УДК 622.24(031)
ББК 33.131
А 13

Абубакиров В.Ф., Буримов Ю.Г., Гноевых А.Н., Межлумов А.О., Близнюков В.Ю.

А 13 Буровое оборудование: Справочник: В 2-х т. Т. 2. Буровой инструмент. — М.: ОАО «Издательство «Недра», 2003. — 494 с.: ил.

ISBN 5-247-03879-7

Приведены описания и технические характеристики породоразрушающих инструментов различного типа; инструментов для отбора керна в различных условиях; существующих типов гидравлических забойных двигателей и телеметрических систем; труб бурильных, обсадных и насосно-компрессорных и применяющихся смазок; опорно-центрирующих инструментов для бурения различными способами как вертикальных, так и наклонно направленных и горизонтальных скважин; элементов оснастки обсадных колонн и «хвостовиков»; буровых рукавов; пакеров и якорей; инструмента для ликвидации аварий с трубами и другого типа; средств и материалов для изоляции зон поглощений буровых растворов.

Для инженерно-технических работников, занятых строительством скважин на нефть и газ.

Книга выпущена при содействии ОАО «Газпром»

ISBN 5-247-03879-7

© В.Ф. Абубакиров, Ю.Г. Буримов, А.Н. Гноевых, А.О. Межлумов, В.Ю. Близнюков, 2003
© Оригинал-макет. ООО «Недра-Бизнесцентр», 2003
© Оформление. ОАО «Издательство «Недра», 2003

1

БУРОВЫЕ ДОЛОТА ДЛЯ НЕФТЕГАЗОДОБЫВАЮЩЕЙ И ГОРНОДОБЫВАЮЩЕЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ

1.1. БУРОВЫЕ ШАРОШЕЧНЫЕ ДОЛОТА

Основной объем бурения скважин различного назначения в нефтегазодобывающей, горнодобывающей и строительной промышленности России (нефтяных, газовых, газоконденсатных, геологоразведочных, водяных, взрывных и др.) осуществляется шарошечными долотами различных типов.

В настоящем разделе представлены краткое описание и основные технические характеристики шарошечных долот трех видов: трехшарошечные — с указанием в начале шифра долота соответствующей римской цифры — III, двухшарошечные — II и одношарошечные — I, выпускаемых заводами ОАО «Волгабурмаш», ОАО «Уралбурмаш», ОАО «Сарапульский машзавод», ОАО НПО «Буровая техника»[1], а также шарошечные долота других конструкций.

1.1.1. ТРЕХШАРОШЕЧНЫЕ ДОЛОТА

На рис. 1.1 приведена схема классификации шарошечных долот.

Типам и области применения шарошечных долот соответствуют исполнения шарошек, приведенные в табл. 1.1. Области рационального применения каждого из указанных в табл. 1.1 типов шарошечных долот для бурения глубоких скважин приведены в табл. 1.2.

Вооружение шарошек долот типов М, МС, С и Т (рис. 1.2), предназначенных для разрушения неабразивных и малоабразивных пород, выполнено в виде фрезерованных зубьев призматической формы, имеющих различные параметры по углу заострения, высоте над корпусом шарошки и величине притупления, наплавленных зерновым твердым сплавом разной толщины (рис. 1.3). Наплавочный материал на основе окатанных спеченных, спеченных дробленых и литых дробленых карбидов вольфрама различной грануляции наносится на все поверхности зуба (боковые, торцевые и притупления), что обусловливает более высокую износостойкость воору-

[1] Быв. ВНИИБТ.

Рис. 1.1. Схема классификации шарошечных долот

Таблица 1.1

Типы и области применения долот с фрезерованными зубьями и вставными твердосплавными зубками

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

Таблица 1.2

Области рационального применения разных типов шарошечных долот для глубокого бурения

Тип долота	Горные породы, при разбуривании которых эффективен этот тип долота
М	Глины серые и темно-серые, плотные, тонкослоистые, слоистые и неслоистые, оскольчатые, известковистые и неизвестковистые, часто песчанистые и слюдистые, иногда с пиритом и конкрециями сидеритов, с пачками и прослоями песков, алевролитов и песчаников тонкозернистых, плотных и рыхлых, полимиктовых, глинистых, слюдистых, прослоями доломитизированных мергелей, известняков, иногда слюдистых аргиллитов, местами известковистых и доломитов. Глины с прослоями мелко- и тонкозернистого песка, вулканического пепла, ракушечные известняки, песчаники.
МЗ	Чередование аргиллитов известковистых и неизвестковистых, местами окремнелых, алевролитов, иногда окварцованных, песчаников мелко- и среднезернистых, кварцевых с известково-ангидритовым цементом, глинистых сланцев. Переслаивание, флишевое чередование глин плотных, известковистых и неизвестковистых, песчанистых, слюдистых, фукоидных, алевролитов и песчаников мелкозернистых, кварцевых, глауконитовых, глинистых, карбонатных и некарбонатных, слюдистых с прослоями мергелей и мергелистых известняков. Чередование глин, песков, песчаников с известково-глинистым цементом. Известняки органогенные, пелитоморфные, массивные, трещиноватые, с прослоями разнозернистых песчаников, кварц-глауконитовых слюдистых глин и алевролитов.
МС	Глины местами аргиллитоподобные, песчанистые, слюдистые, опоковидные, пиритизированные, аргиллиты слоистые, слюдистые, иногда углистые, с прослоями песчаников разнозернистых, кварцевых, глинистых, конгломератов, сцементированных известково-глинистым материалом, алевролитов неравномерно глинистых, известковистых и известняков.
МСЗ	Чередование аргиллитов известковистых и неизвестковистых, слюдистых с алевролитами известковистыми и песчаниками, мелкозернистыми, кварцевыми, известковистыми, слабослюдистыми, встречающиеся кремни карбонатизированные. Переслаивание песчаников мелкозернистых и равнозернистых, трещиноватых, кварцевых, иногда глинистых, местами с мелкой галькой, алевролитов тонкослоистых, кварцевых, глинистых, участками пиритизированных и сидеритизированных и аргиллитов плотных, тонкослоистых, оскольчатых, иногда известковистых, местами переходящих в мергель, сидеритизированных, с включением пирита и обуглившихся растительных остатков, встречающиеся известняки мелкокристаллические, глинистые, переходящие в мергель. Пестроцветные глины и алевролиты с прослоями известняков. Алевролиты, аргиллиты, песчаники различного состава с прослоями песчанистых доломитов, реже — глинистых сланцев. Конгломераты разногалечные, местами крупные валунные с прослоями песчаников и глин. Известняки органогенно-обломочные, глинистые, доломитизированные, иногда с включениями кремния, с прослоями доломитов, мергелей, ангидритов, аргиллитов, реже — песчаников.
С	Переслаивание, флишевое чередование глин, песчаников, песков, алевролитов, реже — аргиллитов, отдельных горизонтов конгломератов и прослоев мергелей. Глины темно-серые до черных и светло-зеленые, обычно плотные, тонкослоистые, иногда грубослоистые и комковатые, фукоидные, опоковидные, аргиллитоподобные, песчанистые, алевритистые, известковистые и неизвестковистые, слюдистые, иногда загипсованные, битуминозные, с гнездами пирита. Песчаники различной плотности, иногда рыхлые, от мелкозернистых до грубозернистых, кварцево-глауконитовые, кварцевые, полимиктовые, часто известковистые и глинистые, иногда с гнездами пирита и битума. Алевролиты плотные и рыхлые, слюдистые, известковистые. Пески слабоуплотненные, мелкозернистые, алевритистые. Аргиллиты слоистые, сланцеватые, известковистые и неизвестковистые. Мергели песчанистые, местами глинистые. Конгломераты разногалечные, местами крупновалунные. Известняки и доломиты пелитоморфные, мелкокристаллические, стилолитизированные, местами брекчиевидные, трещиноватые, кавернозные, глинистые, иногда слабодоломитизированные, с прослоями глин и аргиллитов, ракушечные известняки, мел писчий, рыхлый. Каменная соль крупнокристаллическая с прослоями глин, ангидритов, доломитов, известняков.

