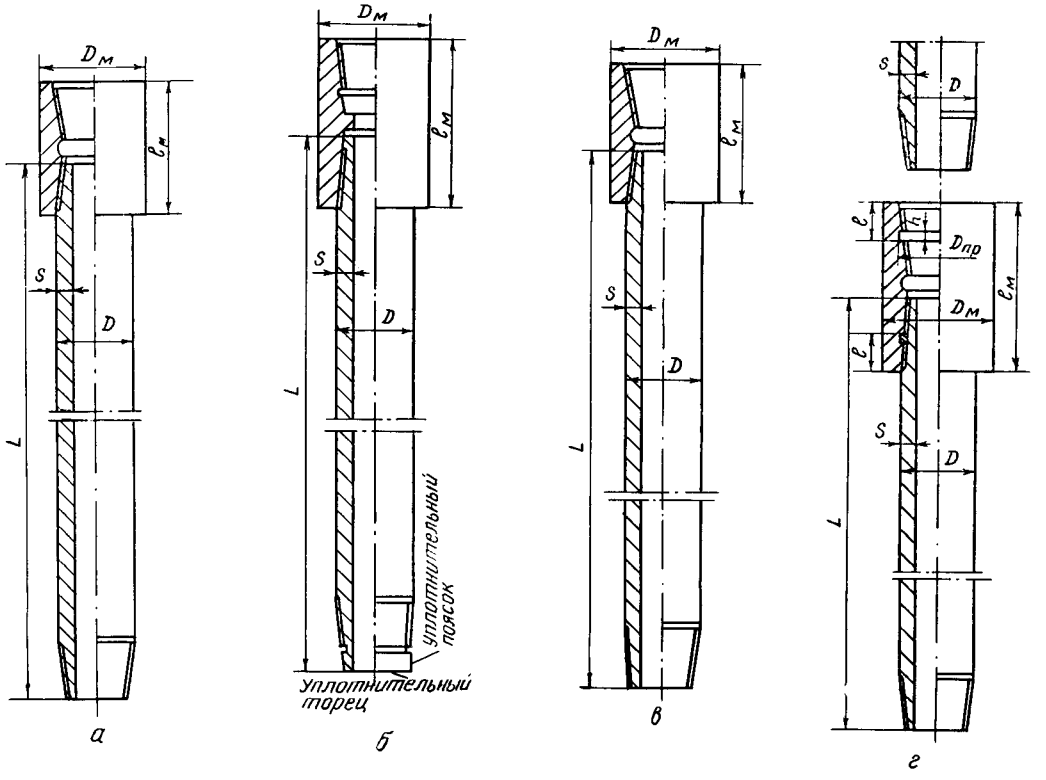


Рис. 9.18. Трубы насосно-компрессорные муфтовые гладкие.
а-с конической резьбой треугольного профиля;
б-с конической резьбой трапецеидального профиля;
в-с конической резьбой тругольного профиля с
повышенной пластичностью и хладостойкостью;
г-с конической резьбой треугольного профиля с
узлом уплотнения из полименрного материала.



Рис.9.19. Гибкие трубы производства АО "Росфлекс".



Рис.9.20. Стеклопластиковые трубы производства АОЗТ "Композит-нефть".



Рис.9.21. Стеклопластиковые фитинги для труб производства АОЗТ "Композит-нефть".

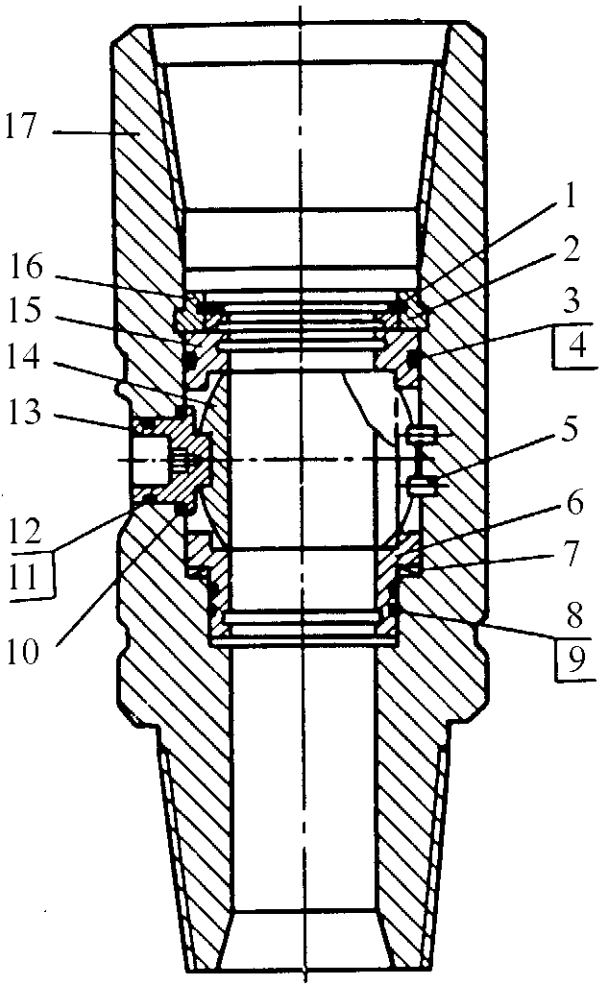


Рис. 9.22. Шаровой кран типа КШ.
1-пружинное упорное кольцо;
2-узел фиксации; 3, 8, 12-защитные кольца из фторопласта; 4, 9, 11-кольца резиновые уплотнительные; 5-упор;
6-седло нижнее; 7-пружина тарельчатая;
10-шайба антифрикционная; 13-шпиндель;
14-шаровой запорный орган; 15-седло верхнее; 16-кольцо; 17-корпус.

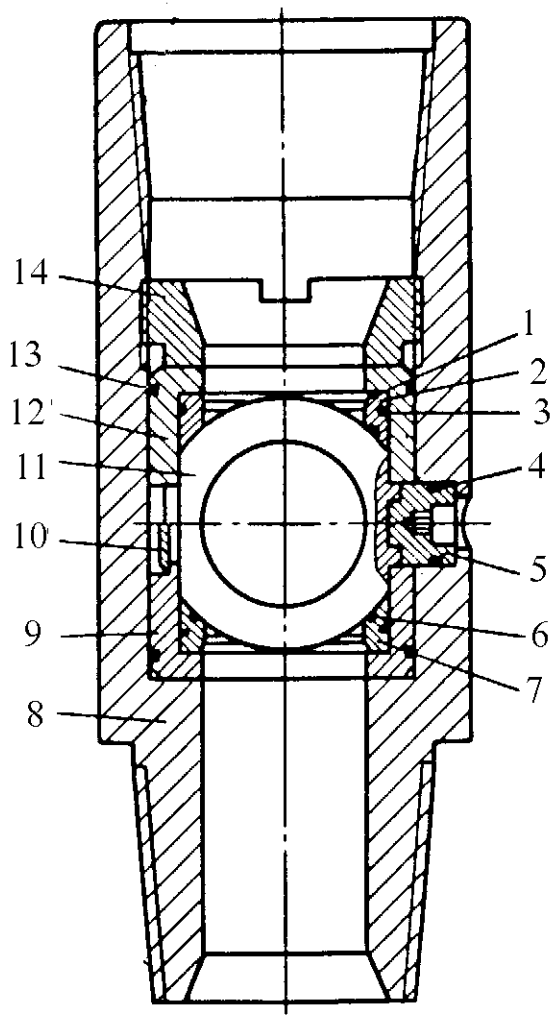


Рис. 9.23. Шаровой кран типа КШЦ.
1-пружина тарельчатая; 2, 7-седло плавающее; 3, 4, 13-кольца уплотнительные; 5-узел управления шаром; 6-кольцо уплотнительное фторопластовое; 8-корпус; 9, 12-стакан; 14-гайка.

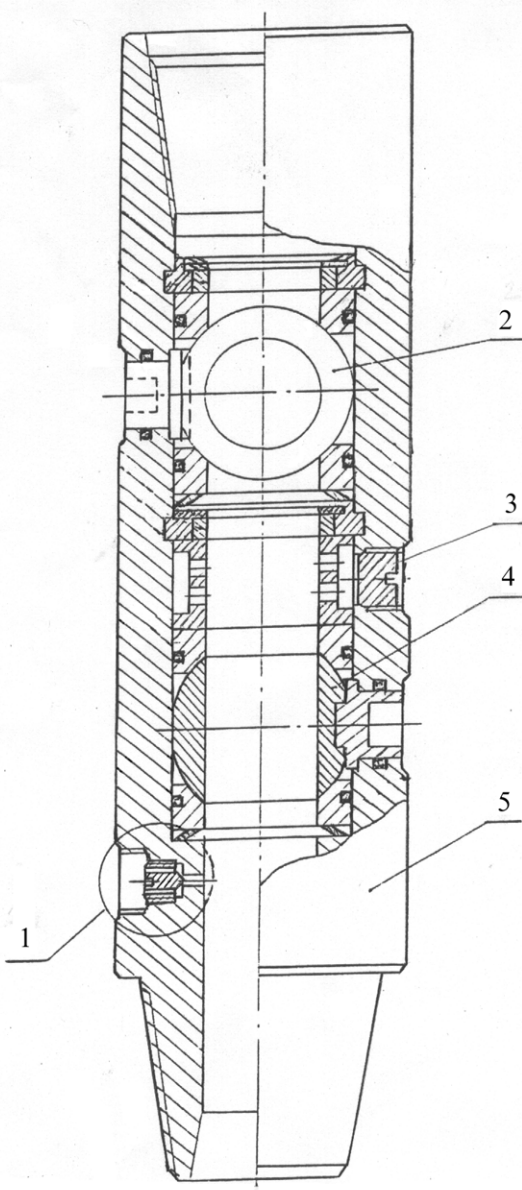


Рис. 9.24. Кран устьевой КУ-2ШД-155.
1-управляемый клапан; 2, 4-нижний и верхний шаровой запорный орган; 3-резьбовая пробка промывочного канала; 5-корпус.

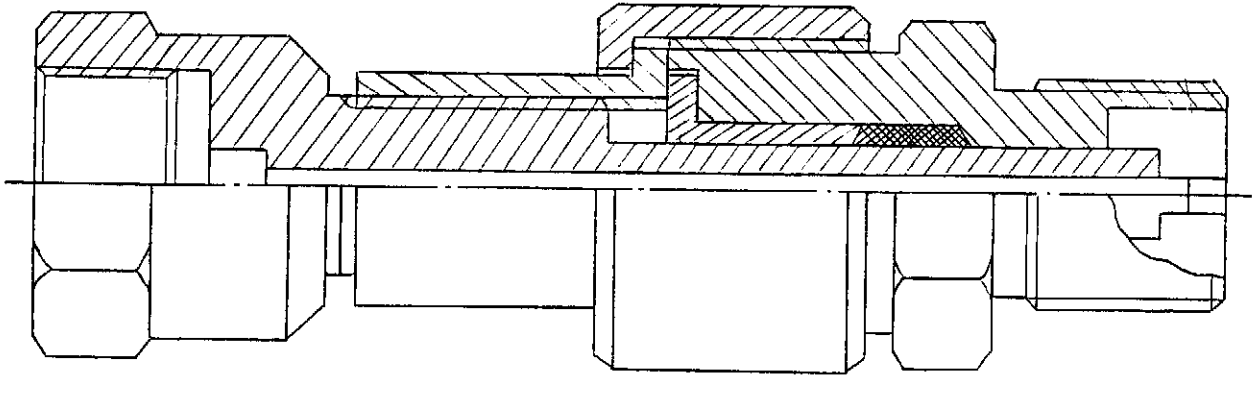


Рис. 9.25. Ключ управления клапаном КУ-2ШД-155.

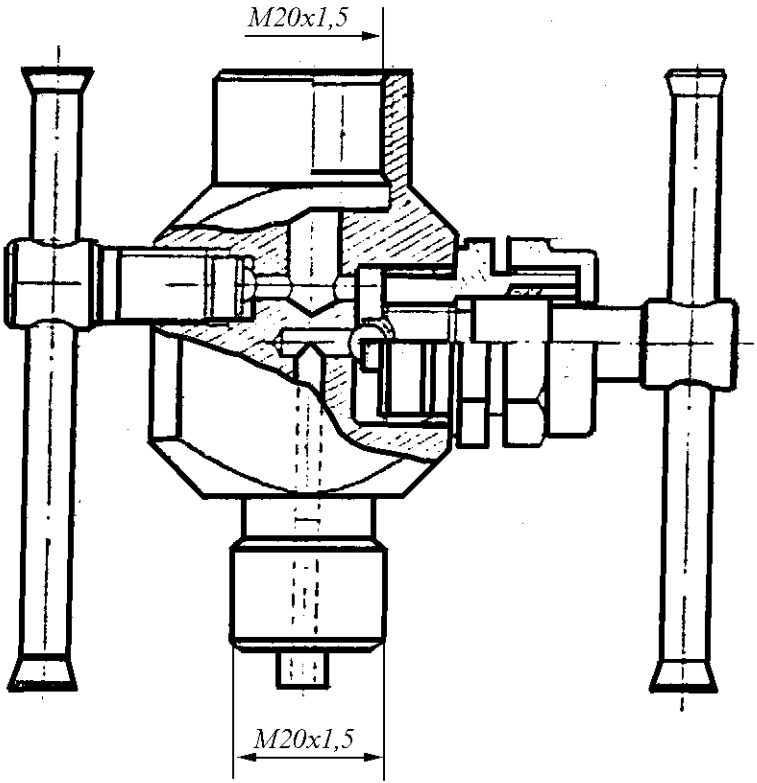


Рис. 9.26. Кран для подключения манометра.

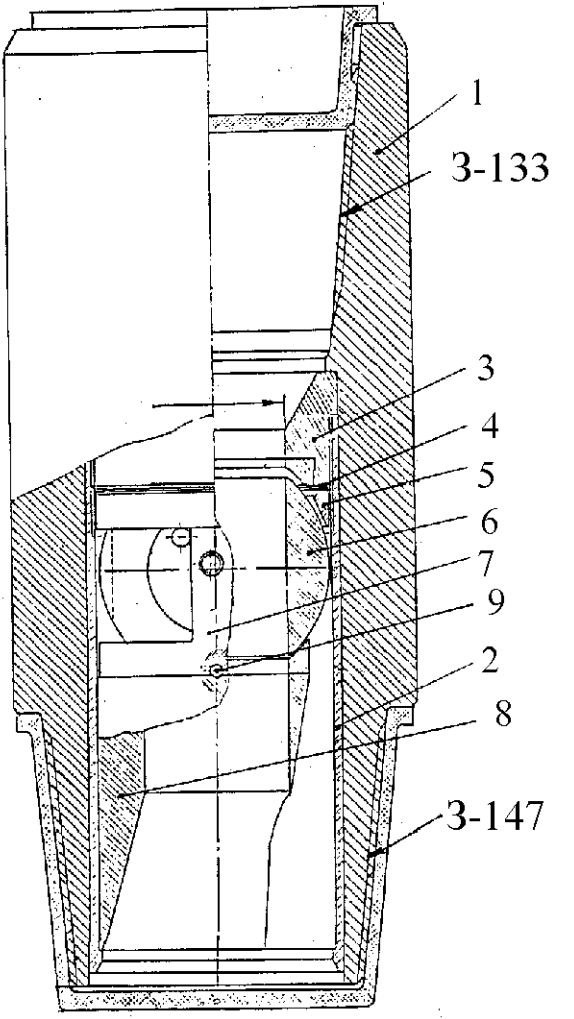


Рис. 9.27. Противовыбросовое устройство УП-178.



Рис. 9.28. Клапан обратный типа КОБК
для бурильных колонн.

10. Инструменты и средства для изоляции зон поглощения.

10.1. Пакеры и якори.

10.1.1. Пакер механический типа 2ПВМ.

10.1.2. Якорь гидравлический типа ЯГ.

10.1.3. Пакер типа ПВ-ЯГ-Н-122-30.

10.2. Наполнители для ликвидации поглощений буровых растворов.

- Кордное волокно.
- Равномерная резиновая крошка.
- Слюда – чешуйка.
- Дробленая резина (НДР).
- Пластинчатый упругий наполнитель (ПУН).
- Водная дисперсия резины (В Д Р).
- Мелкая резиновая крошка (М Р К).
- Целлофан.
- Крупноразмерный наполнитель из латекса. для перекрытия карстовых полостей.
- Хромовая стружка и "кожа-горох".
- Наполнитель ВОЛ.
- Наполнитель - текстиль прорезиненный Н Т П.
- Наполнитель хлопьевидный (Н Х).
- Наполнитель композиционный (Н К).
- Наполнитель пластиковый (НП).
- Тонкодисперсные добавки "Диспор", Н А Н к буровым и цементным растворам.

10.2.1. Гидромеханический способ закупоривания проницаемых пород.

- Устройство ОГМБ.
- Устройство ОГМТ.
- Устройство ОГМ (очиститель гидромеханический).
- Устройство УЗР.

10.2.2. Технические средства для работы в поглощающих скважинах.

- Трехшарошечный расширитель 4РШ 190/320.
- Устройство для перекрытия зон поглощения (УПП).
- Ликвидация катастрофических поглощений с помощью ограничителя растекания тампонажной смеси.
- Ликвидация поглощений с применением продавочной пробки для тампонажной смеси (ППТС).

10.3. Пластовые перекрыватели.

- Расширитель РРМ 216/237.
- Развальцеватели одношарошечные типа ОРШ.
- Развальцеватели типа РШ.

Выпуск 10. Инструменты и средства для изоляции зон поглощения.

10.1. Пакеры и якори.

10.1.1. Пакер механический типа 2ПВМ.

Пакеры механические типа **2ПВМ-18-50**, **2ПВМ-122-50** и **2ПВМ-140-50** **(рис.10.1.)** предназначены для разобщения пространств в колоннах нефтяных или газовых скважин.

Техническая характеристика пакера типа 2ПВМ представлена в **таблице 10.1.**

10.1.2. Якорь гидравлический типа ЯГ.

Якорь гидравлический типа **ЯГ-122-50** или **ЯГ-140-50** **(рис.10.2.)** предназначен для удержания пакера на месте его установки в скважине.

Техническая характеристика якорей типа ЯГ представлена в **таблице 10.2.**

10.1.3. Пакер типа ПВ-ЯГ-Н-122-30.

Пакер типа **ПВ-ЯГ-Н-122-30** **(рис.10.3.)** предназначен для защиты эксплуатационных колонн от воздействия закачиваемой жидкости, а также от повышения давленния при технологических операциях по воздействию на призабойную зону пласта в процессе эксплуатации ннагннетательных, поглащающих и сбросовых скважин. Обеспечивает работу в обсадных колоннах с условным диаметром 146 мм.

Пакер возможно установить в любом интервале эксплуатационной колонны. Установка и снятие пакера осуществляется без вращения колонны

насосно-компрессорных труб.

Техническая характеристика пакера типа **ПВ-ЯГ-Н-122-30** представлена в **таблице 10.3.**

10.2. Наполнители для ликвидации поглощений буровых растворов.

Поглощение буровых растворов - тяжелое осложнение, на борьбу с которым тратится много времени и различных материалов. Для ликвидации поглощений к буровым растворам и тампонажным смесям добавляют наполнители, широкий ассортимент которых, разработанный в ОАО НПО “Буровая техника” - ВНИИБТ, позволяет резко улучшить технологию проводки скважин в осложненных условиях.

Эффективность использования наполнителей зависит от подбора закупоривающих материалов по размерам частиц, соответствующим величине раскрытия каналов в проницаемых пластах. При добавке наполнителей в буровые растворы и тампонажные смеси повышается их закупоривающая способность, что обеспечивает значительное снижение расхода цемента, бурового раствора и других материалов, а также сокращение времени проведения изоляционных работ.

Во ВНИИБТ разработан широкий ассортимент наполнителей. Такие

типы наполнителей, как кордное волокно, слюда-чешуйка, разномерная резиновая крошка и дробленая резина в сочетании с кордным волокном получили признание во многих нефтяных районах страны, в которых при бурении скважин возникают высокоинтенсивные поглощения бурового раствора.

В **таблице 10.4.** приведены рекомендации по применению комплекса наполнителей в зависимости от типа проницаемых пород

Большой интерес представляют новые типы наполнителей: пластинчатый упругий наполнитель (ПУН), вулканизованные отходы латексных изделий (ВОЛ), наполнитель текстиль прорезиненный (НТП), крупноразмерный наполнитель из латекса для перекрытия карстовых полостей и др.

Для пористых и мелкотрещиноватых пород предложена водная дисперсия резины (ВДР), которая служит профилактической добавкой к буровому раствору с целью уменьшения проникновения фильтрата в продуктивные пласты, а также предупреждает прихваты инструмента в интервалах, сложенных проницаемыми породами вследствие перепада давления в системе скважина-пласт.

Для ликвидации катастрофических поглощений буровых растворов в крупных карстовых полостях разработана технология получения крупноразмерного наполнителя из малоконцентрированного латекса, которая позволяет получать сгустки резиноподобной массы.

Ранее разработанные наполнители типа "кожа-горох" и хромовой стружки изготовляются из отходов на предприятиях местной промышленности и в настоящее время применяются ограниченно.

Успешная работа по ликвидации поглощений во многом зависит от объема и качества информации о пласте, который подлежит изоляции от ствола скважины. В таблице приведены рекомендации по применению наполнителей в комплексе в соответствии с типом проницаемых пород.

Широкое применение большого ассортимента наполнителей позволит резко усовершенствовать технологию проводки скважины в осложненных условиях. Буровикам-технологам надо научиться использовать наполнители в виде комплексов различных материалов, где твердые частицы сочетаются с мягкими и пластинчатыми.

Кордное волокно.

Кордное волокно смесь крученых нитей из искусственного волокна и частиц измельченной резины. Используется как добавка к буровому раствору и тампонирующим смесям с целью предупреждения и ликвидации их поглощения пористыми и трещиноватыми породами во время бурения нефтяных и газовых скважин.

Кордное волокно изготовляется по техническим условиям ТУ 39-190-75 и должно соответствовать следующим требованиям

Длина кордных нитей, мм	не более 30
Содержание частиц резины размером до 7 мм, %	не более 40
Содержание влаги, %.	не более 8
Включение частиц металла после	

магнитной сепарации, %	не более 0,1
Посторонние включения	отсутствуют
Содержание нитей длиной 30—50 мм, %.	не более 1,0
Содержание частиц резины размером 7-10 мм, %	не более 0,5

Кордное волокно изготовляется из отходов шинного производства поставляется на буровые предприятия в бумажных мешках (20-25 кг) или в контейнерах для перевозки железнодорожным транспортом.

Лучшие результаты получаются при использовании кордного волокна в смеси с другими наполнителями (древесными опилками, улюком, кошмой и др.).

Разработчик : ОАО НПО «Буровая техника» – ВНИИБТ,
113114, Россия, Москва, Летниковская ул. 9
тел. (095) 236-01-70 факс (095) 959-67-11,
телетайп 112168 ДОЛОТО

Равномерная резиновая крошка

Равномерная резиновая крошка получается путем дробления вулканизованной резины (отходы шинного производства). Предназначается для ликвидации поглощений в трещиноватых породах

В зависимости от степени раскрытия трещин и каналов поглощающего пласта используют дробленую резину двух типов: **ДР-25** (измельченную до размеров частиц диаметром 3-4 мм, длиной от 3 до 25 мм) и **ДРХ-25** (получаемую в результате пропускания **ДР-25** через размольные вальцы и представляющую собой измельченные хлопьевидные частицы резины с условным диаметром хлопьев до 25 мм).

Крошку размером до 8 мм рекомендуется применять, как добавку в цементные растворы при изоляционных работах или при приготовлении "мягких" пробок на основе бурового раствора.

Крошка размером 25 мм применяется, как добавка к буровому раствору при намыве наполнителя через воронку, установленную на устье скважины.

Резиновая крошка изготовляется согласно ТУ 39-05-009-77 и должна соответствовать следующим требованиям

Остаток частиц резины не более 30 мм на сите № 25, %	не более 5
Просев через сито № 3, %	не более 10
Содержание кордного волокна размером до 60 мм и кусочков кордной ткани размером не более 25 мм, %	не более 5
Влажность, %	не более 8
Содержание посторонних включений (кусочков металла или камней размером до 4 мм),%	не более 1

Слюда - чешуйка

Слюда-чешуйка - пластинки слюды произвольной формы, получаемые при механическом дроблении отходов слюдяных фабрик. Этот вид инертного наполнителя характеризуется следующим фракционным составом:

остаток на сите с ячейками размером 7х7 мм	не менее 60%
размеры чешуйки не более	10-12 мм
остаток на сите 4х4 мм	не более 30%
остаток на сите с ячейками размером 4х4 мм	не более 10%.
толщина слюды - чешуйки	от 30 до 200 мкм.
плотность	2,8-3,2 г/см^3.
влажность	не более 5%.

Как инертный наполнитель, слюда может вводиться в буровые и тампонажные растворы. Слюда-чешуйка либо добавляется в циркулирующий буровой раствор заранее, до вскрытия зоны поглощения, либо в процессе ликвидации поглощения.

При проведении изоляционных работ слюда добавляется в тампонажный раствор отдельно или в смеси с другими наполнителями (древесные опилки, кордное волокно и др.).

Дробленая резина (НДР)

Дробленая резина (**НДР**) - крупноразмерный наполнитель, который используется для ликвидации высокоинтенсивных поглощений промывочного раствора при бурении скважин в крупно-трещиноватых породах.

НДР может вводиться, как добавка, в различные тампонажные смеси и буровые растворы при намыве их через воронку и открытый конец бурильных труб или через широкопроходной пакер.

Наполнитель представляет собой смесь измельченной резины, кусочков кордной ткани и кордного волокна различного фракционного состава **НДР-10**, **НДР-15**, **НДР-25**.

Размеры частиц наполнителей типа **НДР** и области их применения приведены в **таблице 10.5.**

Буровым предприятиям крупноразмерный наполнитель поставляется в крафт-мешках с соответствующей маркировкой.

Разработчик : ОАО НПО «Буровая техника» – ВНИИБТ,
113114, Россия, Москва, Летниковская ул. 9
тел. (095) 236-01-70 факс (095) 959-67-11,
телетайп 112168 ДОЛОТО

Пластинчатый упругий наполнитель (ПУН)

Пластинчатый упругий наполнитель (**ПУН**) - представляет собой различные пластинчатые вырубки, остающиеся при производстве резинотехнических изделий. Наполнитель **ПУН-30** представляет собой измельченные отходы клиновых ремней, резинотканевых шлангов и других изделий. (Цифра 30 означает максимальный размер частиц в миллиметрах). Основные данные **ПУН** и **ПУН-30** приведены в **таблице 10.6.**

Пластинчатый упругий наполнитель предназначен для ликвидации поглощений промывочной жидкости при бурении нефтяных и газовых скважин в трещиноватых и крупнотрещиноватых породах с раскрытием каналов до 200 мм.

Повышенная эффективность **ПУН** и **ПУН-30** при ликвидации поглощений по сравнению с другими наполнителями объясняется тем, что его частицы в основном имеют правильную геометрическую форму и образуют в больших каналах проницаемые перемычки, которые легко закупориваются кордным волокном, опилками, улюком и т.д. **ПУН** и **ПУН-30** рекомендуется применять в комплексе с другими наполнителями.

Разработчик : ОАО НПО «Буровая техника» – ВНИИБТ,
113114, Россия, Москва, Летниковская ул. 9
тел. (095) 236-01-70 факс (095) 959-67-11,
телетайп 112168 ДОЛОТО

Водная дисперсия резины (В Д Р)

Водная дисперсия резины (**В Д Р**) получается путем диспергирования мелких частиц шинных резин в водной среде с использованием смоляных и жирных кислот в качестве эмульгаторов. Плотность дисперсии около 1 г/см.

Основные показатели ВДР:

Средний радиус частиц, мкм	1-2
Концентрация,%	30-50
Порог разведения, %	не более 7
pH	не менее 11,5

ВДР вводится в буровые растворы в количестве 5-10% по объему при разбуривании мелкопористых проницаемых пород в интервалах, в которых происходят прихваты бурильного инструмента под действием перепада давления в системе скважина-пласт. Рекомендуется также применять ВДР при специальной обработке проницаемых водоносных пластов в продуктивной толще очистителями со скребками для удаления фильтрационной корки со стенки скважины, при этом в проницаемой породе образуется изоляционный слой.

Разработчик : ОАО НПО «Буровая техника» – ВНИИБТ,
113114, Россия, Москва, Летниковская ул. 9
тел. (095) 236-01-70 факс (095) 959-67-11,
телетайп 112168 ДОЛОТО

Мелкая резиновая крошка (М Р К)

Мелкая резиновая крошка (**МРК**) - размеры частиц от 1 до 5 мм. МРК - высокоэффективный наполнитель для закупоривания мелкотрещиноватых и пористых пород.

В процессе бурения рекомендуется добавлять **МРК** в буровой раствор в количестве 3-5% по объему. При изоляционных работах **МРК** добавляется как в сухую тампонажную смесь, так и непосредственно в цементный или гельцементный раствор. Добавка ее в количестве 5-20% обеспечивает получение высокоэффективной тампонажной пасты.

Кроме того, МРК рекомендуется применять при специальной обработке водоносных проницаемых пластов в продуктивной толще с помощью очистительных устройств со скребками для удаления со стенок скважины фильтрационной корки/при этом в водоносных пластах образуется прочный пристенный изоляционный слой.

Разработчик : ОАО НПО «Буровая техника» – ВНИИБТ,
113114, Россия, Москва, Летниковская ул. 9
тел. (095) 236-01-70 факс (095) 235-30-00,
телетайп 112168 ДОЛОТО

Целлофан

Целлофан-тонкая прозрачная пленка толщиной 25-60 мкм. В качестве наполнителей используются измельченные отходы целлофана с размером частиц от 0,25 до 12 мм. Плотность целлофана - 1,15 г/см , влажность – 7-14%.

Целлофановый наполнитель добавляется к буровым растворам и тампонажным смесям. Оптимальная добавка целлофана к буровому раствору - до 3,0% при роторном бурении и до 1,0% при турбинном. При намыве целлофана на глинистом растворе количество его увеличивается до 8-10%.

Крупноразмерный наполнитель из латекса для перекрытия карстовых полостей.

Крупноразмерный наполнитель из латекса для перекрытия карстовых полостей получают путем коагуляции латекса водным раствором CaClO. Для этих целей используют малоконцентрированные латексы с сухим остатком 25%, предварительно обработав их КМЦ и насытив наполнителями.

Латекс коагулируют на поверхности в нагнетательной линии при одновременном закачивании его в скважину с 3% водным раствором $CaCl_2$ в соотношении 1:1. Наполнителем являются сгустки (коагулюм) латекса. Коагулюм латекса представляет собой резиноподобные образования цилиндрической формы с диаметром, равным диаметру труб, в которых происходил процесс коагуляции латекса. Длина отдельных агрегатов - от 0,1 до 1 м. При безостановочном ведении работ их движение по бурильным трубам и через пакер происходит при небольшом повышении давления без особых осложнений.

Разработчик : ОАО НПО «Буровая техника» – ВНИИБТ,
113114, Россия, Москва, Летниковская ул. 9
тел. (095) 236-01-70 факс (095) 959-67-11,
телетайп 112168 ДОЛОТО

Хромовая стружка и "кожа - горох"

Хромовая стружка и "кожа-горох" технологичны при использовании в качестве наполнителей, имеют высокую закупоривающую способность.

"Кожа-горох" - отходы производства кожемита, представляет собой

кусочки неразработанной кожи хромового дубления. Влажность "гороха" не должна превышать 30%. Содержание посторонних включений в наполнителе не допускается. "Кожу-горох" рекомендуется добавлять в буровой раствор в смеси с другими наполнителями (например, кордным волокном и древесными опилками). Общее количество наполнителей в буровом растворе - 0,5-7,0% по весу на объем. "Горох" может также добавляться в различные тампонажные смеси с целью повышения их закупоривающих свойств.

Хромовая стружка - отход кожевенной промышленности, представляет собой полоски кожи толщиной 0,5-1 мм, длиной до 150 мм, шириной до 10 мм. Применяется в качестве крупноразмерного материала для изоляции крупнотрещиноватых грунтов в поглощающих скважинах.

Разработчик : ОАО НПО «Буровая техника» – ВНИИБТ,
113114, Россия, Москва, Летниковская ул. 9
тел. (095) 236-01-70 факс (095) 959-67-11,
телетайп 112168 ДОЛОТО

Наполнитель ВОЛ.

Наполнитель **ВОЛ** (вулканизированные отходы латекса) представляет собой измельченные частицы различной формы, получаемые из отходов латексных изделий. Типы и фракционный состав наполнителя ВОЛ приведены в **таблице 10.7.** Материал микропористый, подобен поролону, однако более плотный и упругий. При прокачке его с буровым раствором по бурильным трубам и стволу скважины в отличие от поролона не разрушается.

Наполнитель **ВОЛ** хорошо адсорбирует на своей поверхности часть дисперсионной фазы глинистого и цементного раствора.

Наполнитель вводится в раствор под струю жидкости. Это важное условие его успешной прокачки через насос. Крупноразмерный наполнитель ВОЛ особо эффективен при ликвидации катастрофических поглощений с помощью тампонажных смесей, закачиваемых с устья скважины.

Наполнитель **ВОЛ** с размерами частиц 3-15 мм легко прокачивается цементировочным агрегатом с цементным раствором. Он эффективен при цементировании обсадных колонн в скважинах, в которых при этом происходят гидроразрывы пластов.

Все типы наполнителя **ВОЛ** эффективны при ликвидации поглощений различной интенсивности как при добавке в тампонажные растворы, так и в профилактические буровые растворы (с размером частиц до 15 мм) с промывкой, которыми вскрываются потенциальные зоны поглощения.

Разработчик : ОАО НПО «Буровая техника» – ВНИИБТ,
113114, Россия, Москва, Летниковская ул. 9
тел. (095) 236-01-70 факс (095) 959-67-11,
телетайп 112168 ДОЛОТО

Наполнитель - текстиль прорезиненный Н Т П

НТП представляет собой измельченные отходы прорезиненного текстиля и кирзы дублированной с добавкой до 15% резиновой крошки. Размеры частиц **НТП** приведены в **таблице 10.8.**

НТП является одним из видов композиционных наполнителей. В его состав входят прочные частицы листообразной формы, полученные путем измельчения отходов прорезиненной ткани с добавлением упругих частиц резиновой крошки. **НТП** рекомендуется применять при изоляции зон интенсивных поглощений (40-60 $м^3$/ч) в крупнотрещиноватых горных породах с каналами раскрытностью от 10 до 20 мм. Лучшие результаты по изоляции зон поглощения достигаются при использовании **НТП** в комплексе с различными видами наполнителей.

При этом отдельные виды наполнителей, входящие в комплекс, могут быть представлены однородными частицами или набором частиц, отличающихся как по форме, так и по физическим свойствам (плотность, прочность на сжатие, изгиб и др.).

Разработчик : ОАО НПО «Буровая техника» – ВНИИБТ,
113114, Россия, Москва, Летниковская ул. 9
тел. (095) 236-01-70 факс (095) 959-67-11,
телетайп 112168 ДОЛОТО

Наполнитель хлопьевидный (Н Х)

Наполнитель хлопьевидный **НХ** представляет собой двухкомпонентную композицию материалов, различных по структуре и механическим свойствам. В состав **НХ** входят хлопьевидные частицы (остатки грубого хлопка- улюка), имеющие волокнистую структуру, с условным размером 10—100 мм, и частицы древесины игольчатой формы с максимальными размерами до 10 мм.