Продолжение табл. 1.2

Тип долота	Горные породы, при разбуривании которых эффективен этот тип долота
СЗ	Переслаивание глин плотных, слоистых, иногда аргиллитоподобных, в различной степени песчанистых, известковистых, часто загипсованных, с включениями гипса и ангидрита, с песчаниками от мелко- до крупнозернистых, кварцевыми полимиктовыми, слюдистыми, известковистыми, глинистыми, аргиллитами слюдистыми, иногда окремнелыми, алевролитами кварцевыми, песчанистыми, слюдистыми, известковистыми. Прослои конгломератов, глинистых сланцев, роговиков, мергелей, туффиты. Известняки органогенно-обломочные, пелитоморфные, местами перекристаллизованные, трещиноватые, кавернозные, глинистые, иногда доломитизированные с прослоями глин, аргиллитов.
СТ	Известняки и доломиты мелкозернистые и разнозернистые, иногда брекчиевидные, массивные, часто мелкокавернозные и трещиноватые, неравномерно глинистые, участками окремнелые, доломиты часто известковистые. Переслаивание глин алевритистых, часто сильно загипсованных, алевролитов, песчаников средне- и крупнозернистых, кварцевых, слабосцементированных, аргиллитов, тонкоплитчатых, известковистых, ангидритов кристаллических, гипсов, мергелей. Соль каменная крупнокристаллическая, с прослоями глин, мергелей, ангидритов, доломитов.
Т	Известняки и доломиты. Известняки органогенно-обломочные, обломочные, мелко-тонкозернистые, пелитоморфные, местами перекристаллизованные, массивные, трещиноватые, мелкокавернозные, часто доломитизированные, в различной степени окремнелые, изредка пиритизированные, с прослоями глин и включениями ангидритов и гипсов. Доломиты мелко- и тонкозернистые и пелитоморфные, плотные и неравномернопористые, иногда массивные, прослоями мелкокавернозные, трещиноватые, изредка глинистые, ангидритизированные, загипсованные, с включениями ангидрита и кремния. Переслаивание глин и глинистых сланцев песчанистых, слюдистых, алевролитов кварцевых, глинистых, углистых, песчаников мелко- и крупнозернистых, иногда пористых, кварцевых, полимиктовых, слюдистых, углистых, встречаются конгломераты и гравелиты.
ТК	Известняки и доломиты. Известняки органогенно-обломочные, пелитоморфные, тонкозернистые, прослоями перекристаллизованные, пористо-кавернозные, часто доломитизированные, окремнелые, ангидритизированные, битуминозные, иногда с прослоями мергелей, горючих сланцев. Доломиты мелко- и тонкозернистые, перекристаллизованные, плотные, неравномерно пористые, иногда массивные, мелкокавернозные, с включениями ангидрита и кремния. Аргиллиты сланцевые, скорлуповатые, алевролиты и песчаники кварцевые, углистые, мелко- и равнозернистые, иногда с прослоями каменного угля и углистых сланцев.
ТЗ, ТКЗ	Известняки органогенные, органогенно-обломочные, тонкозернистые, пелитоморфные, участками окремнелые, иногда глинисто-битуминозные, доломитизированные, трещиноватые и кавернозные. Доломиты тонкозернистые, участками окремнелые, с включениями гипса, прослои глин тонкослоистых и мергелей. Аргиллиты, иногда окремнелые, алевролиты и песчаники мелкозернистые, кварцевые, глинистые сланцы, роговики, андезиты, андезито-базальты.
К, ОК	Кварцитовидные песчаники с прожилками кварца. Андезиты, андезито-базальты. Песчаники мелкозернистые, кварцевые с прослоями аргиллитов, известняков. Аргиллиты тонкослоистые, неравномерно алевритистые, углистые с прослоями углей. Алевролиты тонкослоистые, углисто-глинистые. Известняки и доломиты окремнелые. Сланцы углисто-глинистые, филитизированные.

жения и долота в целом и, как следствие, увеличение показателей его работы. Высота зубьев или твердосплавных зубков и их шаг по венцам максимальны в долотах, предназначенных для бурения в мягких породах, и минимальны в долотах для бурения очень крепких пород.

Рис. 1.2. Вооружение шарошек долот типов М, МС, С и Т

У долот большого диаметра зубья могут выполняться как фрезерованными, так и литыми, составляющими единое целое с корпусом шарошки. Долота с фрезерованным вооружением для бурения мягких пород (типа М) спроектированы с максимальным смещением осей шарошек относительно оси долота и максимальным углом наклона осей шарошек к оси долота (57°) с целью усиления ударно-сдвигающего воздействия зубьев на породу.

Долота с фрезерованным вооружением для бурения пород средней твердости (типа С) спроектированы со средним смещением осей шарошек и соответствующим углом наклона осей шарошек к оси долота (54°) с целью получения как скалывающего воздействия, так и достаточно высокого ударно-сдвигающего воздействия зубьев на породу.

Долота с фрезерованным вооружением для бурения твердых пород (типа Т) спроектированы без смещения осей шарошек с целью получения чисто ударного воздействия зуба на породу, что обеспечивает минимальный износ, характерный для «чистого» качения по забою. При конструировании шарошек используется принцип разношагового расположения зубьев на их венцах, обусловливающий снижение рейкообразования на забое скважины.

Обратные конуса шарошек с фрезерованными зубьями также наплавляются зерновым твердым сплавом, а по заказу потребителей они армируются вставными твердосплавными зубками с целью повышения износо-

Рис. 1.3. Фрезерованные зубья шарошек, наплавленные зерновым твердым сплавом:
1 — наплавка зубьев основных конусов; *2* — наплавка зубьев на калибрующих конусах

стойкости долота по диаметру. Армирование спинок лап фрезерованных долот осуществляется наплавкой козырька и набегающего ребра зерновым твердым сплавом, запрессовкой твердосплавных зубков или комбинированно наплавкой и запрессовкой одновременно, что обеспечивает полное перекрытие спинки по высоте. Указанные конструктивные решения существенно повышают стойкость долота как от износа по диаметру, так и его работы в целом (рис. 1.4).

Для уменьшения абразивного износа корпуса шарошки по венцам и межвенцовым канавкам увеличивается глубина цементированного слоя.

Вооружение шарошек долот типов МЗ, МСЗ, СЗ, ТКЗ, ТЗ, К и ОК (рис. 1.5), предназначенных для разрушения абразивных пород, выполнено в виде вставных твердосплавных зубков с различным диаметром, формой породоразрушающей поверхности и величиной вылета над корпусом шарошки. В качестве материала для изготовления зубков применяются твердые сплавы с высокими прочностными и противоизносными свойствами.

Долота со штыревым твердосплавным вооружением изготавливаются с широким диапазоном форм зубков (клиновидных, сферических, или биконических, сфероконических выпукло-вогнутых (ковшеобразных) и др.), что обеспечивает возможность обоснованного выбора долот применительно к конкретным геолого-техническим условиям бурения (рис. 1.6).

По расположению и конструкции промывочных или продувочных каналов долота изготавливают (с указанием в шифре долота соответствующих букв):

с центральной промывкой (Ц), применяется в основном в долотах малого диаметра и с центральной продувкой (П) — через центральное отверстие в корпусе;

с боковой гидромониторной промывкой (Г), с боковой продувкой (ПГ) — через боковые отверстия, минуя шарошки, непосредственно на поверхность забоя; на выходе промывочных отверстий устанавливаются сменные насадки-сопла: твердосплавные — для долот серий АУ, НУ и удлиненные из высокостойкого чугуна (рис. 1.7) — для серий ВУ, Н и В; диаметры внутренних отверстий в насадках — от 6,4 до 22,2 мм;

с комбинированной — центральной и боковой промывкой (ЦГ);

с асимметричной промывкой — с двумя боковыми и одной центральной насадками, с образованием на одной из лап значительно увеличенного пространства для восходящего потока бурового раствора.