Соотношение компонентов: 30—50% частиц древесины; 70-50% хлопьевидных частиц.

НХ предназначен для изоляции поглощений интенсивностью 40-60 м/ч и более. В комплексе с другими наполнителями (пластинчатым упругим наполнителем -**ПУН**, наполнителем из вулканизированных отходов латекса - **ВОЛ**, крупной резиновой крошкой, гравием и др.) **НХ** можно использовать для изоляции зон поглощения в крупнотрещиноватых и кавернозных горных породах с поглощающими каналами больших размеров (20-40 мм и более).

Разработчик : ОАО НПО «Буровая техника» – ВНИИБТ,
113114, Россия, Москва, Летниковская ул. 9
тел. (095) 236-01-70 факс (095) 959-67-11,
телетайп 112168 ДОЛОТО

Наполнитель композиционный (Н К)

НК - многокомпонентная система из специально подобранных материалов с различными физико-механическими свойствами. В состав **НК**

входят твердые и упругие гранулы, пластинки, волокна, хлопьевидные частицы. Изготавливается **НК** путем совместной переработки кожевенных, текстильных, резинотехнических и некоторых других инертных материалов.

Наполнитель эффективен при ликвидации поглощений интенсивностью 30-90 $м^3$/ч в горных породах, представленных различными сочетаниями следующих проницаемых сред:

- крупнопористой гранулированного типа с условным диаметром каналов фильтрации 1-2 мм;
- трещиноватой с раскрытием трещин 2-10 мм;
- трещиновато-кавернозной с раскрытием каналов до 10-25 мм.

Наполнитель композиционный в основном (на 80%) состоит из упругих и мягких частиц размером 6-12 мм, размеры твердых частиц не превышают 4 мм.

По согласованию с потребителем наполнитель может поставляться с частицами больших размеров.

По сравнению с известными отечественными аналогами НК обладает повышенными закупоривающими свойствами.

Технология применения **НК** предусматривает его использование в качестве основной закупоривающей добавки к буровым растворам и тампонажным смесям на основе цемента, глинопорошков, полимерных материалов, применяемых при изоляционных работах.

Разработчик : ОАО НПО «Буровая техника» – ВНИИБТ,
113114, Россия, Москва, Летниковская ул. 9
тел. (095) 236-01-70 факс (095) 959-67-11,
телетайп 112168 ДОЛОТО

Наполнитель пластиковый (НП)

НП - представляет собой смесь частиц двух типов - жестких, упругих пластинок измельченного пластика и легко деформируемых частиц просмоленной бумаги. Наполнитель пластиковый не имеет аналогов в отечественном ассортименте и является наиболее эффективной добавкой к буровым растворам для предупреждения поглощений.

НП- важнейший компонент любого комплекса наполнителей,

Содержание пластика в наполнителе - в пределах 60-70%.

Основная фракция **НП** (70-80%) включает частицы размером 3-5 мм. Изготавливается **НП** путем переработки бумажнослоистого пластика.

Наполнитель пластиковый может быть использован при бурении нефтяных и газовых скважин как добавка:

- к буровым растворам для профилактики поглощений при роторном бурении - с размером частиц до 3-5 мм. При роторном бурении — с размером частиц до 3 мм (поставляется по специальным заказам);
- к тампонажным смесям, предназначенным для ликвидации поглощений бурового раствора (размер частиц 5-7 мм).

Благодаря тому, что частицы наполнителя представлены пластинками разной величины, **НП** эффективно закупоривает каналы как в трещиноватых, так и в пористых породах. **НП** технологичен при использовании на буровой,

легко прокачивается насосами даже при высокой концентрации в растворе.

Разработчик : ОАО НПО «Буровая техника» – ВНИИБТ,
113114, Россия, Москва, Летниковская ул. 9
тел. (095) 236-01-70 факс (095) 959-67-11,
телетайп 112168 ДОЛОТО

Тонкодисперсные добавки "Диспор", Н А Н к буровым и цементным растворам

"**Диспор**" и **Н А Н** предназначены для буровых растворов в качестве кольматирующих добавок и для цементных растворов при креплении обсадных колонн как упрочняющие, армирующие компоненты.

"**Диспор**" - дисперсионный порошковый регенерат - продукт переработки вышедших из эксплуатации резиновых изделий (ТУ 38.108003-82).

Тип резины	Общешинный
Содержание,%	
влаги	0,83
летучих компонентов	0,19
Средний диаметр, мкм:	
частиц	2-3
агрегата	5
Площадь поверхности порошка массой 1 г, м	2-3
Плотность материала, кг/м^3	1140—1200
Насыпная масса 1 м ,кг	250

НАН - акрилнитрильный наполнитель - короткие волокна из смеси полиакрил-нитрильных и полиэфирных материалов (ТУ 63.0452-83).

Длина волокна, мм	1-15
Диаметр волокон, мм	0,05-0,08
Относительная разрывная нагрузка, кН/мм^2	1,275
Допустимое нормальное напряжение при разрыве о волокон, кН/мм^2	1,6
Удлинение волокна при разрыве, %.	30

Добавка 1-2% реагента "Диспор" или НАН повышает:

- седиментационную устойчивость цементного раствора (водоотстой равен нулю, водоотдача снижается на 20%) ;
- физико-механические свойства цементного камня (прочность на изгиб увеличивается на 20-30%) ;
- в 1,3-1,5 раза стойкость контактных зон цементного кольца гидропрорыву.

Применение тонкодисперсных добавок рекомендуется:

- при креплении обсадных колонн в осложненных условиях, например, при наличии проницаемых пород, в которые может фильтроваться вода из цементного раствора;
- для добавки в последнюю порцию цементного раствора при цементировании водоносных интервалов в продуктивной толще (на 10 т цемента - 100-150 кг) ;

- при ликвидации поглощений для добавки в тампонажные смеси с целью исключения преждевременного отфильтровывания воды из нее;

- для добавки в буровой раствор при бурении интервалов с заклиниванием бурильного инструмента в условиях отсутствия циркуляции;

- в качестве кольматирующих добавок в буровые растворы при разбуривании мелко - и средне-пористых отложений турбинным или роторным способом.

Реология буровых растворов с введением тонкодисперсных добавок практически не изменяется, уменьшается на 10- 20% водоотдача.

"**Диспор**" поставляют в крафтмешках, **НАН** - в кипах. Перед использованием "**Диспора**" и **НАН** необходимо их небольшое перемешивание.

При заказе **НАН** для использования в качестве кольматирующей добавки, необходимо особо оговорить условия поставки наполнителя с длиной волокон не более 3 мм, и в товарном виде, удобном для использования.

Разработчик : ОАО НПО «Буровая техника» – ВНИИБТ,
113114, Россия, Москва, Летниковская ул. 9
тел. (095) 236-01-70 факс (095) 959-67-11,
телетайп 112168 ДОЛОТО

10.2.1. Гидромеханический способ закупоривания проницаемых пород

Способ предназначен для снижения проницаемости горных пород в приствольной части ствола скважины, а также для удаления с ее стенок фильтрационной корки с целью предупреждения ряда осложнений, возникающих при бурении, и повышения качества цементирования скважин.

Для реализации способа ОАО НПО “Буровая техника” - ВНИИБТ разработаны специальные очистительные устройства, обеспечивающие:

- механическое удаление фильтрационной корки скребковыми элементами

и дополнительное проникновение частиц твердой фазы раствора в проницаемую породу;

- гидродинамическое воздействие дисперсной фазы бурового раствора на проницаемую стенку ствола скважины высоконапорными струями, выходящими из насадок устройства.

Разработчик : ОАО НПО «Буровая техника» – ВНИИБТ,
113114, Россия, Москва, Летниковская ул. 9
тел. (095) 236-01-70 факс (095) 959-67-11,
телетайп 112168 ДОЛОТО

Устройство ОГМБ

Очиститель гидромеханический для бурения скважин (**ОГМБ**) используется в наклонных скважинах с целью предупреждения поглощений

бурового раствора, прихватов бурильного инструмента и т.п.

Вскрытие поглощающих интервалов осуществляется на профилактических растворах, содержащих тонкодисперсные наполнители типа сломель, наполнитель пластиковый. Устройство применяется при роторном и турбинном способах бурения.

ОГМБ **(рис.10.4.)** представляет собой трехлопастной переводник 7 длиной 700 м. Лопасти армированы твердосплавными штырями, на лопастях расположены насадки 3 и щетки 5. Насадки имеют различные внутренние диаметры и располагаются на разном расстоянии от оси переводника. Струя бурового раствора, истекающая из нижней насадки смывает рыхлую часть фильтрационной корки 2, а истекающая из верхней насадки уплотняет кольматационный слой 4. Устройство устанавливается в компоновке бурильного инструмента между долотом 1 и валом турбобура 6 или бурильными трубами.

Разработан размерный ряд **ОГМБ**: **ОГМБ 190**; **ОГМБ 215**; **ОГМБ 269**.

Разработчик : ОАО НПО «Буровая техника» – ВНИИБТ,
113114, Россия, Москва, Летниковская ул. 9
тел. (095) 236-01-70 факс (095) 959-67-11,
телетайп 112168 ДОЛОТО

Устройство ОГМТ

Для обработки проницаемых пород при турбинном способе бурения разработано устройство **ОГМТ**, которое устанавливается в компоновке бурильного инструмента между долотом и турбобуром с полым валом. В корпусе 1 устройства имеется эксцентрично расположенная втулка 2, которая разделяет поток жидкости на два. Один поток, по каналу б, подается на долото; второй поток, минуя турбины забойного двигателя, подается через полость а на насадки 3 **(рис. 10.5.).** Такое решение позволяет, не уменьшая расход на долоте, обеспечить работу очистительного устройства. Насадки 3 оснащены гидравлическим вибратором, что позволяет создать более глубокий и прочный кольматационный слой. Гидравлический вибратор состоит из седла 4 с сердечником 5.

Разработчик : ОАО НПО «Буровая техника» – ВНИИБТ,
113114, Россия, Москва, Летниковская ул. 9
тел. (095) 236-01-70 факс (095) 959-67-11,
телетайп 112168 ДОЛОТО

Устройство ОГМ (очиститель гидромеханический)

ОГМ предназначен для работы в скважине с углом наклона не более 20 , для обработки ствола скважины перед спуском обсадной колонны.

ОГМ **(рис. 10.6.)** состоит из корпуса 7 длиной около 1500 мм с тремя вертикальными пазами, в которых установлены калибраторы 5 и щетки 4. Вставки со щетками и калибраторами имеют специальные скосы 8, отбрасывающие при вращении устройства жидкость к стенке скважины, которая дополнительно смывает с нее вновь образующуюся

фильтрационную корку 2. Для смыва первоначального рыхлого слоя фильтрационной корки насадка 6 установлена в нижней части корпуса под углом к его оси, а насадка в верхней части корпуса, расположена перпендикулярно к оси корпуса и обеспечивает уплотнение кольматационного слоя 3.

Разработан размерный ряд : **ОГМ 190**; **ОГМ 215; ОГМ 242**; **ОГМ 295**.

Разработчик : ОАО НПО «Буровая техника» – ВНИИБТ,
113114, Россия, Москва, Летниковская ул. 9
тел. (095) 236-01-70 факс (095) 959-67-11,
телетайп 112168 ДОЛОТО

Устройство УЗР

Устройство для заключительных работ (**УЗР**) предназначено для обработки ствола скважины перед спуском обсадной колонны в условиях Западной Сибири, где окончательный каротаж проводится в основном через бурильную колонну с воронкой.

УЗР позволяет по окончании геофизических работ, не поднимая инструмента, осуществлять "проработку" ствола скважины с закупоркой водоносных интервалов гидромеханическим способом.

УЗР используется вместо воронки **(рис. 10.7 а.).** Оно **(см. рис. 10.7)** состоит из корпуса 1, нижняя часть которого выполнена в виде воронки. Устройство имеет щетки 2 и насадки 3. По окончании геофизических работ и подъема приборов на поверхность в бурильные трубы 2 бросают пробку 4. Она садится в специальное седло в корпуса, перекрывает проходное отверстие 5. При промывке скважины за счет воздействия струи раствора и щеток производится гидромеханическая обработка ствола скважины **(см. рис.10.7б)** . В процессе обработки инструмент несколько раз приподнимается на 6-12 м и проворачивается на 15-30°. Устройство разработано для работы в скважинах диаметром 215,9 мм.

Разработчик : ОАО НПО «Буровая техника» – ВНИИБТ,
113114, Россия, Москва, Летниковская ул. 9
тел. (095) 236-01-70 факс (095) 959-67-11,
телетайп 112168 ДОЛОТО

10.2.2. Технические средства для работы в поглощающих скважинах.

Трехшарошечный расширитель 4РШ 190/320

Трехшарошечный расширитель **4РШ 190/320** **(рис.10.8.)** предназначен для расширения ствола скважины (при роторном способе бурения) с диметра 190,5 (215,9) мм до 270 или 320 мм с целью:

- спуска колонны или хвостовиков с меньшим межколонным зазором;
- установки перекрывающих устройств (**УПП**) для изоляции катастрофических поглощений промывочной жидкости;

- образования уступа или специальных расширений для зарезки нового ствола;

- повышения фильтрующей поверхности эксплуатационного горизонта.

Расширитель **(рис. 10.8.)** состоит из полого цилиндрического корпуса 1, на боковой поверхности которого размещены три раздвижные шарошечные секции 2. Внутри корпуса имеется система подвижных и неподвижных (относительно друг друга) деталей, обеспечивающих раскрытие шарошек.

Передача крутящего момента от бурильного инструмента к шарошкам осуществляется через вал 3**,** шпонку 4, муфту 5 и корпус 1.

Для предотвращения самопроизвольного раскрытия шарошечных секций расширитель снабжен стопорным устройством 6, срабатываемым при создании определенного перепада давления промывочной жидкости в насадке 7. Для направления потока жидкости на шарошки раздвижных секций внутри корпуса имеется отражатель 8.

Расширитель устанавливается в компоновке бурильного инструмента между долотом и бурильными трубами.

Техническая характеристика

Диаметр скважины, мм	
исходный	190,5
после расширения	270 или 320
Диаметр расширителя, мм	
по корпусу	173
по шарошкам (сложенным)	186
Длина расширителя, мм	
в транспортном положении	2400
в рабочем	2300
Масса изделия, кг	300
Присоединительная резьба по ГОСТ 5286—75	3-121

Разработчик : ОАО НПО «Буровая техника» – ВНИИБТ,
113114, Россия, Москва, Летниковская ул. 9
тел. (095) 236-01-70 факс (095) 959-67-11,
телетайп 112168 ДОЛОТО

Устройство для перекрытия зон поглощения (УПП)

Устройство предназначено для ликвидации катастрофических поглощений бурового раствора при бурении скважин в породах, имеющих трещины, каверны, горные выработки и т.д.

УПП позволяет реализовать беструбный способ крепления осложненных участков ствола скважины без изменения конструкции скважины. В зоне поглощения создается искусственная пористость, путем установки в осложненной зоне ячеистой оболочки. При заполнении оболочки цементным раствором она расширяется, воспроизводя в объеме конфигурации каверн, трещин и т.д.

Устройство **(рис.10.9.)** состоит из двух частей: многократно используемой, которая по окончании заливки извлекается на поверхность, и сменной -

оставляемой в скважине.

Основными элементами многократно используемой части является корпус 1, башмак предохранительный 2, труба центральная 3, переводник 4. Многократно используемая часть служит для предохранения ячеистой оболочки от повреждений во время спуска устройства в зону поглощения.

Основным элементом сменной части является высокопрочная ячеистая оболочка 5, закрепленная на перфорированной трубе 6.

Многократно используемая и сменная части соединяются при помощи штифта 7, срезаемого под давлением, возникающим при прокачке раствора в момент перекрытия отверстия в башмаке 8, спускаемым в бурильные трубы шаром 9.

Для центровки перфорированной трубы в корпусе устройства она снабжена центраторами 10. В зависимости от мощности зоны поглощения, диаметра скважины, размера каверн разработаны различные типоразмеры **УПП**.

Техническая характеристика

Диаметр скважины, минимальный, мм	190,5
Интервал перекрытия, м	до 25
Габаритные размеры устройства, мм	
- диаметр	160
- длина	44612-39240
Размер оболочки, мм	
- диаметр	200-1000
- длина	4000-25000
Перепад давления внутри корпуса (максимальный), МПа	20
Присоединительная резьба ГОСТ 5286-75	З-133
Масса (без оболочки),кг	75-685

Устройство на бурильных трубах устанавливают на естественный забой, искусственный мост или пакер - пробку. Затем в трубы бросают шар 9, который перекрывает отверстия в башмаке 8 и прокачивают буровой раствор для среза штифта 7, после чего инструмент и корпус 1 поднимают от забоя, обеспечивая полный выход оболочки. Затем в бурильные трубы закачивают порцию чистого цементного раствора, а потом - с добавкой наполнителя.

Благодаря высокой эластичности и растяжимости оболочки, она по мере заполнения расширяется до контакта со стенками скважины (каверны), воспроизводя ее объемную конфигурацию. По истечении срока ОЗЦ цементный мост разбуривается долотом, при этом разбуриваются и дюралюминиевые детали **УПП**, оставшиеся в скважине в процессе изоляционных работ.

Разработчик : ОАО НПО «Буровая техника» – ВНИИБТ,
113114, Россия, Москва, Летниковская ул. 9
тел. (095) 236-01-70 факс (095) 959-67-11,
телетайп 112168 ДОЛОТО

Ликвидация катастрофических поглощений с помощью ограничителя растекания тампонажной смеси

Ликвидация катастрофических поглощений производится в два этапа:

- перевод катастрофических поглощений в категорию средней и низкой интенсивности;
- ликвидация остаточного поглощения.