Рис. 1.4. Долото трехшарошечное:
а — с фрезерованным вооружением с наплавкой козырька и набегающего ребра зерновым твердым сплавом; *б* — с фрезерованным вооружением с наплавкой козырька и набегающего ребра зерновым твердым сплавом и запрессовкой твердосплавных зубков; *в* — со штыревым вооружением с наплавкой козырька зерновым твердым сплавом и запрессовкой твердосплавных зубков

Опоры шарошек изготавливают с различной комбинацией подшипников качения и скольжения, определяющей серию долота. При изготовлении опор только на подшипниках качения в шифр долота вводится буква В. При изготовлении опор с одним радиальным и одним (или двумя) упорным подшипниками скольжения (при остальных подшипниках качения) в шифр

Рис. 1.5. Вооружение шарошек долот типов М3, МС3, С3, ТК3, Т3, К и ОК

долота вводится буква Н. При изготовлении такого долота с системой маслонаполнения и торцевым резиновым кольцом с тарельчатым поджимающим металлическим каркасом или эластичным радиальным кольцом в шифр долота вводятся буквы НУ.

При изготовлении опор на двух или более радиальных подшипниках скольжения с одним (или двумя) упорными подшипниками скольжения, шариковым (замковым) подшипником, с герметизацией маслонаполненной опоры радиальным резиновым уплотнительным кольцом в шифр долота вводятся буквы АУ.

Буквой R и цифрами за ней обозначается номер заводской модели долота.

С учетом принятых изложенных условных обозначений, к примеру, шифры трехшарошечных долот производства ОАО «Волгабурмаш» расшифровываются следующим образом.

Долото III215,9М-ПГВ-1:

III — трехшарошечное долото;

215,9 — диаметр долота, мм;

Рис. 1.6. Зубки различных форм долот со штыревым твердосплавным вооружением

Рис. 1.7. Удлиненная сменная насадка:
1 — обводной шплинт; *2* — удлиненная насадка; *3* — уплотнительное кольцо

М — для мягких малоабразивных пород, вооружение в виде фрезерованных зубьев, наплавленных твердым сплавом;

П — продувка забоя и опор воздухом;

Г — боковая продувка;

В — в опоре только подшипники качения;

1 — номер заводской модели.

Долото III215,9ОК-ПВ-R177:

III — трехшарошечное долото;

215,9 — диаметр долота, мм;

ОК — для очень крепких абразивных пород, вооружение в виде вставных твердосплавных зубков;

П — продувка забоя и опор воздухом;

В — в опоре только подшипники качения;

R 177 — номер заводской модели.

Наиболее высокопроизводительные долота, выпускаемые различными долотостроительными фирмами, выполняются на уровне мировых стандартов.

Стратегия российских производителей долот — добиваться выпуска долот с высокими эксплуатационными характеристиками при стабильном качестве и надежности, соответствующих международному стандарту IADC.

Ниже приведены цифровые обозначения кода IADC.

Первая цифра — тип долота (фрезерованное или твердосплавное вооружение и порода).

1 — 2 — 3 — долота с фрезерованным вооружением (от самых мягких до самых твердых).

4 — 5 — 6 — 7 — 8 — долота с твердосплавным вооружением (от самых мягких до самых твердых пород).

Вторая цифра — подкатегория породы (от самых мягких до самых твердых пород).

Третья цифра — характеристика долота.

1. Стандартная опора качения.
2. Опора качения с воздушным охлаждением.
3. Опора качения с защищенной калибрующей поверхностью.
4. Герметизированная опора качения.
5. Герметизированная опора качения с защищенной калибрующей поверхностью.
6. Герметизированная опора скольжения.
7. Герметизированная опора скольжения с защищенной калибрующей поверхностью.
8. Для направленного бурения.
9. Специальные.

Примеры:

Долота с фрезерованным вооружением 1 —1 — 2,

где первая цифра (1) — очень мягкая порода; вторая цифра (1) — подкатегория самой мягкой породы; третья цифра (2) — продувка опор и забоя воздухом.

Долота с твердосплавным вооружением 4 — 1 — 5,

где первая цифра (4) — очень мягкая порода; вторая цифра (1) — подкатегория самой мягкой породы; третья цифра (5) — герметизированная опора качения и калибрующие зубки.

Данные соответствия долот с фрезерованным и штыревым вооружением ОАО «Волгабурмаш» и фирм США — Хьюз, Рид, Секьюрити и Смит — по коду IADC приведены в табл. 1.3.

Таблица 1.3

Данные соответствия долот с фрезерованным и штыревым вооружением ОАО «Волгабурмаш» и фирм США – Хьюз, Рид, Секьюрити и Смит

Код по IADC	ОАО «Волгабурмаш»	Хьюз	Рид	Секьюрити	Смит
Долота с зубчатым вооружением					
111	OR11	R1	Y11	S3SJ	DSJ
114	SR11	ATX-1	S11	S33S	SDS
115	SR11G	ATX-G1	MS11G	S33SG	MSDSH
116	SJ11	ATJ-1, ATJ-1S	HP11	S33SF	FDS, FDS+
117	SJ11G	ATM-G1S	MHP11G	SS33SGF	MFDSH
121	OR12	R2	Y12	S3J	DTJ
124	SR12			S33	SDT
125	SR12G			S33G	
126	SJ12	ATJ-2, J2, J2T	HP12	S33F	FDT
131	OR13	R3	Y13	S4J	DGJ
134	SR13	ATX-3		S44	
135	SR13G	ATX-G3	S13G, MS13G	S44G	SDGH
136	SJ13			S44F	
137	SJ13G	ATM-G3	HP13G, MHP13G	S44GF	FDGH
211	OR21	R4		M4NJ	V2J
214	SR21			M44N	
215	SR21G		S21G	M44NG	SVH
216	SJ21			M44NF	
217	SJ21G	JG4	HP21G	M44NGF	FVH

Продолжение табл. 1.3

Код по IADC	ОАО «Волгабурмаш»	Хьюз	Рид	Секьюрити	Смит
311	OR31	R7		H7, H7J	
314	SR31			H77	
315	SR31G				
316	SJ31			H77F	
317	SJ31G	JG7	HP31G		
321	OR32				
Долота со штыревым вооружением					
417	SJ41G	ATJ-05, ATM-05		S80F	
435	SR42G	ATX-11	MS43A, S43A	S82	M15
437	SJ43	ATJ-11, ATJ-11S	HP43, HP43A	S82F, S82CF	F1
445	SR44G	ATX-11C			15JS, M15S, M15SD
447	SJ44	ATJ-11, ATJ-11C, TC-11C ATM-11H, ATM-11C			MF15, F15
515	SR51G	ATX-22	MS51A, MS51A-M	S84	2JS, M2SD, M2S
517	SJ51	ATJ-22, ATJ-22S, ATM-22	HP51, HP51A, HP51X HP51D, HP51H	S84, S84CF S85F, S85CF	F2
527	SJ52	ATJ-22C, ATM-22C	HP52, HP52A, HP52X	S85F, S85CF	F27
535	SR53G	ATX-33	S53A	S86	3JS
537	SJ53	ATJ-33, ATM-33	HP53, HP53A	S86F	F3
545	SR54G	ATX-33C		S86F, S86CF	
547	SJ54	ATJ-33C, ATM-33C	HP54		F37
612	AR61				
615	SR61G	ATX-44		M84	4JS
617	SJ61	ATJ-44, ATJ-44A	HP61, HP61A	M84F, M84CF	F4, F45
622	AR62		Y62-JA	M8JA	5JA, 5GA
625	SR62G	ATX-44C	S62A	M89T	5JS
627	SJ62	ATJ-44C	HP62, HP62A	M89TF	F5
632	AR63				
637	SJ63	ATJ-55R	HP63	M89F, M90F	F47, F57
732	AR73	G-77	Y73-JA		7JA
737	SJ73	ATJ-77	HP73	H87F	F7
832	AR83				9JA
837	SJ83	ATJ-99	HP83	H100F	F9

Для примера приведены обозначения серий долот, принятые в фирме Рид.

Первоначальные буквы в наименовании долот обозначают конфигурацию и конструкцию опоры:

EHP — герметизированное долото с улучшенными характеристиками, опорой скольжения и замковым разрезным кольцом;

HP — высококачественное долото с опорой скольжения;

S — долото с герметизированной роликовой опорой;

Y — долото с негерметизированной роликовой опорой;

MHP — высококачественное долото с опорой скольжения и уплотнением для высокооборотного бурения;

EMS — герметизированное долото с улучшенными характеристиками для турбинного бурения со сферическими роликами;

MS — долото с герметизированной роликовой опорой.

Цифры, следующие за первоначальными буквами, обозначают конструкцию вооружения в соответствии с кодом IADC, поэтому обозначение каждого изделия указывает на диапазон применения каждого типа долота.

Долота с зубчатым вооружением:

долота серии 10 предназначены для мягких пород, серии 20 — для средних пород и серии 30 — для твердых пород.

Долота со штыревым вооружением:

долота серии 40 предназначены для мягких пород, серии 50 — для мягких и средних пород, серии 60 — для средних и среднетвердых пород, серии 70 — для твердых пород и серии 80 — для очень твердых пород.

Буквы, следующие за цифрами, обозначают уникальные особенности долота или специальное применение:

A — зубки клиновидной формы;

C — центральная насадка;

D — алмазные вставки тыльного конуса шарошки;

G — вставки тыльного конуса из карбида вольфрама на долотах с зубчатым вооружением;

H — зубки клиновидной формы на долотах конструкции 417-517 со смещением осей шарошек, равным 3 °;

JA — долото для бурения с продувкой воздухом;

K — вставки из карбида вольфрама установлены на затылок лапы для уменьшения износа и защиты уплотнения;

L — стальные накладки с вставками из карбида вольфрама приварены к корпусу долота;

M — гидравлика Mudpick;

X — специальные вариации конструкции вооружения, которые могут меняться в зависимости от типа долота.

Центральная насадка помогает очищать шарошки и плоскость забоя при бурении мягких и пластичных пород. Центральные насадки являются стандартным оборудованием для долот с размерами более 407,1 мм и они могут быть специально заказаны для долот диаметрами от 200 до 393,7 мм.

ТРЕХШАРОШЕЧНЫЕ ДОЛОТА ОАО «ВОЛГАБУРМАШ»

ОАО «Волгабурмаш» является самым крупным в России и СНГ производителем породоразрушающего инструмента для внутреннего и внешнего рынка. В основном производстве ОАО «Волгабурмаш» используются материалы и технологии, закупленные по лицензии у фирмы «Дрессер» (США).

В настоящее время ОАО «Волгабурмаш» выпускает более 280 типов долот для любых пород и способов бурения — 38 размеров по диаметру — от 120,6 мм до 444,5 мм, в том числе высокооборотные (до 600 об/мин), среднеоборотные (до 300 об/мин), низкооборотные (до 100—150 об/мин), с открытыми или маслонаполненными опорами качения и скольжения, с боковой, центральной и комбинированной промывкой (продувкой) для разрушения пород от самых мягких до очень крепких абразивных, которыми осуществляется до 85 % объема глубокого бурения на нефть и газ и до 60 %

объема бурения взрывных скважин в горнодобывающей промышленности России и СНГ.

ОАО «Волгабурмаш» изготавливает трехшарошечные долота с фрезерованным (для бурения неабразивных пород — от мягких до твердых) и твердосплавным (для бурения абразивных пород — от мягких до очень крепких) вооружением (рис. 1.8) с различными сериями опор.

Серия АУ. Низкооборотные долота (до 150 об/мин) для бурения винтовыми забойными двигателями (ВЗД) и роторным способом. Маслонаполненные опоры герметизированы уплотнительными кольцами с различной формой поперечного сечения, выполнены на двух радиальных и двух упорных подшипниках скольжения, с шариковым (замковым) подшипником качения. Большой подшипник скольжения представлен втулкой скольжения из износостойкого антифрикционного материала с низким коэффициентом трения, запрессованной в шарошке и работающей в контакте с поверхностью цапфы, наплавленной твердым сплавом. Таким же сплавом наплавлены поверхности малого радиального и обоих упорных подшипников. Внутренняя поверхность шарошки имеет многослойное серебросодержащее покрытие, которое является идеальной твердой смазкой, способствующей более быстрому отбору тепла из зоны нагрева (рис. 1.9).

В опоре предусмотрена система компенсации расхода смазки и уравнивания давления, выполненная в виде масляного резервуара в корпусе лапы, соединенного каналами с зонами трения (рис. 1.10).

Патентованный состав специальной термостойкой смазки «Долотол

Рис. 1.8. Долота трехшарошечные ОАО «Волгабурмаш»:
а — диаметром 12 1/4″ (311,1 мм) IADC-116 с фрезерованным вооружением; *б* — диаметром 7 7/8″ (200 мм) IADC-137 с твердосплавным вооружением

Рис. 1.9. Внутренняя поверхность шарошки долота серии АУ:
1 — твердосплавная упорная пята; *2* — уплотнительное кольцо; *3* — большой роликовый подшипник; *4* — твердосплавные зубки увеличенного диаметра на обратных конусах; *5* — многослойное серебросодержащее покрытие внутренней полости; *6* — твердосплавные зубки увеличенного диаметра на основных конусах

Рис. 1.10. Система компенсации расхода смазки и уравнивания давления:
1 — карман для смазки; *2* — габаритный металлический стаканчик; *3* — резиновая диафрагма; *4* — отверстия в крышке; *5* — крышка; *6* — разжимное стопорное кольцо

М-АУ» с антифрикционной присадкой резко снижает коэффициент трения, что также способствует повышению срока службы опоры.

Серия ВУ. Среднеоборотные долота (до 250 об/мин) для бурения ВЗД и роторным способом. Эти опоры, так же как и в предыдущей серии, маслонаполненные и герметизированы уплотнительными кольцами с различной формой поперечного сечения. Отличием от серии АУ является замена подшипника скольжения на роликовый подшипник качения, расположенный в проточке корпуса шарошки. Такое размещение роликов существенно снижает возможность их изворота относительно цапфы и скола, способствующего заклинке роликов, а также позволяет значительно увеличить диаметр цапфы и стойкость опоры.

Внутренние поверхности скольжения в шарошке покрыты многослойным серебросодержащим покрытием. Для повышения срока службы опоры применяется смазка «Долотол М-АУ».

Серия НУ. Среднеоборотные долота (до 250 об/мин) для бурения ВЗД и роторным способом (рис. 1.11). Отличием от серии ВУ является то, что герметизация опоры осуществляется тарельчатым уплотнительным резинометаллическим кольцом, а большой роликовый подшипник расположен не в шарошке, а в буртах лапы.

Серия Н. Среднеоборотные долота (до 350 об/мин) для бурения ВЗД, турбинно-винтовыми забойными двигателями и редукторными турбобурами и электробурами (рис. 1.12). В отличие от серии НУ опоры не герметизированы, на подшипниках качения — большом роликовом, шариковом

Рис. 1.11. Среднеоборотное долото (до 250 об/мин) с опорами серии НУ:
1 — упорный подшипник скольжения; *2* — подшипник скольжения; *3* — замковый шариковый подшипник; *4* — роликовый подшипник; *5* — гидромониторная насадка; *6* — система компенсации давления; *7* — замковый палец; *8* — уплотнительная манжета; *9* — твердосплавные зубки

Рис. 1.12. Среднеоборотное долото (до 350 об/мин) с опорами серии Н:
1 — упорный подшипник скольжения; *2* — гидромониторная насадка; *3* — роликовый подшипник; *4* — шариковый замковый подшипник; *5* — замковый палец; *6* — подшипник скольжения; *7* — твердосплавные зубки

Рис. 1.13. Высокооборотное долото (до 600 об/мин) с опорами серии В:
1 — твердосплавные зубки; *2* — гидромониторная насадка; *3* — замковый палец; *4* — малый роликовый подшипник; *5* — большой роликовый подшипник; *6* — шариковый замковый подшипник; *7* — упорный подшипник скольжения

(замковом), а также на упорном и радиальном подшипниках скольжения. Отсутствие герметизирующих элементов позволяет разместить опоры и тела качения с большими габаритами, что способствует повышению стойкости опор.