Общая характеристика изолируемой зоны поглощения

Коэффициент приемистости, $м^3$/ч-МПа	более 60
Коэффициент кавернозности	3-4
Длина изолируемого интервала за одну технологическую операцию, м.	не более 30
Максимальный диаметр каверн, мм	не более 1000

Ликвидация катастрофического поглощения производится с помощью устройства, ограничивающего растекание тампонажной смеси **(рис.10.10)** Оно размещается на конце колонны бурильных труб и доставляется в зону поглощения.

Устройство включает промежуточный переводник 1 **(рис.10.10),** регулируемый штуцер 2, переводник 3, корпус 4, центральную трубу 5 с закрепленным на ней хомутом 6, расширяющийся рукав 7, башмак 8, соединенный с перфорированным патрубком 9, на котором хомутами 6 крепится расширяющийся рукав 7, а также шар 10.

Основные параметры ограничителя растекания тампонажной смеси.

Ширина расширяющегося рукава в плоскосложенном виде, мм	350-440
Растяжимость в радиальном направлении,%.	не менее 300
Осевое разрывное усилие, кН	не менее 30

Разработчик : ОАО НПО «Буровая техника» – ВНИИБТ,
113114, Россия, Москва, Летниковская ул. 9
тел. (095) 236-01-70 факс (095) 959-67-11,
телетайп 112168 ДОЛОТО

Ликвидация поглощений с применением продавочной пробки для тампонажной смеси (ППТС)

Известен способ ликвидации катастрофических поглощений путем замедленной (с остановками) продавки тампонажной смеси по стволу к зоне проницаемых пород. Однако при его применении часто происходят прихваты бурильного инструмента.

Вследствие загустевания смеси продавка ее жидкостью приводит к оставлению на стенках скважины толстых корок (30-40 мм), так как после остановок и медленного продавливания из интервала, заполненного смесью, выдавливается только ее центральная часть.

ОАО НПО “Буровая техника” – ВНИИБТ разработан способ продавки тампонажной смеси с помощью специальной разбуриваемой пробки, при

которой более эффективно используется объем тампонажной смеси и исключаются аварии.

ППТС (рис.10.11) состоит из переводника 1, штока 2, шпонок 3, толкателя 4, седла 5, пробки 6, колец пружинных 7, замка 8, уплотнительного резинового элемента 9, проставки 10 и опорного кольца 11.

Устройство работает следующим образом:

После спуска пробки в скважину на необходимую глубину, через инструмент и продавочную пробку закачивают тампонажную смесь. После приведения параметров смеси к оптимальным в колонну бурильных труб забрасывается пробка 6, которая садится в седло 5 и перекрывает в нем центральное отверстие. При создании в трубах избыточного давления седло 5 вместе с пробкой 6 перемещается вниз. Вместе с седлом перемещаются шпонки 3, а вместе с ними, и толкатель 4, сжимающий уплотнительный элемент 9 до его контакта со стенками скважины. В этом положении происходит фиксация седла 5 при помощи пружинных колец 7, входящих в соответствующие пазы замка 8. Причем, величина перемещения подвижных деталей устройства и деформация уплотнительного элемента 9 зависят от диаметра скважины, в которой используется пробка продавочнал. После запакеровки устройства в стволе скважины колонну бурильных труб вращают вправо и отсоединяют ее вместе с переводником 1 от штока 2.

Таким образом продавливание тампонажной смеси в пласт осуществляется при рассоединенном резьбовом соединении переводника 1 и штока 2. Перемещение пробки происходит при приложении к ней части веса бурильного инструмента.

По окончании продавки тампонажной смеси колонна бурильных труб извлекается на поверхность. Разбуривание пробки не представляет затруднений, поскольку она изготавливается из легко разбуриваемых материалов.

Разработчик : ОАО НПО «Буровая техника» – ВНИИБТ,
113114, Россия, Москва, Летниковская ул. 9
тел. (095) 236-01-70 факс (095) 959-67-11,
телетайп 112168 ДОЛОТО

10.3. Инструмент для обеспечения установки пластовых перекрывателей

За последнее десятилетие Татарский научно-исследовательский и проектный институт нефти акционерного общества "Татнефть"(423200, Республика Татарстан, г.Бугульма, ул.Мусы Джалиля, 32) добился больших успехов в разработке и внедрении новых патентованных технологий бурения глубоких нефтяных и газовых скважин, позволяющих резко ускорить бурение, строительство, ввод новых и ремонт старых скважин.

Одной из таких технологий, широко применяемой при бурении скважин в Татарстане, Башкортостане, Самарской, Волгоградской и других областях Российской Федерации, странах СНГ, а также все шире применяемой в США и Канаде, является новая технология бурения скважин, от устья забоя

долотом одного выбранного размера, без установки целой серии традиционных промежуточных колонн.

Старая традиционная технология бурения предусматривала в зонах катастрофических поглощения или осыпания стенок установку промежуточных колонн с цементированием их затрубного пространства, заставляющих применять для бурения с каждой новой промежуточной колонной долота всё меньшего и меньшего диаметра. Кроме увеличения дополнительных затрат на обсадные трубы, цементирование затрубного пространства, эксплуатацию оборудования и оплату работы персонала, эта технология не гарантировала в случае установки дополнительных промежуточных колонн, не запланированных проектом, получения конечного диаметра обсадной трубы, заложенного в этом проекте, а значит и реального запланированного дебита скважины.

Новая технология позволяет решить все эти проблемы, построить скважину одного диаметра путём установки в критических зонах поглощения и осыпания стенок скважин стальных трубных перекрывателей.

Для её осуществления с помошью расширителей различных конструкций, спущенных на колонне бурильных труб в интервале несколько выше и ниже критической зоны, осуществляется расширение стенок скважины **(см. рис.10.12 а,б).** После окончания расширки и подъема расширителя, на колонне труб в расширенный интервал спускается гофрированный профильный перекрыватель, наружный диаметр которого после гофрирования позволяет осуществить его транспортировку внутри скважины. Давлением насосов гофры перекрывателя раскрываются, а его наружный диаметр увеличивается до стенки, прижимается к ней и перекрыватель фиксируется в нише, выполненной расширителем **(см.рис.10.12 в).**

Затем специальный развальцеватель спускается на той же колонне труб и заканчивает начисто расправление профиля трубного перекрывателя и обеспечивает надежное прижатие его к стенке скважины **(см.рис.10.12 г).** Внутренний диаметр перекрывателя после проработки развальцевателем становится одинаковым по всей длине, а его величина позволяет свободно проходить сквозь него долоту прежнего размера, которым бурилась скважина до появления критической зоны поглощения или осыпания стенок **(см.рис.10.12 д).**

В случае появления следующей критической зоны все перечисленные операции повторяются и устанавливается следующий перекрыватель. На практике его длина может составлять от 5 до 60 метров.

Коллектив ОАО "Волгабурмаш" совместно с ТатНИПИнефть традиционно активно участвует в решении вопросов создания патентноспособного инструмента для осуществления вышеуказанной технологии бурения и его промышленного освоения.

В этом разделе каталога приводятся краткие описания типов этого инструмента: одношарошечных нераздвижных долот расширителей **ОДР**; разддвижных расширителей **РРМ**; одношарошечных развальцевателей **ОРШ**; секционных развальцевателей **РШ**.

Расширитель РРМ 216/237

Расширители **РРМ 216/237** **(рис.10.13)** предназначены для работы в породах от мягких до твердых только для расширки диаметра скважин при установке в полученную нишу профильного перекрывателя. Расширители **РРМ** оснащены 3 выдвижными режущими секциями, каждая из которых состоит из корпуса плашки, шарошки и основания. Наружная поверхность корпуса плашки и шарошки вооружены твердосплавными породоразрушающими зубками. Секции расположены равномерно, под углом 120° по периметру корпуса, в пазах с наклонными направляющими, по которым плашки с шарошками выдвигаются за периметр корпуса гидравлическими толкателями до максимального диаметра - рабочего состояния.

Приводом для гидравлических толкателей является буровой раствор, подаваемый насосом на поршень, встроенный в корпус расширителя. Возврат секций в транспортное положение осуществляется усилием пружин, также установленных в корпусе расширителя, и срабатывающих после прекращения подачи давления бурового раствора. Шарошки установлены на опорах скольжения. По мере износа твердосплавного вооружения они легко заменяются на новые. Параметры и размеры расширителя **РРМ 216/237** приведены в **таблице 10.9.**

Развальцеватели одношарошечные типа ОРШ.

Развальцеватели типа **ОРШ** **(рис.10.14.)** предназначены для развальцовки и калибровки внутренних поверхностей профильных перекрывателей при установке их в скважине. Наружная поверхность единственной шарошки выполнена сферической. Продольно образующей профиля сферы выполнены пазы, служащие для охлаждения шарошки от перегрева во время вальцовки перекрывателя, а также ограничивают и формируют величину контактной поверхности шарошки с перекрывателем, необходимую для создания необходимой по расчету величины удельной контактной нагрузки, позволяющий обеспечить процесс развальцовки.

Для повышения износостойкости контактирующих поверхностей шарошки от износа при трении с развальцовываемой поверхностью перекрывателя, они могут наплавляться износостойким покрытием.

Опора развальцевателей одношарошечных также унифицирована с опорой одношарошечных долот и выполнена герметизированной и маслонаполненной по схеме: «подшипник скольжения - шариковый (замковый) - подшипник скольжения - упорный шариковый - концевой подшипник скольжения».

Развальцеватели **ОРШ-196, ОРШ-208, ОРШ-216**, выпускаемые ОАО " Волгабурмаш", предназначены для развальцовки профильных перекрывателей **ПП-216** и **ПП-216У** при установке их в скважине. Параметры развальцевателей **ОРШ** приведены в **таблице 10.10.**

Развальцеватели типа РШ.

Развальцеватели **(рис.10.15)** этого типа предназначены для развальцовывания трубных перекрывателей при установке их в нише на

стенке скважины.

Развальцеватели РШ состоят из 4-х секций последовательного размера, каждая из которых имеет по три развальцовывающих элемента, оснащенных шарошками с гладкой сферической поверхностью, подвижно закрепленными на цапфах с помощью стопорных колец. Элементы расположены равномерно, через 120°, по периметру корпуса секции.

Первые три секции последовательно увеличивающих диаметр, служат для предварительного развальцовывания, а последняя - для калибрования внутренней поверхности пере-крывателя. Параметры и размеры развальцевателей **РШ** приведены **в таблице 10.11.**

По заявкам потребителей в короткий срок могут быть спроектированы и освоены в производстве новые типы и размеры расширителей и развальцевателей.

Таблица 10.1. Техническая характеристика пакера типа 2ПВМ

Шифр пакера Наименование параметра	**2ПВМ-118-50**	**2ПВМ-122-50**	**2ПВМ-140-50**
Наружный диаметр пакера, мм,	118	122	140
Длина пакера, мм	1100	1100	1100
Диаметр проходного канала пакера, мм	50	50	50
Перепад давления, МПа	50	50	50
Присоединительная резьба НКТ по ГОСТ 633-80, мм	73	60/73	73
Масса, кг	40	40	50

Изготовитель : Фирма "СИНЕРГИЯ"
614014, Россия, г.Пермь, ул.Новозвягинская, 57, 134445 ОВОД,
факс (3422) 726396, тел.(3422) 671001

Таблица 10.2. Техническая характеристика якорей типа Я Г

Шифр пакера Наименование параметра	**Я Г-122-50**	**Я Г-140-50**
Наружный диаметр якоря, мм,	118	138
Длина якоря, мм	575	575
Диаметр проходного канала якоря, мм	50	50
Перепад давления, МПа	50	50
Присоединительная резьба НКТ по ГОСТ 633-80, мм	60/73	73
Масса, кг	25	25
Изготовитель: Фирма "СИНЕРГИЯ", 614014, Россия, г.Пермь, ул.Новозвягинская, 57, 134445 ОВОД, факс (3422) 726396, тел.(3422) 671001		

Таблица 10.3. Техническая характеристика пакера типа ПВ-ЯГ-Н-122-30

Шифр пакера Наименование параметра	**ПВ-Я Г-Н-122-30**
Наружный диаметр пакера, мм, не более	122
Длина пакера, мм	1500
Диаметр проходного канала пакера, мм	50
Максимальное рабочее давление, МПа,	30
Максимальная температура в скважине на глубине установки устройства, ^{o}C	100
Изготовитель: ГПО "Воткинский завод", 427410, Удмуртия, г.Воткинск, ул.Кирова, 2, 755435 СВЕТ, факс (34145) 20685, тел.(34145) 65592	

Таблица 10.4. Применение комплекса наполнителей в зависимости от типа проницаемых пород

Горные породы	Раскрытие поглощающих каналов, мм	Коэффициент удельной приемистости	Вид наполнителя	Условный размер частиц наполнителя, мм	Наименование наполнителя	Рекомендуемые комплексы по видам и размерам наполнителей
Пористые и мелко-трещиноватые	Меньше 1	0,1-1,0	Волокнистый	Меньше 3	Древесные опилки	1. Волокнистые + гранулированные упругие
			Гранулированный жесткий	Меньше 0,5	Песок	
			Гранулированный упругий	Меньше 3	Резиновая крошка	2. Волокнистые + гранулированные жесткие + бентонит
			Чешуйчато—пластинчатый	Меньше 1	Слюда	3. Гранулированные (жесткие,упругие) + чешуйчато-пластинчатые + бентонит
			Дисперсный		ВДР	
			Набухающй		Бентонит	

Продолжение

Продолжение таблицы 10.4. Применение комплекса наполнителей в зависимости от типа проницаемых пород

Горные породы	Раскрытие поглощающих каналов, мм	Коэффициент удельной приемистости	Вид наполнителя	Условный размер частиц наполнителя, мм	Наименование наполнителя	Рекомендуемые комплексы по видам и размерам наполнителей
Средне- и крупно-трещиноватые	1-10	1,1-3,0	Волокнистый	3-25	Кордное волокно, наполнитель хлопьевидный (НХ), кожа-"горох", НТП	1.Волокнистые + гранулированные жесткие
			Гранулированный жесткий	0,5-5,0	Песок, дробленый известняк, перлит, силикагель, ореховая скорлупа	2.Волокнистые + гранулированные упругие + чешуйчатые
			Гранулированный упругий	3-15	Резиновая крошка, ВОЛ,опилки	
			Чешуйчатый	1-10	Целлофан, слюда, наполнитель пластиковый	

Продолжение

Продолжение таблицы 10.4. Применение комплекса наполнителей в зависимости от типа проницаемых пород

Горные породы	Раскрытие поглощающих каналов, мм	Коэффициент удельной приемистости	Вид наполнителя	Условный размер частиц наполнителя, мм	Наименование наполнителя	Рекомендуемые комплексы по видам и размерам наполнителей
Средне-трещиноватые	10-20	3-5	Волокнистый	25-50	Улюк, хромовая стружка, НТП,НХ	1. Волокнистые + гранулированные жесткие
			Гранулированный жесткий	5-10	Гравий, щебень, керамзит,ореховая скорлупа, реактопласт	2. Волокнистые + гранули-рованные упругие + чешуйчатые
			Гранулированный упругий	15-30	ДР-25,НДР-10, НДР-15, ВОЛ-10, ВОЛ-15, ДРХ-25	
			Чешуйчатый	10-20	Слюда, целлофан	
			Из коагулюма латекса		Формируется в потоке цементного раствора	

Продолжение

Продолжение таблицы 10.4. Применение комплекса наполнителей в зависимости от типа проницаемых пород

Горные породы	Раскрытие поглощающих каналов, мм	Коэффициент удельной приемистости	Вид наполнителя	Условный размер частиц наполнителя, мм	Наименование наполнителя	Рекомендуемые комплексы по видам и размерам наполнителей
Крупно-трещиноватые	20-40	5-10	Волокнистый	50-100	Техническая кошма, улюк, хромовая стружка, НХ	1. Волокнистые + гранулированные жесткие
			Гранулированный упругий	10-20	Щебень, гравий, керамзит	2. Волокнистые+ гранулированные упругие+ чешуйчатые
				30-60	НДР-25, ПУН, ВОЛ-25, ВОЛ-50	
			Чешуйчатый	20-40	Целлофан, СФБ-20, СФБ-30	
			Пластинчатый	-	Глина, замазка	
			Из коагулюма латекса	50-100	Формируется в потоке цементного раствора	

Продолжение

Продолжение таблицы 10.4. Применение комплекса наполнителей в зависимости от типа проницаемых пород

Горные породы	Раскрытие поглощающих каналов, мм	Коэффициент удельной приемистости	Вид наполнителя	Условный размер частиц наполнителя, мм	Наименование наполнителя	Рекомендуемые комплексы по видам и размерам наполнителей
Крупно-трещиноватые и кавернозные	Больше 40	Больше 10	Волокнистый	100	Техническая кошма, улюк, НХ	1. Волокнистые + гранулированные жесткие 2. Волокнистые + гранулированные упругие
			Гранулированный жесткий	20	Щебень,гравий, керамзит	
			Гранулированный упругий	60	ВОЛ-50, ВОЛ-100, крупная кусковая резина	
			Крупно-размерный из коагулюма латекса	100 и более	Формируется в потоке водного раствора	

Приведенные максимальные размеры частиц волокнистых и гранулированных упругих наполнителей соответствуют наиболее мягким, легко деформируемым, таким, как кордное волокно, улюк, НТП, ВОЛ, хлопьевидная резина и т.д.

Таблица 10.5. Размеры частиц наполнителей типа НДР и области их применения.