Серия В. Высокооборотные долота (до 600 об/мин) для турбинного бурения (рис. 1.13). Опоры шарошек выполнены открытыми, полностью на подшипниках качения — двух роликовых и одном шариковом (замковом) с упорным подшипником скольжения на бурте (или без него), с упорной пятой (или без нее).

Отсутствие герметизирующих элементов позволяет выбрать оптимальные размеры для подшипников опор и их стойкости в условиях жестких режимов высокооборотного бурения.

Подконтрольная отработка указанных долот с фрезерованным и твердосплавным вооружением в различных геолого-технических условиях месторождений России, стран ближнего и дальнего зарубежья позволила выявить увеличение показателей их работы по сравнению с базовыми долотами соответственно — по проходке на долото в 1,4—1,5 раза и 1,6—2,2 раза и по механической скорости бурения — 1,2—1,5 раза и 1,3—1,6 раза.

Основные параметры трехшарошечных долот с фрезерованным и твердосплавным вооружением, выпускаемых ОАО «Волгабурмаш», приведены в табл. 1.4 и 1.5. Ежегодно ОАО «Волгабурмаш» разрабатывает и осваивает новые конструкции долот и модернизирует уже серийно освоенные. По заявкам потребителей долот могут быть спроектированы и освое-

Таблица 1.4

Технические характеристики долот с фрезерованным вооружением ОАО «Волгабурмаш»

Тип долота	Диаметр долота, дюймы	Код IADC	Разбуриваемые породы	Присоединительная резьба		Масса, кг
				ГОСТ	API	
139,7 С-ГАУ-R223	5 1/2	216	Средние	З-88	3 1/2 Reg	13,5
158,7 М-ГАУ-R186	6 1/4	126	Мягкие	З-88	3 1/2 Reg	17
161,0 М-ГАУ-R98	6 11/32	126	Мягкие	З-88	3 1/2 Reg	17
190,5 М-ГН-R22М	7 1/2	121	Мягкие	З-117	4 1/2 Reg	28
190,5 М-ГАУ-R65	7 1/2	126	Мягкие	З-117	4 1/2 Reg	28
190,5 МС-ГН-R205	7 1/2	131	Мягкие средние	З-117	4 1/2 Reg	28
190,5 МС-ГАУ-R92	7 1/2	136	Мягкие средние	З-117	4 1/2 Reg	28
190,5 МС-ГН-R64	7 1/2	131	Мягкие средние	З-117	4 1/2 Reg	28
190,5 С-ГНУ-R55	7 1/2	214	Средние	З-117	4 1/2 Reg	28
190,5 СТ-ГН-R21М	7 1/2	231	Средние твердые	З-117	4 1/2 Reg	28
190,5 Т-ГНУ-R25	7 1/2	314	Твердые	З-117	4 1/2 Reg	28
200,0 М-ГАУ-R133	7 7/8	116	Мягкие	З-117	4 1/2 Reg	31
215,9 М-ГН-R165	8 1/2	121	Мягкие	З-117	4 1/2 Reg	35
215,9 М-ГНУ-R199	8 1/2	125	Мягкие	З-117	4 1/2 Reg	35
215,9 М-ГАУ-R176	8 1/2	117	Мягкие	З-117	4 1/2 Reg	35
215,9 М-ГАУ-R54М	8 1/2	116	Мягкие	З-117	4 1/2 Reg	35
215,9 МС-ГН-R44	8 1/2	131	Мягкие средние	З-117	4 1/2 Reg	35
215,9 МС-ГНУ-R184	8 1/2	135	Мягкие средние	З-117	4 1/2 Reg	35
215,9 МС-ГНУ-R45	8 1/2	134	Мягкие средние	З-117	4 1/2 Reg	35
215,9 МС-ГАУ-R56	8 1/2	136	Мягкие средние	З-117	4 1/2 Reg	35
215,9 С-ГН-R163	8 1/2	211	Средние	З-117	4 1/2 Reg	35
215,9 С-ГВ-R192	8 1/2	211	Средние	З-117	4 1/2 Reg	35
215,9 С-ГНУ-R106	8 1/2	214	Средние	З-117	4 1/2 Reg	35
215,9 С-ГВУ-R190А	8 1/2	214	Средние	З-117	4 1/2 Reg	35
215,9 СТ-ГН-R13	8 1/2	231	Средние твердые	З-117	4 1/2 Reg	35
215,9 СТ-ГВ-R14	8 1/2	231	Средние твердые	З-117	4 1/2 Reg	35
222,3 М-ГАУ-R219	8 3/4	117	Мягкие	З-117	4 1/2 Reg	38
250,8 М-ГНУ-R135	9 7/8	114	Мягкие	З-152	6 5/8 Reg	55
250,8 М-ГАУ-R137	9 7/8	116	Мягкие	З-152	6 5/8 Reg	55
250,8 М-ГАУ-R143	9 7/8	126	Мягкие	З-152	6 5/8 Reg	55
250,8 МС-ГНУ-R142	9 7/8	134	Мягкие средние	З-152	6 5/8 Reg	55
269,9 М-ГАУ-R63	10 5/8	126	Мягкие	З-152	6 5/8 Reg	67
269,9 М-ГН-R03	10 5/8	121	Мягкие	З-152	6 5/8 Reg	67
269,9 С-ГН-R103	10 5/8	211	Средние	З-152	6 5/8 Reg	67
269,9 СТ-ГН-R07	10 5/8	231	Средние твердые	З-152	6 5/8 Reg	67
295,3 М-ГН-R105	11 5/8	121	Мягкие	З-152	6 5/8 Reg	82
295,3 М-ГВ-R187	11 5/8	121	Мягкие	З-152	6 5/8 Reg	82
295,3 М-ГНУ-R188	11 5/8	115	Мягкие	З-152	6 5/8 Reg	82
295,3 М-ГНУ-R85	11 5/8	124	Мягкие	З-152	6 5/8 Reg	82
295,3 МС-ГАУ-R116	11 5/8	136	Мягкие средние	З-152	6 5/8 Reg	82
295,3 С-ГВ-R166	11 5/8	211	Средние	З-152	6 5/8 Reg	82
295,3 С-ГНУ-R58	11 5/8	214	Средние	З-152	6 5/8 Reg	82
311,1 М-ГАУ-R136	12 1/4	116	Мягкие	З-152	6 5/8 Reg	88
311,1 М-ГНУ-R125	12 1/4	124	Мягкие	З-152	6 5/8 Reg	88
311,1 М-ГВУ-R193	12 1/4	115	Мягкие	З-152	6 5/8 Reg	88
311,1 МС-ГАУ-R117	12 1/4	136	Мягкие средние	З-152	6 5/8 Reg	88
311,1 Т-ГНУ-R126	12 1/4	314	Твердые	З-152	6 5/8 Reg	88
349,2 М-ГВУ-R181	13 3/4	115	Мягкие	З-152	6 5/8 Reg	120
393,7 М-ГВУ-R227	15 1/2	115	Мягкие	З-177	7 5/8 Reg	180
393,7 С-ГВУ-R167	15 1/2	215	Средние	З-177	7 5/8 Reg	180
393,7 Т-ГВУ-R279	15 1/2	315	Твердые	З-177	7 5/8 Reg	187
444,5 М-ГВУ-R146	17 1/2	115	Мягкие	З-177	7 5/8 Reg	260
444,5 С-ГВУ-R252	17 1/2	215	Средние	З-177	7 5/8 Reg	260
444,5 Т-ГВУ-R284	17 1/2	315	Твердые	З-177	7 5/8 Reg	235