Наполнитель	Размер частиц, мм	Раскрытие трещин, мм	Размер крупных частиц резины, мм	Количество крупных частиц резины, %
НДР-10	3-10	до 25	15	5
НДР-15	5-15	до 40	20	5
НДР-25	8-25	до 70	30	5

Разработчик : ОАО НПО «Буровая техника» – ВНИИБТ,
113114, Россия, Москва, Летниковская ул. 9,
тел. (095) 236-01-70 факс (095) 235-30-00, телетайп 112168 ДОЛОТО

Таблица 10.6. Основные характеристики наполнителей ПУН и ПУН-30

Наполнитель	Размер частиц, мм		Содержание частиц, % от всего состава
ПУН	30x10x5		75 – 80
ПУН-30	диаметр	толщина	
	20	4 – 5	25 - 30
	10	2 – 3	35 – 40
	5	2 – 3	25 – 30
	3	3	До 15

Разработчик : ОАО НПО «Буровая техника» – ВНИИБТ,
113114, Россия, Москва, Летниковская ул. 9,
тел. (095) 236-01-70 факс (095) 235-30-00, телетайп 112168 ДОЛОТО

Таблица 10.7. Типы и фракционный состав наполнителя ВОЛ

Тип наполнителя	Размер частиц, мм	Допустимые отклонения размера частиц	
		мм	%
ВОЛ-10	3-10	До 15	Не более 10
ВОЛ-15	5-15	20	10
ВОЛ-20	8-25	30	15
ВОЛ-50	15-50	60	20
ВОЛ-100	25-100	120	30

Разработчик : ОАО НПО «Буровая техника» – ВНИИБТ,
113114, Россия, Москва, Летниковская ул. 9,
тел. (095) 236-01-70 факс (095) 235-30-00, телетайп 112168 ДОЛОТО

Таблица. 10.8. Размеры частиц НТП.

Содержание фракций, %	Размер частиц, мм
85	До 5
10	5-25
5	До 30

Разработчик : ОАО НПО «Буровая техника» – ВНИИБТ,
113114, Россия, Москва, Летниковская ул. 9,
тел. (095) 236-01-70 факс (095) 235-30-00, телетайп 112168 ДОЛОТО

Таблица 10.9 Параметры и размеры расширителя РРМ 216/237.

Тип расширителя	Диаметр расширителя, мм		Кол-во плашек (шарошек) шт.	Присоединительная резьба		Длина корпуса, мм	Масса, кг
	в транс-лортном положении	в рабочем положении		верхняя	нижняя		
РРМ 216/237	200	237	3 (3)	З-147	З-117	1500	200

Изготовитель: АО "Волгабурмаш",
Россия, 443004, г. Самара, ул. Грозненская, 1
Тел.(8462)30-30-70, 30-90-79. Факс (8462)30-23-72, 30-27-52,

Таблица 10.10. Параметры и размеры развальцевателей ОРШ

Тип развальцевателя	Диаметр Шарошки,мм	Присоединительная резьба	Осевая нагрузка Кн	Высота, мм	Масса, кг
ОРШ-196	196	ниппель 3-117	300	350	37
ОРШ-208	208	ниппель 3-117	350	350	40
ОРШ-216	216	ниппель 3-117	380	350	45
Изготовитель: АО "Волгабурмаш", Россия, 443004, г. Самара, ул. Грозненская, 1 Тел.(8462)30-30-70, 30-90-79. Факс (8462)30-23-72, 30-27-52,					

Таблица 10.11. Параметры и размеры развальцевателей РШ.

Тип секции развальцевателя	Калиброванный диаметр, получаемый после развальцевания, мм	Масса, кг
РШ-102	102	11,7
РШ-108	108	13,8
РШ-114	114	15,8
РШ-120	120	18,1
РШ-128	128	20,3
РШ-134	134	22,7
РШ-140	140	23,3
РШ-146	146	26,0.

Изготовитель: ОАО "Волгабурмаш",
Россия, 443004, г. Самара, ул. Грозненская, 1
Тел.(8462)30-30-70, 30-90-79. Факс (8462)30-23-72, 30-27-52,



Рис. 10.1. Пакер типа 2ПВМ.

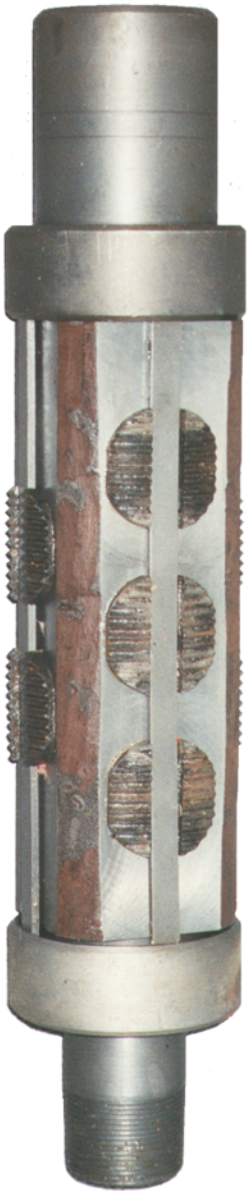


Рис. 10.2. Якорь типа ЯГ.

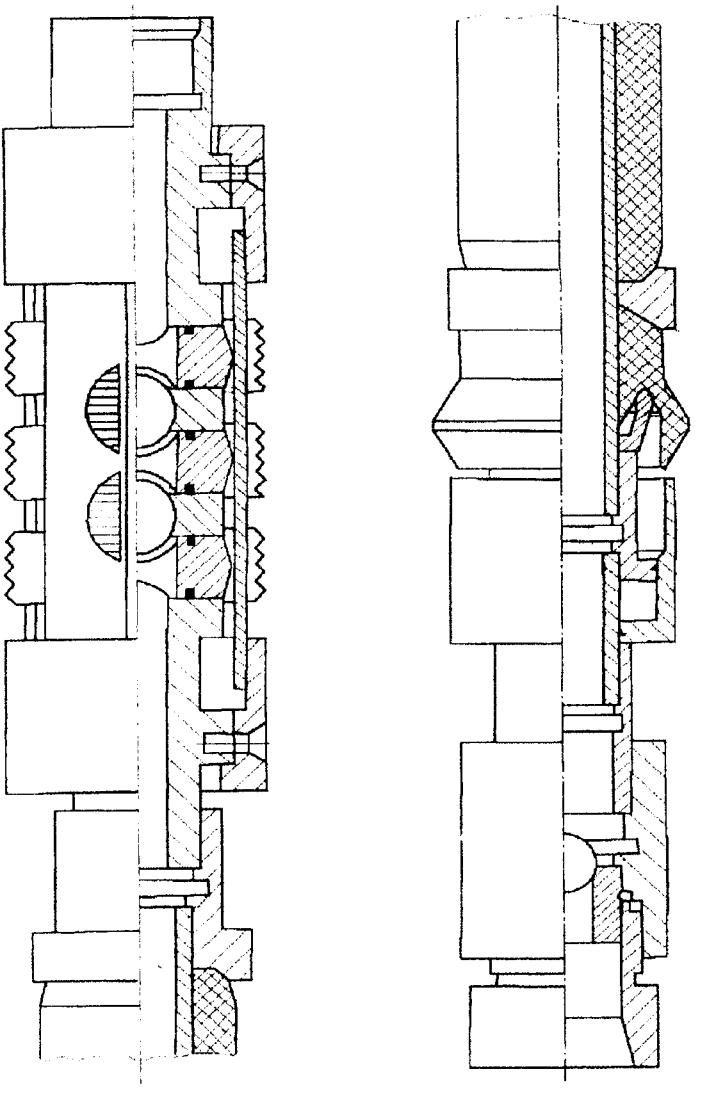


Рис.10.3. Пакер типа ПВ-ЯГ-Н-122-30.

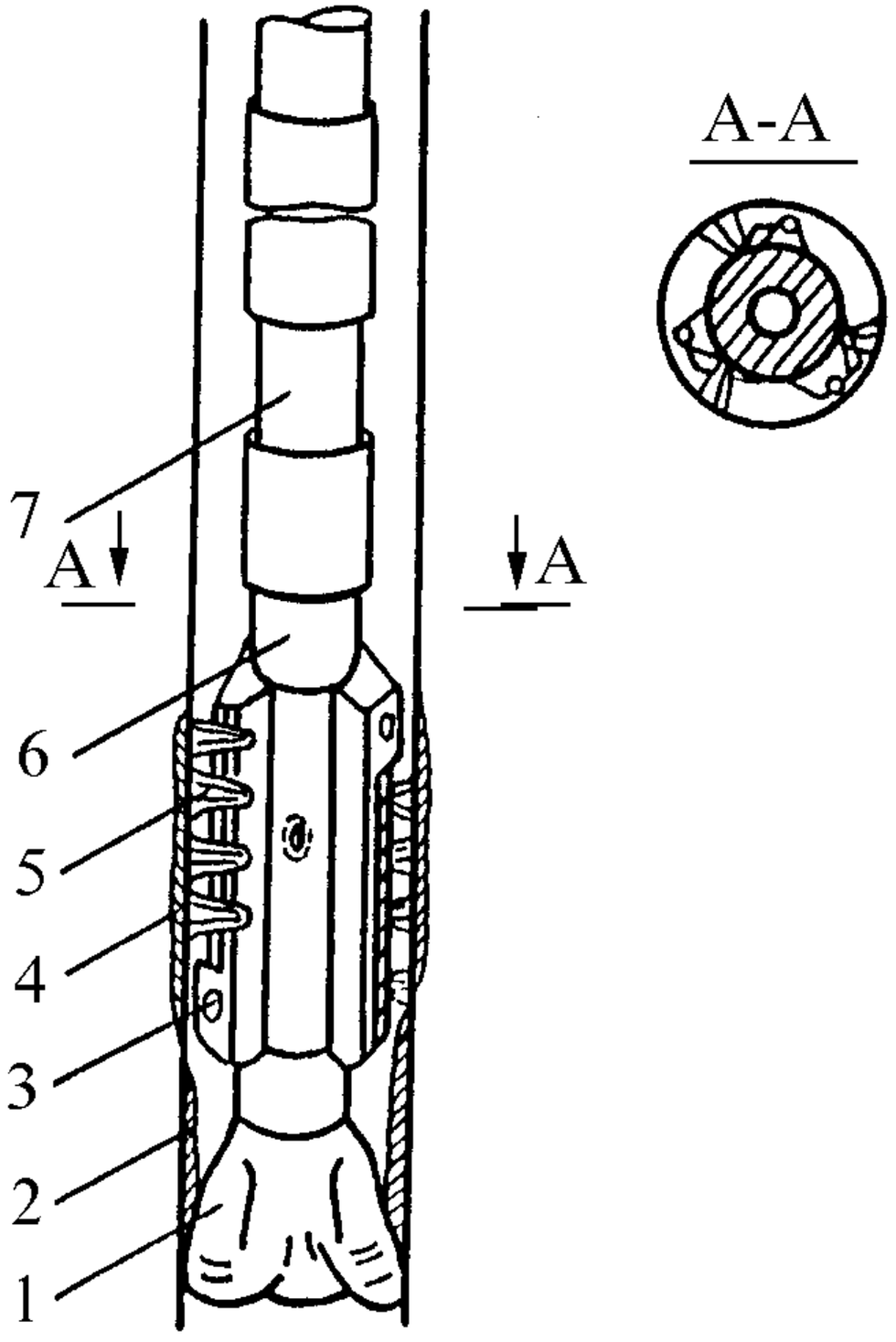


Рис.10.4. Очиститель гидромеханический ОГМБ.

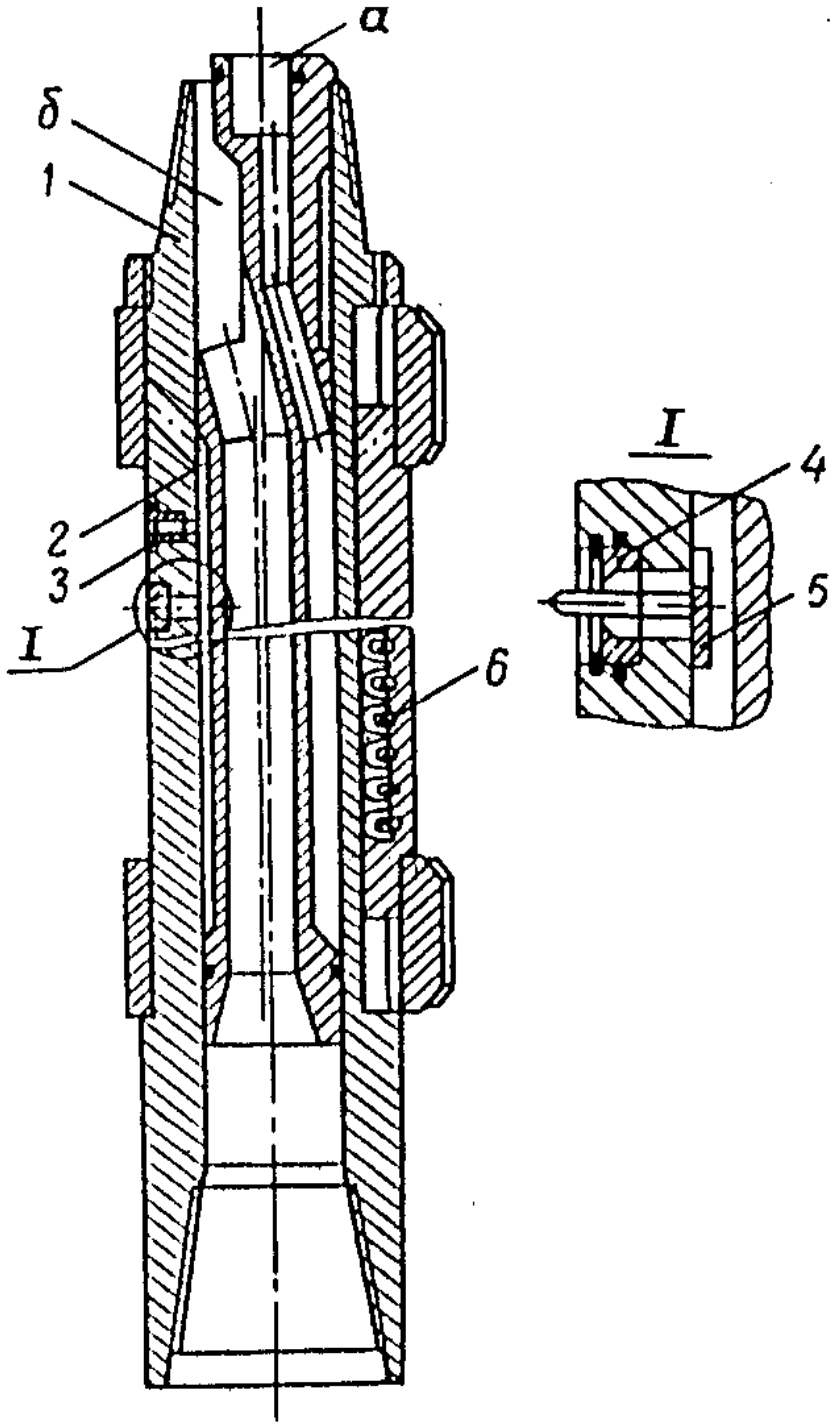


Рис.10.5. Устройство ОГМТ для обработки проницаемых пород.

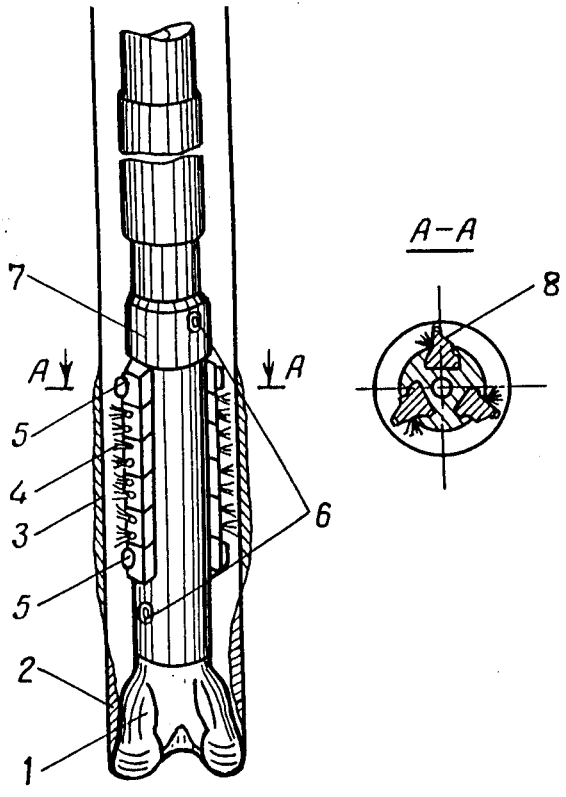


Рис.10.6. Очиститель гидромеханический ОГМ.

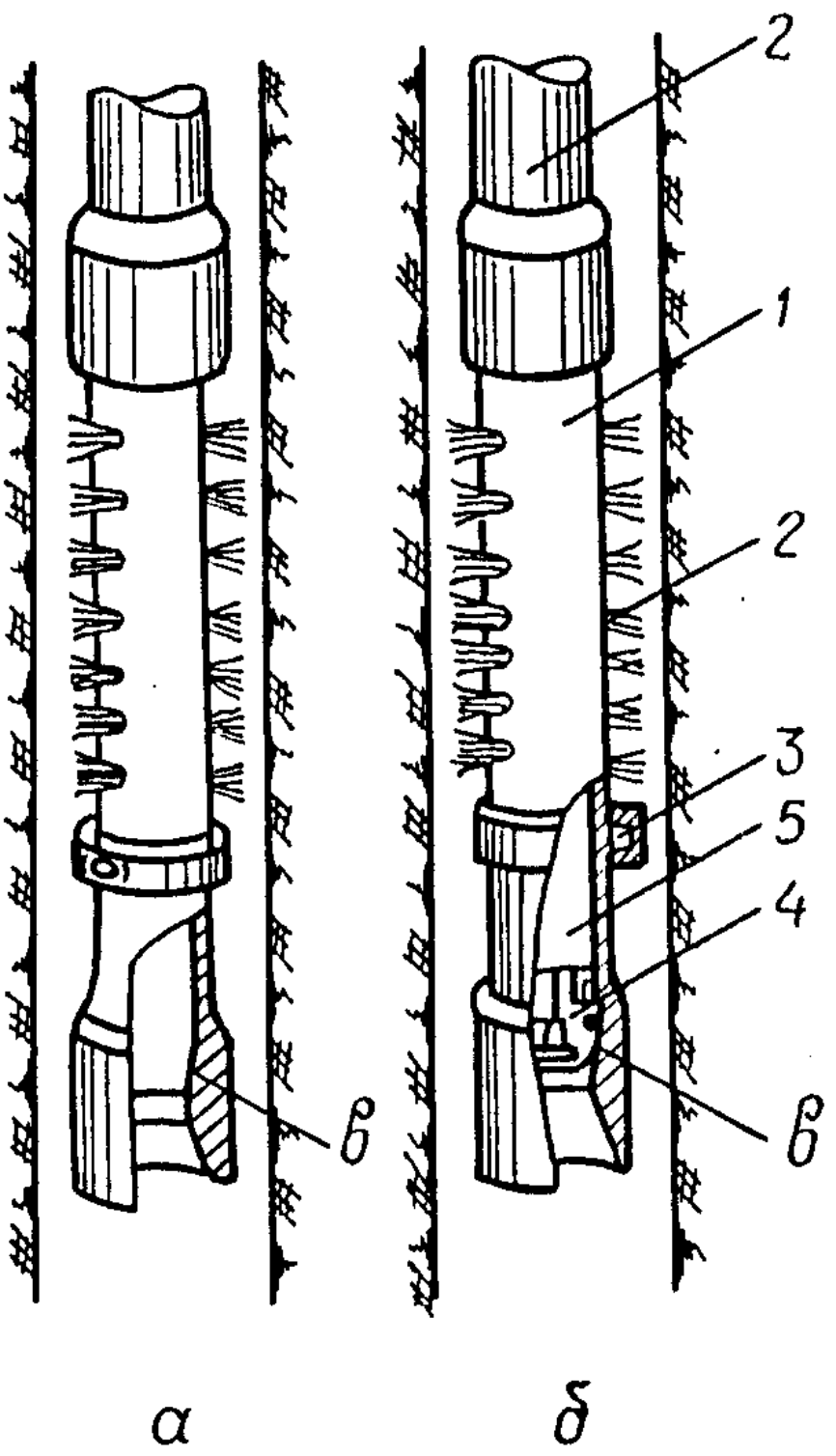


Рис.10.7. Устройство УЗР для проведения заключительных работ в скважине.

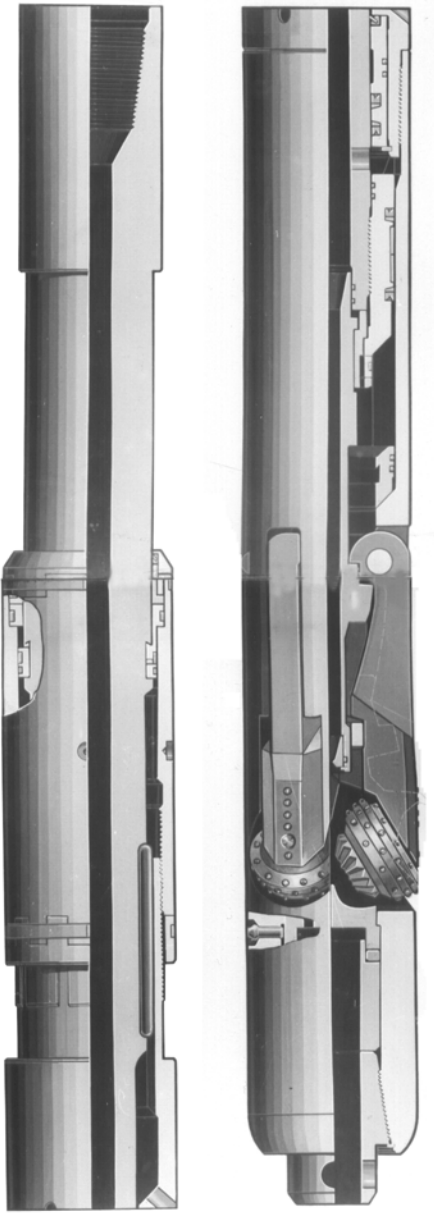


Рис.10.8. Расширитель 4РШ190/320.

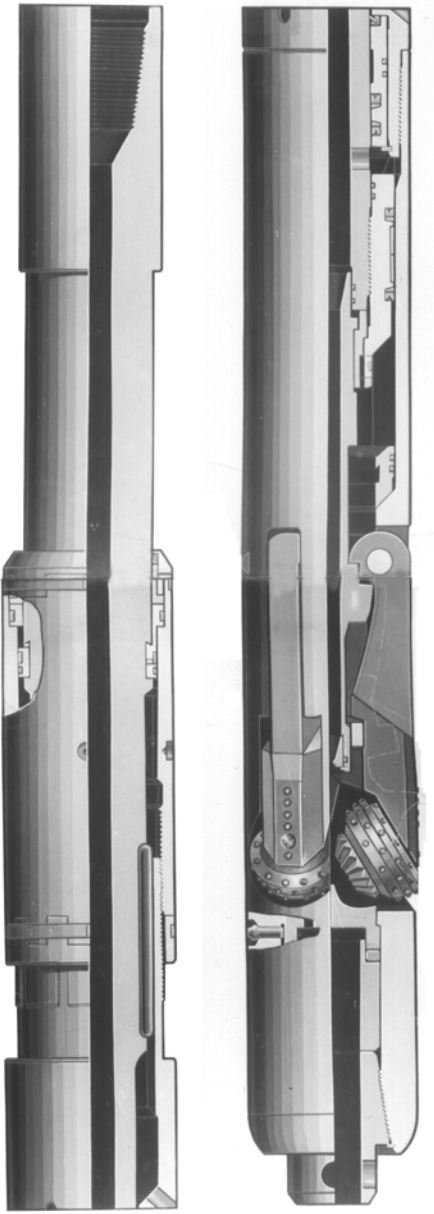


Рис.10.8. Расширитель 4РШ190/320.

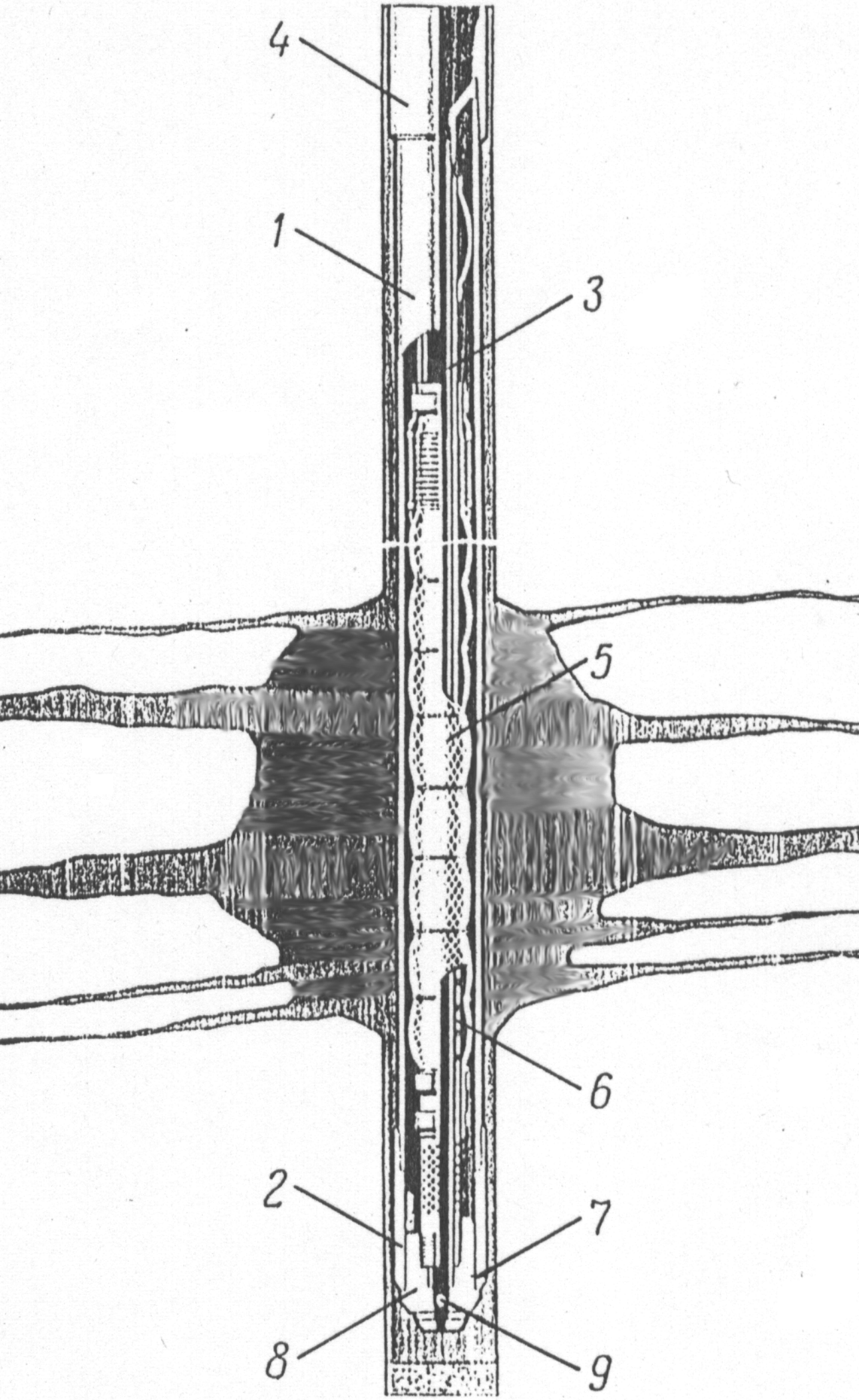


Рис.10.9. Устройство для перекрытия зон поглощения (УПП).

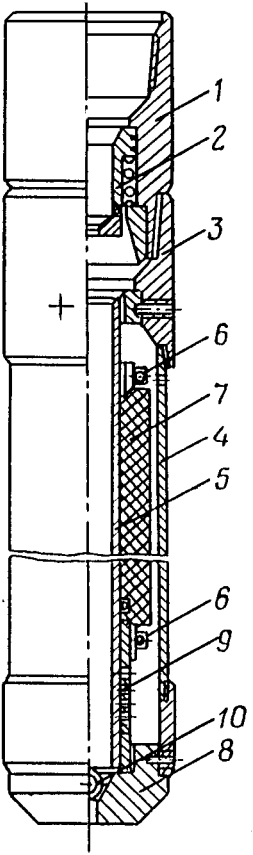


Рис.10.10. Ограничитель растекания тампонажной смеси.

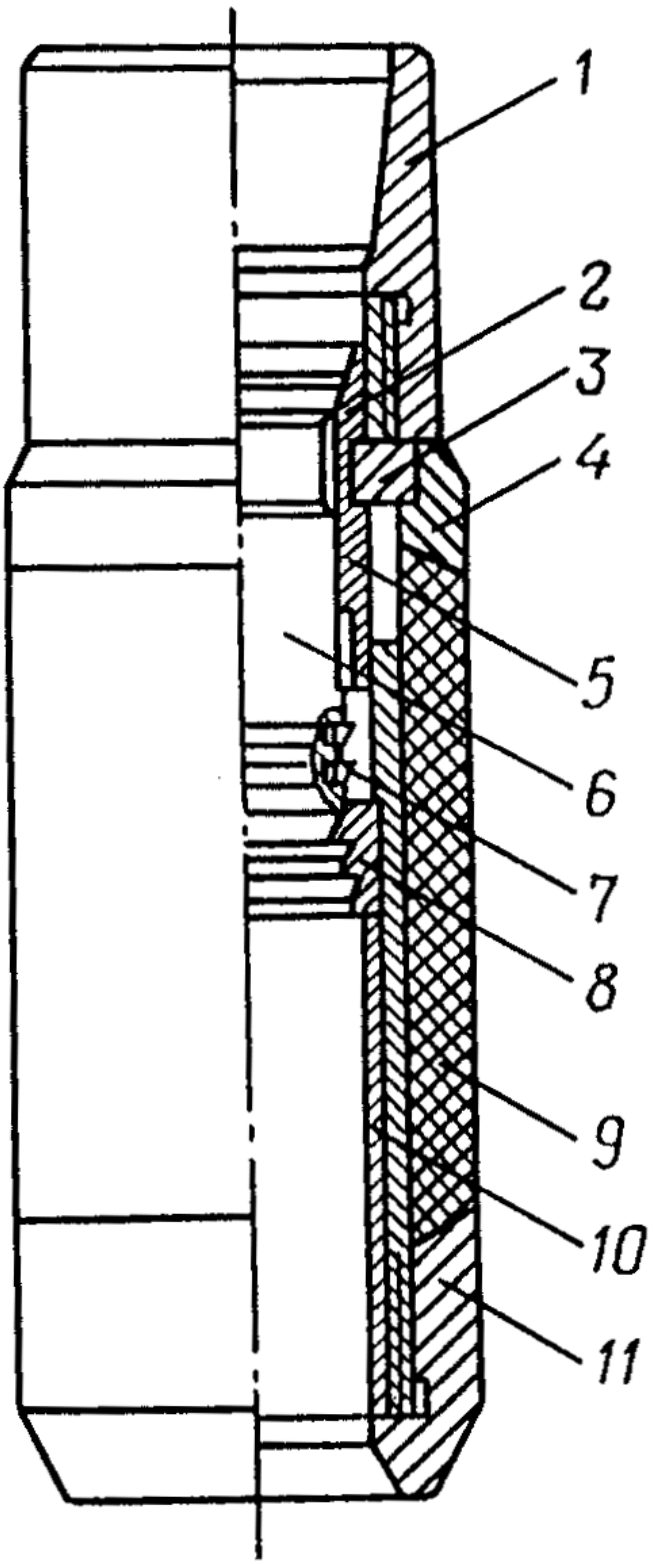


Рис.10.11. Продавочная пробка ППТС.



Рис. 10.12. Инструмент для установки пластовых перекрывателей.



Рис. 10.13. Расширитель раздвижной типа РРМ.

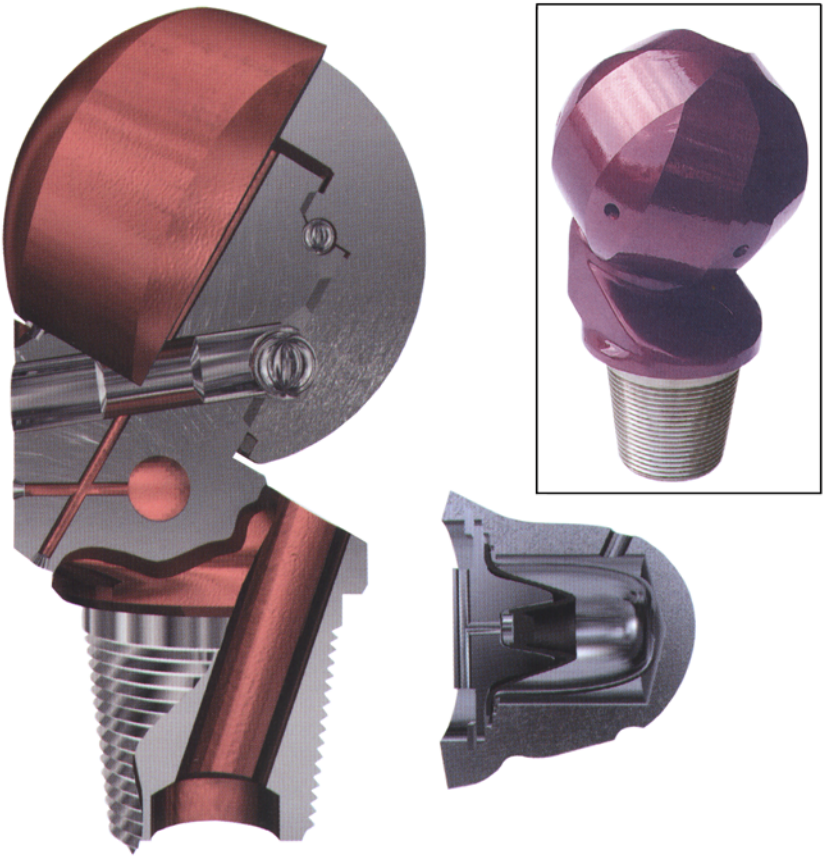


Рис. 10.14. Развальцеватель типа ОРШ.