ны в производстве в короткий срок новые типы долот с заявленными параметрами и отличительными особенностями. Так, например, ОАО «Волгабурмаш» освоил технологию и выпустил долото нового поколения 215,9МЗ-ГАУ-R233 (код IADC) для бурения скважин в интервалах 2200—3500 м

Таблица 1.5

Технические характеристики долот с твердосплавным вооружением ОАО «Волгабурмаш»

Тип долота	Диаметр долота, дюймы	Код IADC	Разбуриваемые породы	Присоединительная резьба		Масса, кг
				ГОСТ	API	
120,6 СЗ-ЦАУ-R173	4 3/4	547CX	Средние абразивные	З-76	2 7/8 Reg	11
120,6 МЗ-ГАУ-R218	4 3/4	517X	Мягкие абразивные	З-76	2 7/8 Reg	11
120,6 СЗ-ГАУ-R273	4 3/4	547Y	Средние абразивные	З-76	2 7/8 Reg	11
124,0 СЗ-ГАУ-R280	4 7/8	547Y	Средние абразивные	З-76	2 7/8 Reg	12
124,0 СЗ-ЦАУ-R204	4 7/8	547Y	Средние абразивные	З-76	2 7/8 Reg	12
139,7 СЗ-ГАУ-R208	5 1/2	547X	Средние абразивные	З-88	3 1/2 Reg	13,5
142,9 СЗ-ГАУ-R239	5 5/8	547X	Средние абразивные	З-88	3 1/2 Reg	13,7
144,0 СЗ-ГАУ-R203	5 2/3	547X	Средние абразивные	З-88	3 1/2 Reg	14
155,6 СЗ-ГАУ-R238	6 1/8	547X	Средние абразивные	З-88	3 1/2 Reg	17
158,7 МЗ-ГАУ-R145	6 1/4	517X	Мягкие абразивные	З-88	3 1/2 Reg	17
158,7 МСЗ-ГАУ-R147	6 1/4	537X	Мягкие средние абразивные	З-88	3 1/2 Reg	17
165,1 МЗ-ГАУ-R111	6 1/2	517Y	Мягкие абразивные	З-88	3 1/2 Reg	20
165,1 СЗ-ГАУ-R229	6 1/2	547Y	Средние абразивные	З-88	3 1/2 Reg	20
165,1 ОК-ГАУ-R148	6 1/2	817Y	Очень крепкие	З-88	3 1/2 Reg	20
171,4 МЗ-ГАУ-R151	6 3/4	517X	Мягкие абразивные	З-88	3 1/2 Reg	23
171,4 МСЗ-ГАУ-R152	6 3/4	537CX	Мягкие средние абразивные	З-88	3 1/2 Reg	23
190,5 МЗ-ГВ-R225	7 1/2	513X	Мягкие абразивные	З-117	4 1/2 Reg	30
190,5 МЗ-ГАУ-R61	7 1/2	517X	Мягкие абразивные	З-117	4 1/2 Reg	30
190,5 СЗ-ГНУ-R46	7 1/2	545X	Средние абразивные	З-117	4 1/2 Reg	30
190,5 СЗ-ГАУ-R27	7 1/2	547X	Средние абразивные	З-117	4 1/2 Reg	30
190,5 ТЗ-ГНУ-R29	7 1/2	625X	Твердые абразивные	З-117	4 1/2 Reg	30
190,5 К-ГНУ-R30	7 1/2	745X	Крепкие абразивные	З-117	4 1/2 Reg	30
190,5 ТЗ-ГАУ-R60	7 1/2	627X	Твердые абразивные	З-117	4 1/2 Reg	30
190,5 ОК-ГНУ-R32	7 1/2	835X	Очень крепкие	З-117	4 1/2 Reg	30
200,0 МЗ-ГАУ-R128	7 7/8	417X	Мягкие абразивные	З-117	4 1/2 Reg	30
200,0 МЗ-ГАУ-R127	7 7/8	517X	Мягкие абразивные	З-117	4 1/2 Reg	30
200,0 МЗ-ГАУ-R141	7 7/8	527Y	Мягкие абразивные	З-117	4 1/2 Reg	33
200,0 МСЗ-ГАУ-R90	7 7/8	537X	Мягкие средние абразивные	З-117	4 1/2 Reg	33

Продолжение табл. 1.5

Тип долота	Диаметр долота, дюймы	Код IADC	Разбуриваемые породы	Присоединительная резьба		Масса, кг
				ГОСТ	API	
200,0 ОК-ГАУ-R149	7 7/8	817Y	Очень крепкие	З-117	4 1/2 Reg	33
215,9 МЗ-ГАУ-R160	8 1/2	417X	Мягкие абразивные	З-117	4 1/2 Reg	37
215,9 МЗ-ГАУ-R245	8 1/2	517X	Мягкие абразивные	З-117	4 1/2 Reg	37
215,9 МЗ-ГВУ-R206A	8 1/2	435Z	Мягкие абразивные	З-117	4 1/2 Reg	37
215,9 МЗ-ГАУ-R233	8 1/2	437X	Мягкие абразивные	З-117	4 1/2 Reg	37
215,9 МЗ-ГАУ-R240	8 1/2	437Z	Мягкие абразивные	З-117	4 1/2 Reg	37
215,9 МЗ-ГВ-R155M	8 1/2	513X	Мягкие абразивные	З-117	4 1/2 Reg	37
215,9 МЗ-ЦГВ-R196M	8 1/2	513CX	Мягкие абразивные	З-117	4 1/2 Reg	37
215,9 МЗ-ГНУ-R04M	8 1/2	515X	Мягкие абразивные	З-117	4 1/2 Reg	37
215,9 МЗ-ГАУ-R02M	8 1/2	517X	Мягкие абразивные	З-117	4 1/2 Reg	37
215,9 МСЗ-ГН-R87	8 1/2	533X	Мягкие средние абразивные	З-117	4 1/2 Reg	37
215,9 МСЗ-ГНУ-R01	8 1/2	535X	Мягкие средние абразивные	З-117	4 1/2 Reg	37
215,9 МСЗ-ГАУ-R11	8 1/2	537X	Мягкие средние абразивные	З-117	4 1/2 Reg	37
215,9 СЗ-ГВ-R162	8 1/2	543X	Средние абразивные	З-117	4 1/2 Reg	37
215,9 СЗ-ГНУ-R51	8 1/2	545X	Средние абразивные	З-117	4 1/2 Reg	37
215,9 СЗ-ГАУ-R53	8 1/2	547X	Средние абразивные	З-117	4 1/2 Reg	37
215,9 СЗ-ГАУ-R269	8 1/2	547X	Средние абразивные	З-117	4 1/2 Reg	37
215,9 ТЗ-ГНУ-R05	8 1/2	625X	Твердые абразивные	З-117	4 1/2 Reg	37
215,9 ТЗ-ГН-R15	8 1/2	623X	Твердые абразивные	З-117	4 1/2 Reg	37
215,9 ТЗ-ГАУ-R40M	8 1/2	627X	Твердые абразивные	З-117	4 1/2 Reg	37
215,9 ТЗ-ГАУ-R251	8 1/2	627X	Твердые абразивные	З-117	4 1/2 Reg	37
215,9 ТЗ-ГАУ-R270	8 1/2	627X	Твердые абразивные	З-117	4 1/2 Reg	37
215,9 ТКЗ-ГНУ-R230	8 1/2	635Y	Твердые крепкие абразивные	З-117	4 1/2 Reg	37
215,9 ТКЗ-ГВ-R276	8 1/2	633Y	Твердые крепкие абразивные	З-117	4 1/2 Reg	37
215,9 К-ГНУ-R08	8 1/2	745Y	Крепкие абразивные	З-117	4 1/2 Reg	37
215,9 ОК-ГНУ-R09	8 1/2	835Y	Очень крепкие	З-117	4 1/2 Reg	37
215,9 ОК-ГАУ-R104	8 1/2	837Y	Очень крепкие	З-117	4 1/2 Reg	37
222,3 МЗ-ГАУ-R70	8 3/4	437X	Мягкие абразивные	З-117	4 1/2 Reg	40