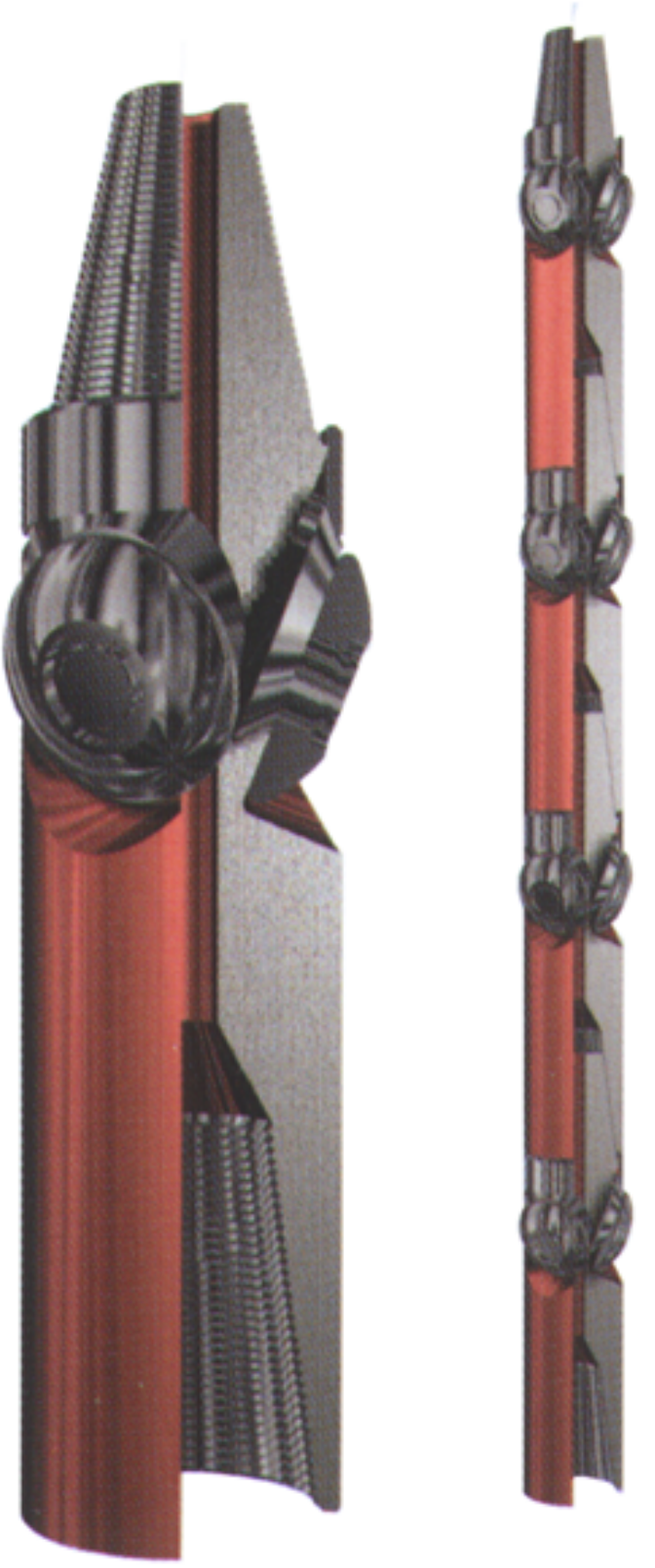


Рис. 10.15. Развальцеватель типа РШ.

Выпуск 13. Оборудование для капитального ремонта скважин.

13. 1. Мостовая пробка типа МП1.

13. 2. Пакер - подвеска типа ПП.

13. 3. Пакер типа ПЗКН.

13. 4. Гидравлическое пакерующее устройство типа ПРГС.

13. 5. Гидравлическое пакерующее устройство типа ПРСМ.

13. 6. Пакерующее устройство типа УИП.

13. 7. Пакер гидромеханический типа ПГМ - 195.

13. 8. Шарнирная компановка типа ШК - 73.

Выпуск 13. Оборудование для капитального ремонта скважин.

13. 1. Мостовая пробка типа МП1.

Мостовая пробка **(рис.13.1)** предназначена для установки разобщающих мостов в эксплуатационных обсадных колоннах при:

- консервации скважин;
- временной изоляции нижележащего пласта (пластов);
- полном отключении нижележащих продуктивных обводненных пластов. Мостовая пробка включает узел установки 1 и пробку уплотнительную 2.. Мостовая пробка спускается на НКТ и устанавливается гидравлически, путем создания в НКТ избыточного давления.

Применение в мостовой пробке материалов из алюминия и серого чугуна позволяет при необходимости ее легко разбурить.

Технические параметры пробок типа МП1 приведены в **таблице 13.1.**

13. 2. Пакер - подвеска типа ПП.

Пакер-подвеска **ПП** **(рис.13.2)** предназначен для установки и герметизации потайных обсадных колонн (хвостовиков) в предыдущей эксплуатационной колонне при заканчивании скважин.

Пакер-подвеска с хвостовиком спускается в скважину на бурильных или насосно-компрессорных трубах. Установка пакер-подвески осуществляется гидравлически с устья скважины. Отсоединение бурильных труб от пакера-подвески производится осевым натяжением труб после сброса с устья скважины ударного груза или их вращением вправо.

Пакер-подвеска состоит из уплотнительной головки 1 и узла установки (отсоединения) 2.

Технические параметры пакеров-подвесок типа **ПП** приведены в **таблице 13.2.**

13. 3. Пакер типа ПЗКН для защиты эксплуатационных колонн в нагнетательных скважинах.

Пакер типа **ПЗКН** **(рис.13.3.)** предназначен для защиты эксплуатационных колонн от гидродинамических воздействий в скважинах.

Пакер спускается в скважину на насосно-компрессорных трубах. Установка пакера осуществляется гидравлически с устья скважины, а съем - осевым натяжением насосно-компрессорных труб.

В верхней части пакер оснащается гидравлическим якорем.

Технические параметры пакеров типа ПЗКН приведены в **таблице 13.3.**

13. 4. Гидравлическое пакерующее устройство типа ПРГС.

Гидравлическое пакерующее устройство типа **ПРГС** **(рис.13.4.)** предназначено для проведения следующих технологических операций при заканчивании, ремонте и эксплуатации скважин, в том числе горизонтальных:

- закачки изоляционных материалов в обводнившуюся часть продуктивного пласта с целью ограничения водопритока или в приствольную

зону через специальнные отверстия в обсадной колонне для ликвидации заколонных перетоков;
- поинтервальной обработки продуктивных пластов методом закачки реагентов в заданные интервалы пласта (пластов);
- поинтервальной опрессовки обсадных колонн при поиске мест негерметичности;
- освоении пластов.

Пакерующее устройство состоит из верхнего 1 и нижнего 2 уплотнительных узлов, между которыми расположен клапан 3.

Многократная установка устройства в скважине обеспечивается созданием избыточного давления свыше 4 МПа, съем устройства осуществляется натяжением НКТ.

Технические характеристики устройств типа **ПРГС** представлены в **таблице 13.4**.

13. 5. Гидравлическое пакерующее устройство типа ПРСМ.

Гидравлическое пакерующее устройство типа ПРСМ **(рис.13.5.)** предназначено для проведения следующих технологических операций при ремонте скважин:
- закачки изоляционных материалов в обводнившуюся часть продуктивного пласта с целью ограничения водопритока или в приствольную зону
- через специальнные отверстия в обсадной колонне для ликвидации заколонных перетоков;
- поинтервальной обработки и гидрокислотных разрывов продуктивных пластов методом закачки реагентов в заданные интервалы пласта;
- поинтервальной опрессовки и поиске мест негерметичности обсадных колонн;
- опрессовки устьевых колонных головок.

Пакерующее устройство состоит из верхнего 1 и нижнего 2 уплотнительных узлов с манжетными пакерующими элеменнтами, между которыми расположен клапан 3.

Технические характеристики устройств типа **ПРСМ** представлены в **таблице 13.5.**

13. 6. Пакерующее устройство типа УИП.

УИП **(рис.13.6)** является многофункциональным устройством, предназначенным для мзоляции (отключения) пластов или отдельных интервалов пласта, а также мест нарушения обсодных колонн при освоении, эксплуатации, исследовании и ремонте скважин с целью:
- освоения нижнего, среднего или верхнего пласта в скважинах с несколькими вскрытыми продуктивными пластами;
- проведения геофизических исследований по всему стволу скважины с вскрытыми продуктивными пластами;
- эксплуатации скважин при возврате на нижележащие или при переходе на вышележащие продуктивные пласты;
- ограничения водопритока при изоляционных работах в скважинах;

- восстановления герметичности обсадных колонн;
- консервации скважин.

Устройство включает съемно-стыковочный узел 1, верхний 2 и нижний 3 уплотнительные узлы, обратный клапан 4.

Устройство спускается в скважину на насосно-компрессорных трубах.

Установка устройства осуществляется гидравлически.

Расстояние между уплотнительными узлами, а также их количество подбирается в зависимости от геолого-технических условий.

Технические характеристики устройств типа УИП представлены в **таблице 13.6**.

13. 7. Пакер гидромеханический типа ПГМ - 195.

Пакер типа **ПГМ-195** **(рис.13.7.)** применяется для установки в необсаженных скважинах нефтяных и газовых месторождений при исследовании и изоляции зон поглощения.

Пакер состоит из 3-х основных узлов: якорного, уплотнительного и штуцерного.

Техническая характеристика пакера гидромеханического типа **ПГМ-195** представлена в **таблице 13.7.**

13. 8. Шарнирная компановка типа ШК - 73.

Шарнирная компановка типа **ШК-73** **(рис.13.8.)** предназначена для обеспечения свободного прохождения колонн в искривленные и горизонтальные участки ствола скважины, при малых радиусах искривления и небольших зазорах между колонной и стенкой скважины.

В состав изделия входят: корпус, ниппель, патрубки шарнирные, втулка нажимная, кольца.

Техническая характеристика шарнирной компановки типа **ШК-73** представлена в **таблице 13.8.**

Таблица 13.1. Технические параметры мостовых пробок типа МП1

Шифр пробки Наименование параметров	**МП1- 140**	**МП1- 146**	**МП1-168**	**МП1- 178**
Условный диаметр обсадных колонн, для которых предназначена мостовая пробка, мм	140	146	168	178
Наружный диаметр мостовой пробки, мм	113	120	139	145
Наружный диаметр центратора, мм	118*)	124*)	142*)	150*)
Длина мостовой пробки,мм	1785	1785	1785	1785
Масса мостовой пробки,кг	60	63	70	75
Максимальное давление при установке мостовой пробки, МПа	20	20	20	20
Максимальный перепад давления между разобщаемыми зонами в обсадной колонне, МПа	30	30	30	30
Максимальная температура в скважине на глубине установки мостовой пробки, ^{o}C	150	150	150	150

Разработчик и поставщик: ОАО НПО"Буровая техника"-ВНИИБТ,
113114, Россия, г.Москва, ул.Летниковская, 9,
телетайп 112168 ДОЛОТО,факс.(095) 2353000, тел.(095) 2360170

Примечание.*)При необходимости диаметр центратора может быть уменьшен.

Таблица 13.2. Технические параметры пакеров-подвесок типа ПП

Шифр пакера-подвески Наименование параметров	**ПП-140**	**ПП-146**	**ПП-168**
Условный диаметр обсадной колонны, в которой устанавливается пакер-подвеска, мм	140	146	168
Наружный диаметр пакер- -подвески, мм	112	147	138
Диаметр проходного канала пакер-подвески, мм	65	65	85
Длина пакер-подвески, мм	1020	1020	1020
Максимальная осевая нагрузка на пакер- подвеску, кН	250	250	250
Максимальный перепад давления между разобщаемыми зонами в обсадной колонне, МПа	30	30	30
Максимальная температура в скважине на глубине установки пакер-подвески, ^{o}C	150	150	150

Разработчик и поставщик: ОАО НПО"Буровая техника"-ВНИИБТ,
113114, Россия, г.Москва, ул.Летниковская, 9,
телетайп112168 ДОЛОТО,факс.(095)2353000, тел.(095)2360170

Таблица 13.3. Технические параметры пакеров типа ПЗКН

Шифр пакера Наименование параметров	**ПЗКН- 14**	**ПЗКН-127**	**ПЗКН-146**	**ПЗКН-168**
Условный диаметр обсадной колонны, мм	114	127	140; 146	168
Максимальный наружный диаметр пакера, мм	94	103	122	144
Длина пакера, мм	1340	1390	1500	1540
Масса пакера, кг	28	35	53	72
Максимальный перепад давления на уплотнительные элементы пакера, МПа	35	35	35	35
Максимальная рабочая температура, ^{o}C	100	100	100	100

Разработчик и поставщик: ОАО НПО"Буровая техника"-ВНИИБТ,
113114, Россия, г.Москва, ул.Летниковская, 9,
телетайп 112168 ДОЛОТО,факс.(095) 2353000, тел.(095) 2360170

Таблица 13.4. Техническая характеристика устройств типа ПРГС

Шифр устройств Наименование параметра	**ПРГС- 114**	**ПРГС- 146**	**ПРГС- 168**
Условный диаметр обсадной колонны, мм	114	140; 146	168
Наружн.диаметр устройства,мм	86	115	135
Длина устройства, мм *)	4000	4000	4000
Максимальный перепад давления на уплотнительные узлы устройства, МПа	40	30	30
Максимальная температура в скважине на глубине установки устройства, оС	100	100	100
Разработчик и поставщик: ОАО НПО"Буровая техника"-ВНИИБТ 113114, Россия, г.Москва, ул.Летниковская, 9, телетайп 112168 ДОЛОТО,факс.(095)2353000,тел.(095)2360170			

Примечание. *) При минимальном расстоянии между пакерующими элементами уплотнительных узлов - 1,8 м.

Таблица 13.5. Техническая характеристика устройств типа ПРСМ

Шифр устройства Наименование параметра	**ПРСМ- 114**	**ПРСМ- 146**	**ПРСМ- 168**	**ПРСМ- 219**
Условный диаметр обсадной колонны,	114	140; 146	168	219
Наружный диаметр устрйства, мм	92	118	140	185
Длина устройства, мм *)	2500	2500	2500	2500
Максимальный перепад давления на уплотнитель ные узлы устройства,МПа	45	35	30	25
Максимальная температура в скважине на глубине установки устройства, °С	100	100	100	100

Разработчик и поставщик: ОАО НПО"Буровая техника"-ВНИИБТ,
113114, Россия, г.Москва, ул.Летниковская, 9,
112168 ДОЛОТО,факс.(095) 2353000, тел.(095) 2360170

Примечание. *) При минимальном расстоянии между пакерующими элементами уплотнительных узлов - 1,2 м.

Таблица 13.6. Техническая характеристика устройств типа УИП

Шифр устройства Наименование параметра	**УИП-146**	**УИП- 168**
Условный диаметр обсадной колонны, мм	140; 146	168
Наружный диаметр устрйства (уплотнительных элементов устройства) для обсадных колонн 140, 146, 168 мм с внутренним диаметром, мм:		
122 - 124	116(114)	-
125 - 128	119(118)	-
129 - 132	123(122)	-
144 - 146	-	138(136)
147 - 150	-	141(140)
151 - 154	-	145(144)
Длина устройства, мм	3000	3000
Диаметр проходного канала устр ва, мм	50	65
Максимальный перепад давления на уплотнительные узлы устройства,МПа	15	15
Максимальная температура в скважине на глубина установки устройства, оС	120	120
Перепад давления в устройстве при запакеровке уплотнительных узлов и для открытия проходного канала	13,5	13,5
Максимальное усилие натяжения НКТ для съема устройства и извлечения из скважины, кН	70	100

Разработчик и поставщик: ОАО НПО"Буровая техника"-ВНИИБТ,
113114, Россия, г.Москва, ул.Летниковская, 9,
телетайп 112168 ДОЛОТО,факс.(095) 2353000, тел.(095) 2360170

Таблица 13.7. Техническая характеристика пакера типа ПГМ-195

Наименование параметра / Шифр пакера	**ПГМ-195**
Наружный диаметр пакера, мм, не более	195
Длина пакера, мм, не более	2260
Диаметр проходного канала пакера, мм	70
Диаметр пакера по плашкам, мм - в транспортном положении, не более; - в рабочем положении, не менее	 193 230
Присоединительная резьба по ГОСТ 5286-80	3-147
Масса пакера, кг	240
Допустимый перепад давления на пакер, МПа, не более	16
Максимальная температура в скважине на глубине установки устройства, оС	100
Перепад давления в устройстве при запакеровке уплотнительных узлов, МПа	23
Осевая нагрузка на резиновые уплотнительные узлы при запакеровке, кН	120

Изготовитель: ГПО "Воткинский завод",
427410, Удмуртия, г.Воткинск, ул.Кирова 2,
755435 СВЕТ, факс. (34145) 20685, тел.(34145) 65592

Таблица 13.8. Техническая характеристика компановки типа ШК 73

Шифр компоновки Наименование параметра	**ШК-73**
Допустимая осевая нагрузка, кН	240
Допустимый перепад давления, МПа	35
Минимальный диаметр ствола скважин,мм	117
Полный угол поворота шарнира, град.	6
Длина шарнира, мм	2100
Наружный диаметр макс., мм	100
Масса, кг	27,7

Изготовитель: АООТ"Хадыженский машзавод", 352671, Россия, г.Хадыженск, ул. Промысловая, 24 211622 УЗОР, факс. (86152) 91850, тел.(86152) 71608

Таблица 13.9. Технические характеристики долота У83РС

Номинальные размеры	
Длина долота, мм	190
Длина шейки долота, мм	130
Длина калибрующей поверхности,	30
Диаметр по шейке долота, мм	65
Присоединительная резьба	3-50
Характеристики долота	
Профиль	короткий
Тип резца	твердосплавная пластина
Количество резцов, шт	6
Промывочные отверстия	7 (постоянные)
Режимы бурения	
Расход промывочной жидкости, л/сек	6-8
Нагрузка на долото, тс	0,5-1
Частота вращения долота, об/мин	50-60
Изготовитель:СП ЗАО "УДМУРТСКИЕ ДОЛОТА**"**, 426057, Удмуртия, г.Ижевск, ул. Красноармейская, 182. Тел.: (3412) 48-32-98, Факс: (3412) 78-07-97	

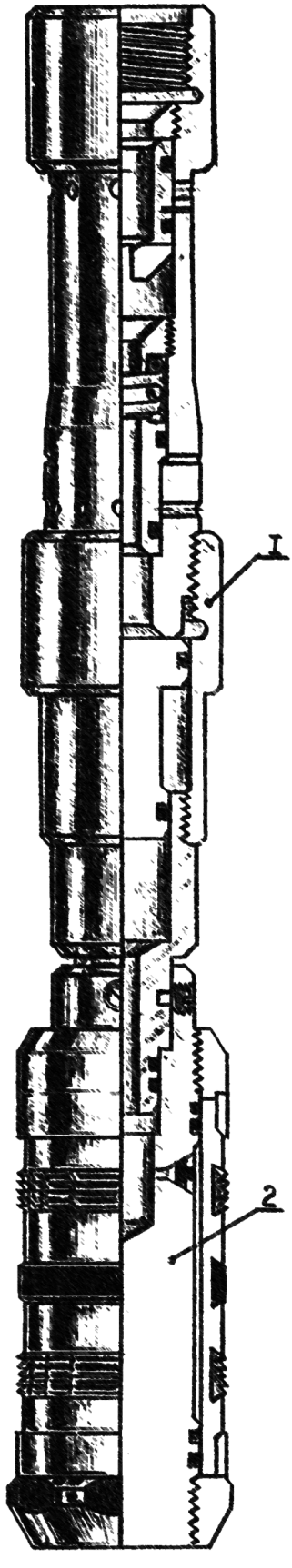


Рис. 13.1. Мостовая пробка типа МП1.

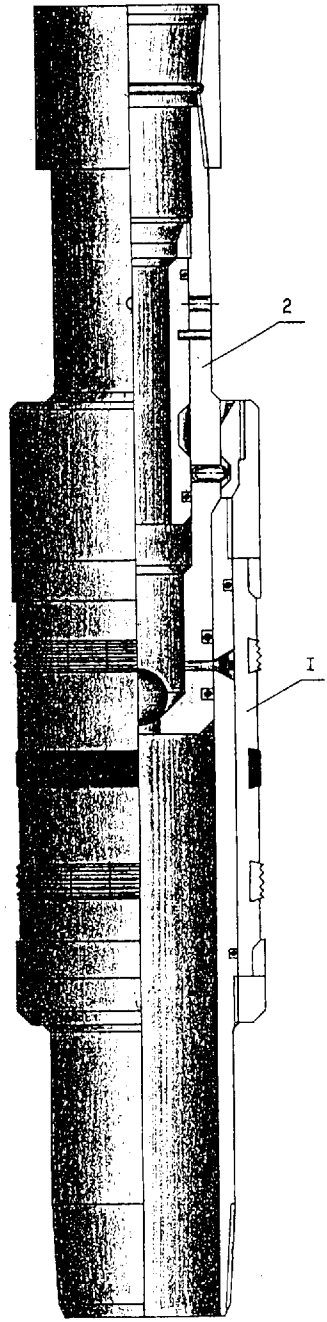


Рис.13.2. Пакер - подвеска ПП.

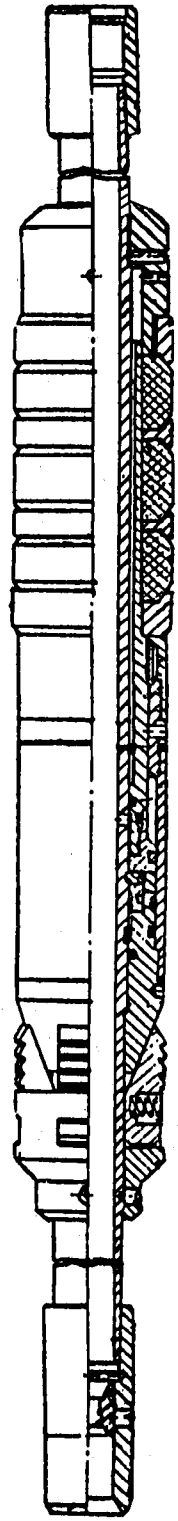


Рис.13.3. Пакер типа ПЗКН.

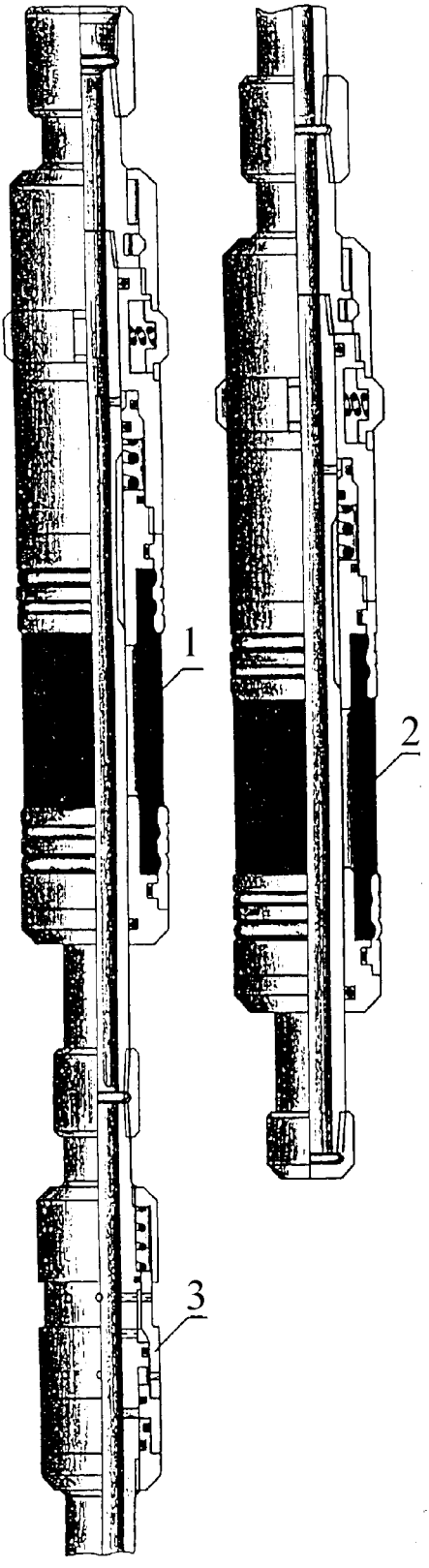


Рис.13.4. Гидравлическое пакерующее устройство типа ПРГС.

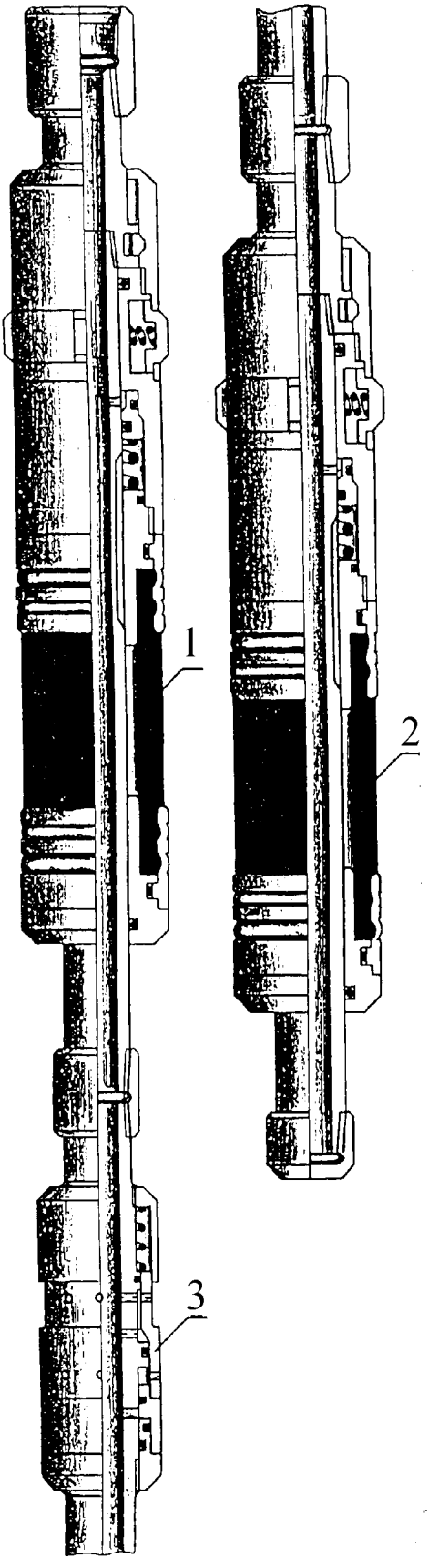


Рис.13.4. Гидравлическое пакерующее устройство типа ПРГС.

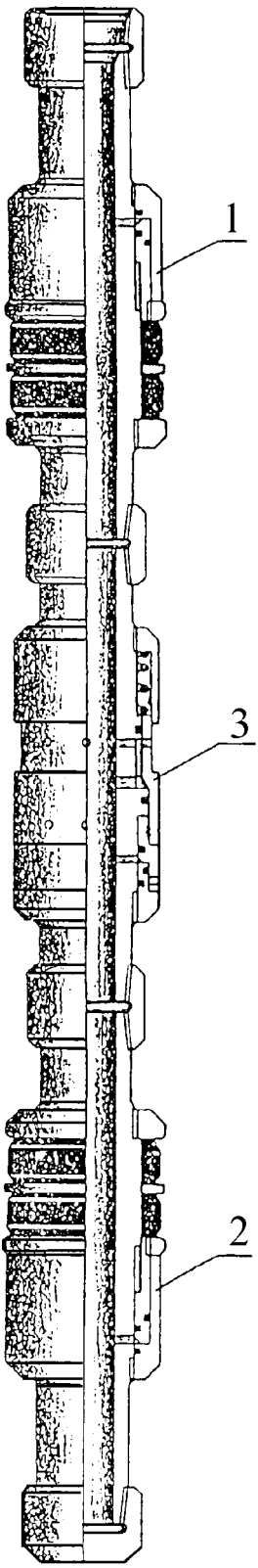


Рис.13.5. Гидравлическое пакерующее устройство типа ПРСМ.

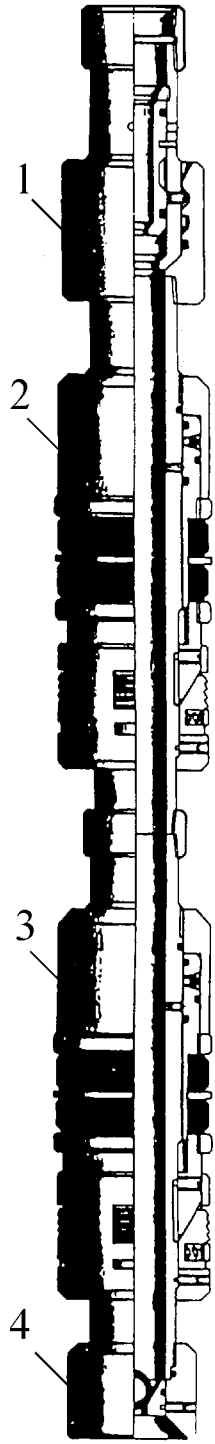


Рис.13.6. Пакерующее устройство типа УИП.

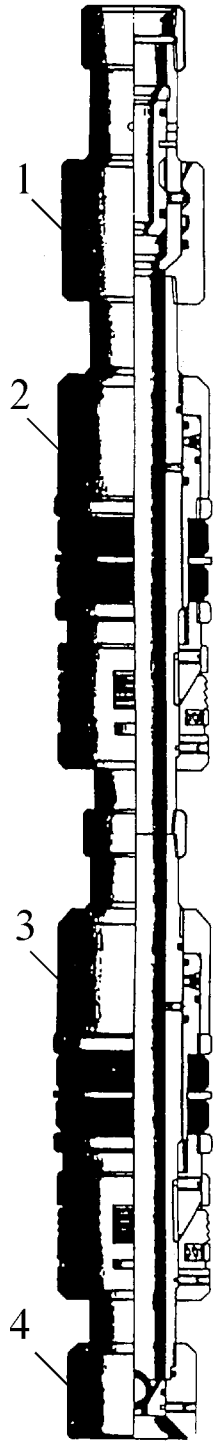


Рис.13.6. Пакерующее устройство типа УИП.

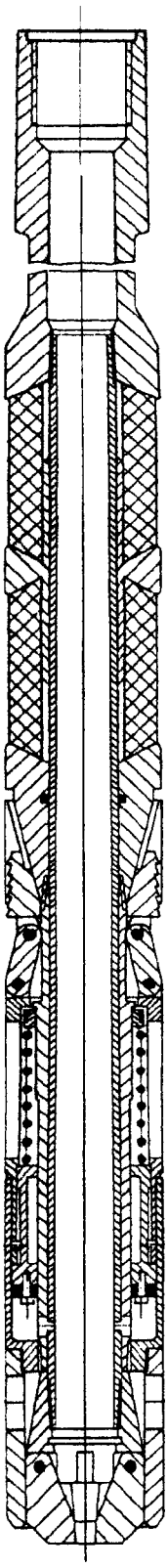


Рис.13.7. Пакер гидромеханический типа ПГМ-195.

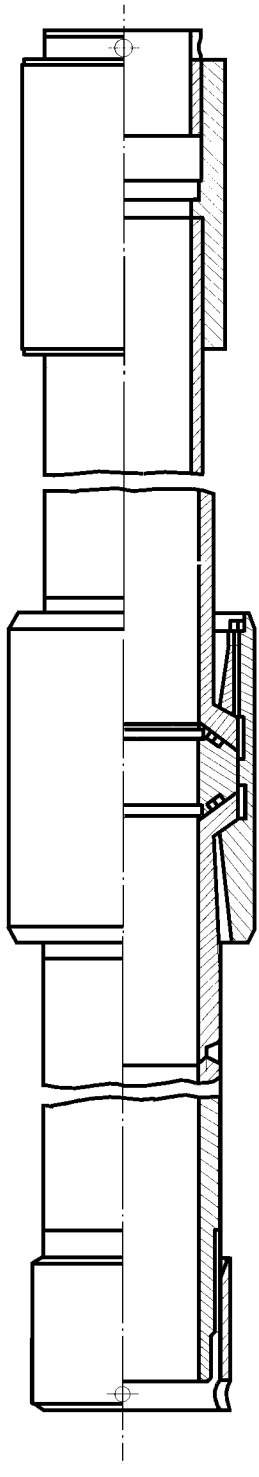


Рис. 13.8. Шарнирная компоновка ШК-73

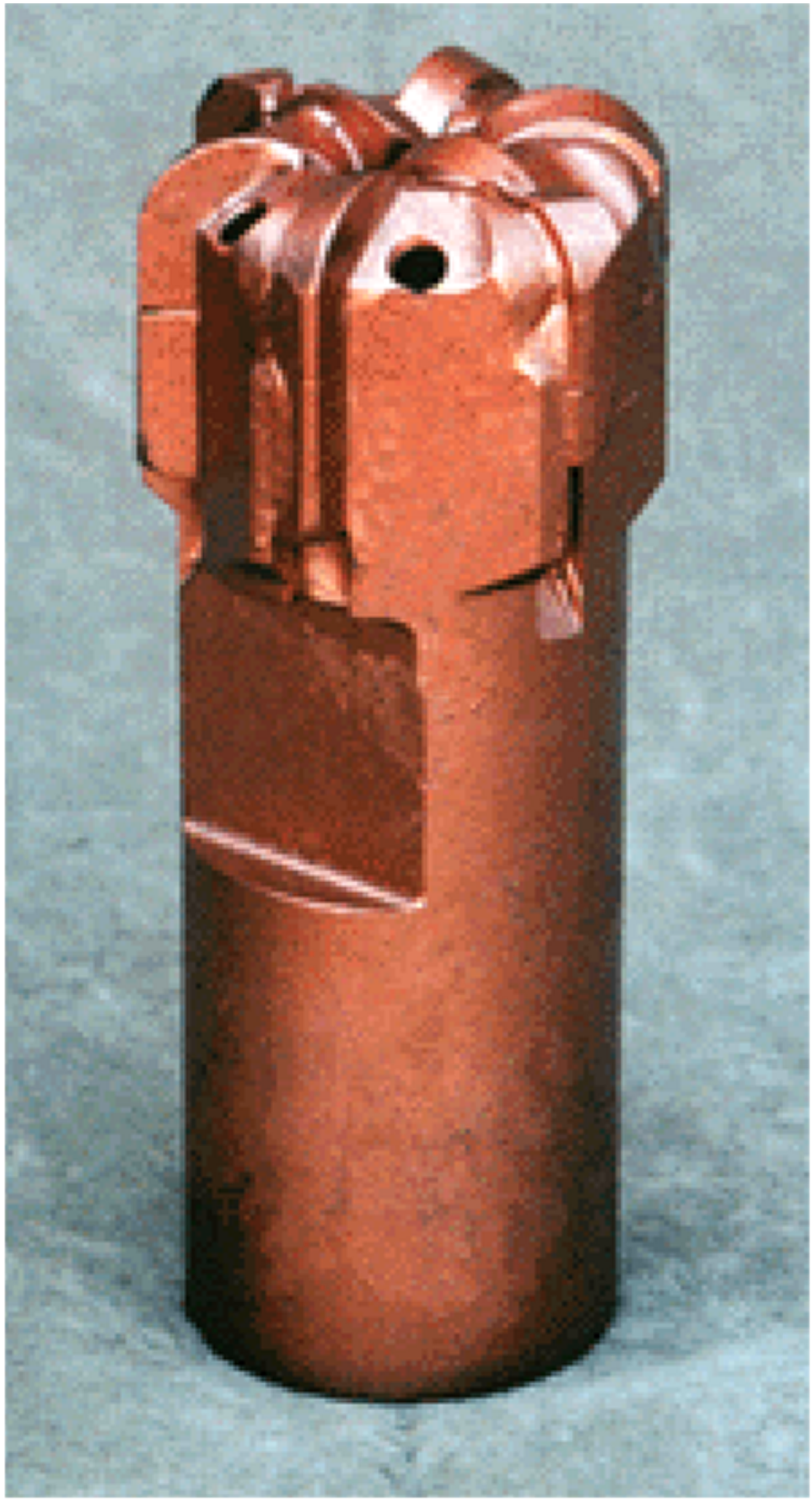


Рис. 13.9. Долото лопастное У83РС