Продолжение табл. 1.5

Тип долота	Диаметр долота, дюймы	Код IADC	Разбуриваемые породы	Присоединительная резьба		Масса, кг
244,5 МСЗ-ГНУ-R12	9 5/8	535X	Мягкие средние абразивные	З-152	6 5/8 Reg	55
250,8 МЗ-ГАУ-R132	9 7/8	517Y	Мягкие абразивные	З-152	6 5/8 Reg	58
250,8 МСЗ-ГАУ-R131	9 7/8	537X	Мягкие средние абразивные	З-152	6 5/8 Reg	58
250,8 ТКЗ-ГАУ-R156	9 7/8	637X	Твердые крепкие абразивные	З-152	6 5/8 Reg	58
250,8 К-ГАУ-R150	9 7/8	737Y	Крепкие абразивные	З-152	6 5/8 Reg	58
269,9 МЗ-ГАУ-R78	10 5/8	437X	Мягкие абразивные	З-152	6 5/8 Reg	76
269,9 МСЗ-ГНУ-R36	10 5/8	535X	Мягкие средние абразивные	З-152	6 5/8 Reg	76
269,9 МСЗ-ГАУ-R35	10 5/8	537X	Мягкие средние абразивные	З-152	6 5/8 Reg	76
269,9 СЗ-ГНУ-R06	10 5/8	545X	Средние абразивные	З-152	6 5/8 Reg	76
269,9 СЗ-ГАУ-R81	10 5/8	547X	Средние абразивные	З-152	6 5/8 Reg	76
269,9 ТЗ-ГН-R20M	10 5/8	623X	Твердые абразивные	З-152	6 5/8 Reg	76
269,9 ТЗ-ГАУ-R100	10 5/8	627X	Твердые абразивные	З-152	6 5/8 Reg	76
269,9 К-ГНУ-R26	10 5/8	745Y	Крепкие абразивные	З-152	6 5/8 Reg	76
279,4 ТЗ-ГАУ-R164	11	617X	Твердые абразивные	З-152	6 5/8 Reg	76
295,3 МСЗ-ГН-R95	11 5/8	533X	Мягкие средние абразивные	З-152	6 5/8 Reg	90
295,3 МСЗ-ГНУ-R37	11 5/8	535X	Мягкие средние абразивные	З-152	6 5/8 Reg	90
295,3 МСЗ-ГВУ-R201	11 5/8	535X	Мягкие средние абразивные	З-152	6 5/8 Reg	90
295,3 СЗ-ГН-R96	11 5/8	543X	Средние абразивные	З-152	6 5/8 Reg	90
295,3 СЗ-ГВ-R175	11 5/8	543X	Средние абразивные	З-152	6 5/8 Reg	90
295,3 СЗ-ГНУ-R23	11 5/8	545X	Средние абразивные	З-152	6 5/8 Reg	90
295,3 ТЗ-ГНУ-R57	11 5/8	625X	Твердые абразивные	З-152	6 5/8 Reg	90
311,1 МЗ-ГН-R102M	12 1/4	433X	Мягкие абразивные	З-152	6 5/8 Reg	93
311,1 МЗ-ГАУ-R107	12 1/4	437X	Мягкие абразивные	З-152	6 5/8 Reg	93
311,1 МЗ-ГАУ-R129	12 1/4	517X	Мягкие абразивные	З-152	6 5/8 Reg	93
311,1 МСЗ-ГНУ-R93	12 1/4	535X	Мягкие средние абразивные	З-152	6 5/8 Reg	93

Продолжение табл. 1.5

Тип долота	Диаметр долота, дюймы	Код IADC	Разбуриваемые породы	Присоединительная резьба		Масса, кг
311,1 МСЗ-ГАУ-R122	12 1/4	537X	Мягкие средние абразивные	З-152	6 5/8 Reg	93
311,1 ТЗ-ГАУ-R139	12 1/4	617X	Твердые абразивные	З-152	6 5/8 Reg	93
393,7 СЗ-ГВУ-R174	15 1/2	545X	Средние абразивные	З-177	7 5/8 Reg	200
444,5 МСЗ-ГВУ-R168	17 1/2	535X	Мягкие средние абразивные	З-177	7 5/8 Reg	270
444,5 СЗ-ГВУ-R242	17 1/2	545Z	Средние абразивные	З-177	7 5/8 Reg	270

в Западной Сибири. Эти долота отличаются от базовых по опоре и вооружению. Большой подшипник скольжения оснащен плавающей втулкой из бериллиевой бронзы с серебряным покрытием. Плавающей шайбой из того же материала снабжен упорный подшипник на большом шариковом торце.

Для резкого повышения механической скорости бурения зубки основных конусов увеличены в диаметре до 16 мм, а их вылет до 11,9 мм. Сплав ВК-16 снижает число сколов и поломок зубков, а зубки на обратных конусах шарошек, увеличенные до 9,5 мм, предохраняют долото от потери диаметра.

Обновлена также система смазки долота. В два раза увеличен объем компенсационной смазочной камеры. Схема воздействия на мембрану, подающую смазку в опору, также изменена. Давление на мембрану осуществляется не со стороны крышки, расположенной в затрубном пространстве, а непосредственно из надшарошечной зоны. Смазка для опор закуплена в США.

Предусмотрена цементация межвенцовых канавок, что снижает возможность абразивного оголения и потери зубков. Спинка лап армирована по всему периметру твердосплавными зубками и мощной наплавкой. Предусмотрены более жесткие допуски на размеры и шероховатость поверхностей [49].

Долота 215,9 ТЗ-ГАУ-R251 и 215,9 СЗ-ГАУ-R269 выпущены взамен самых ходовых долот для Урало-Поволжского региона соответственно 215,9 ТЗ-ГАУ-R40М и 215,9 СЗ-ГАУ-R53. В них предусмотрены схемы опор, подобные долотам 215,9 МЗ-ГАУ-R233.

Значительную часть заказов потребителей в ОАО «Волгабурмаш» составляют трехшарошечные долота, предназначенные для бурения скважин с продувкой воздухом в горнодобывающей промышленности, которые могут быть использованы и при бурении глубоких скважин в нефтегазодобывающей промышленности.

Вооружение шарошек долот для разрушения неабразивных пород представлено мощными и агрессивными фрезерованными зубьями и обозначаются буквами: М (для мягких пород), С (для пород средней твердости) и Т (для твердых пород).

Фрезерованные зубья основных конусов, а также обратные конуса шарошек армируются самыми современными защитными покрытиями.

Вооружение шарошек долот, предназначенных для бурения абразивных пород, представлено вставными твердосплавными зубками разной формы для различных типов пород и обозначаются буквами:

МЗ (для мягких абразивных пород), СЗ (для абразивных пород средней твердости) и ТЗ (для твердых абразивных пород) — с зубками клиновидной формы;

ТЗК (для абразивных твердых пород с пропластками крепких пород) — с зубками сфероконической формы;

К (для крепких пород) — с зубками сферической формы;

ОК (для очень крепких пород) — с зубками сферической или биконической формы.

Области рационального применения каждого из указанных типов шарошечных долот для бурения взрывных скважин в горнодобывающей промышленности представлены в табл. 1.6.

Таблица 1.6

Области рационального применения разных типов шарошечных долот для бурения взрывных скважин в горнодобывающей промышленности

Тип долота	Горные породы, при разбуривании которых эффективен этот тип долота
М	Алевролит глинистый плотный, антрацит, аргиллит средней плотности, гипс плотный, рыхлые доломиты, змеевики с включением асбеста, змеевик отальковaнный, известняк мягкий, конгломерат слабых осадочных пород на известково-глинистом цементе, карналлит, мергель, сланец охристый, сланец углистый с прослойками глины, хлоритовый, серецитовый, глинистый, углисто-глинистый, уголь
МЗ	Колчедан зоны выветривания, ракушечник, сланец кварцево-серецитовый, сланец песчанистый слабый, соль каменная, опока тонкозернистая, мергель, брекчия, лимонит, крепкие угли
Т	Альбитофиры, березиты плотные, базальты пористые, доломиты, известняки тонкозернистые, доломитизированные, очень плотные, сланцы окварцованные, сидериты, липариты мелкозернистые, опоки кремнистые, пегматиты слюдистые, туфы порфировые, туфобрекчии альбитофиров, туфопесчаники, филлиты, фосфориты плотные окремнелые
ТЗ	Альбитофиры кварцевые, апатит, березиты окварцованные, диабазы крупно- и среднезернистые, габбро, диориты твердые, луниты среднезернистые, известняки окварцованные, песчаники среднезернистые плотные, сидериты окремненные, перидотиты, змеевик окремненный, березиты плотные, габброамфиболиты, гнейсы крупнозернистые и среднезернистые, доломиты окварцованные, известняки окварцованные, кварциты с сульфидами, магнезиты окварцованные, пегматиты слюдистые, пироксениты, порфириты среднезернистые, сиениты среднезернистые, титано-магнетитовая порода, фосфориты окремнелые
ТК	Андезиты плотные, гнейсы биотитовые, порфиры мелкозернистые, сиениты нефелиновые, сланцы кремнистые, трахиты среднезернистые, известняки, чередующиеся с углем
ТКЗ	Базальты средне- и мелкозернистые, габбро мелкозернистые, граниты мелкозернистые, гранодиориты мелкозернистые, гнейсы биотитовые, гнейсы пироксеновые, гнейсы кварцевые, джеспилиты плотные, диабазы мелкозернистые, диориты окварцованные, известняки кремнистые, пегматиты слабые, песчаники кремнистые плотные, порфиры кварцевые, порфиры мелкозернистые, роговики железистые, сиениты плотные мелкозернистые, сиениты нефелиновые, сланцы кремнистые, сланцы кремнистые яшмовидные
К	Альбитофиры окварцованные, андезиты и базальты плотные, диабазы и габбро плотные, граниты крупно- и среднезернистые, кварциты, песчаники кварцевые, порфириты и роговики плотные, скарны окремненные, яшма
ОК	Андезиты сливные, джеспелиты сливные, кварциты, кремень, микрокварциты сливные, роговики магнетито-роговообманковые, роговики, магнетитовые скарны окремненные, титано-магнетитовые сливные породы, яшмы сливные

При изготовлении зубков используются улучшенные материалы и современная технология, включая газостатическую обработку, что позволяет существенно повысить их прочностные свойства. Для уменьшения абразивного износа корпуса шарошки по венцам и межвенцовым канавкам увеличена глубина цементированного слоя. Для повышения стойкости от потери диаметра долота калибрующие конуса армированы твердосплавными зубками увеличенного диаметра. Во всех конструкциях долот для бурения с продувкой воздухом значительно изменена и усилена опора. Долота выпускаются серий В, Н и НУ.

Для очистки забоя от выбуренной породы предусмотрены следующие схемы:

1. Центральная схема очистки.

В корпусе долота предусмотрено центральное отверстие-сопло (рис. 1.14) и система каналов в лапах для подачи части воздуха с целью охлаждения тел качения и поверхностей контакта в опорах, а также их экранирования по торцам шарошек от попадания в полости опор шлама (рис. 1.15). Предусмотрены продувочные каналы, подводящие охлаждающий агент непосредственно в упорные поверхности пяты и торцевого подшипника (рис. 1.16).

При бурении скважин в интервалах водоносных пластов в центральное отверстие-сопло может устанавливаться обратный клапан шарикового или лепесткового типа. Схема обратного клапана лепесткового типа изображена на рис. 1.17.

При создании давления в трубном и затрубном (наддолотном) пространстве скважины рабочие лепестки клапана сжимают возвратную пру-

Рис. 1.14. Долото со штыревым вооружением для бурения с продувкой воздухом:
1 — твердосплавные зубки; *2* — продувочное сопло; *3* — резьба обратного клапана

Рис. 1.15. Долото со штыревым вооружением для бурения с продувкой воздухом:
1 — твердосплавные зубки; *2* — замковый палец; *3* — продувочные каналы; *4* — фильтр; *5* — спинка, армированная твердосплавными зубками; *6* — большой роликовый подшипник; *7* — шариковый замковый подшипник; *8* — козырек, армированный наплавочным твердым сплавом; *9* — малый роликовый подшипник

Рис. 1.16. Продувочные каналы, подводящие воздух непосредственно в упорные поверхности пяты и торцевого подшипника:
1 — твердосплавная упорная пята; *2* — упорный бурт, наплавленный твердым сплавом; *3* — продувочные каналы в упорном бурте; *4* — продувочный канал в упорной пяте

жину, установленную между ними, открывая с двух сторон боковые окна в корпусе клапана, в которые проходит воздух, поступающий затем через сопло в центральную зону забоя для его очистки от выбуренной породы. При отсутствии давления в наддолотном пространстве пружина возвращает лепестки в первоначальное положение и перекрывает окна в корпусе клапана, предотвращая попадание шлама во внутреннюю полость долота и каналы системы охлаждения.

2. Боковая схема очистки.

Для боковой схемы очистки забоя в корпусе долота предусмотрены три боковые отверстия и система каналов в лапах для подачи части воздуха с целью охлаждения опор и их экранирования по торцам шарошек от попадания шлама в полости опор. В боковых отверстиях устанавливаются насадки, позволяющие регулировать сечение выходных каналов. При бурении скважин в водоносных пластах на выходе трех боковых каналов устанавливаются сменные пружинные обратные клапаны различных конструкций, предотвращающие попадание шлама в систему каналов охлаждения и полости опор. Сменой клапанов регулируются сечения для подачи воздуха к забою и интенсивность его очистки.

Рис. 1.17. Схема обратного клапана лепесткового типа:
1 — присоединительная резьба; *2* — направляющие оси рабочих лепестков; *3* — возвратная пружина

Рис. 1.18. Схема крепления клапана:
1 — обводной шплинт; *2* — корпус сменного клапана; *3* — возвратная пружина; *4* — седло клапана; *5* — уплотнительное кольцо

При создании давления в наддолотном пространстве клапанная пружина сжимается и стопор освобождает проход воздуха к забою в пространство между шарошками. При отсутствии давления в наддолотном пространстве пружина возвращается в исходное положение и предотвращает попадание шлама в опоры. Схема крепления клапана изображена на рис. 1.18.

По желанию заказчика насадки могут быть выполнены удлиненными (см. рис. 1.7).

3. Боковая схема очистки забоя воздухом с охлаждением через каналы в лапах долота, минуя полости опор.

Как и в предыдущей схеме, три боковые отверстия в корпусе долота оснащены сменными насадками или сменными клапанами, работающими аналогично. Охлаждающие каналы проходят внутри цапфы, минуя полость опоры, что позволяет выполнять последнюю герметизированной и маслонаполненной. Усилена твердосплавная упорная пята, увеличена ширина и толщина наплавки упорного бурта на лапе. С целью повышения износостойкости лапа со стороны спинки армирована твердосплавными зубками увеличенного диаметра, а козырек по всему периметру дополнительно наплавлен новым наплавочным материалом с увеличенной до 2,4 мм толщиной слоя.

Перечисленные конструктивные и технологические приемы позволили значительно увеличить ресурс вооружения и опоры, а также улучшить очистку забоя от выбуренной породы.

При подконтрольной отработке долот в различных геолого-технических условиях месторождений проходка на долото возросла в 1,5—2,5 раза, а механическая скорость бурения — в 1,4—1,8 раза по сравнению с базовыми однотипными долотами.

Таблица 1.7

Основные параметры долот для бурения с продувкой воздухом с фрезерованным и твердосплавным вооружением ОАО «Волгабурмаш»

Тип	Диаметр долота, дюймы	Код IADC	Разбуриваемые породы	Присоединительная резьба		Масса, кг
				ГОСТ	API	
130,2 М-НП-R264	5 1/8	122	Мягкие неабразивные	З-76*	2 7/8 Reg*	5,1
130,2 ТЗ-ПН-R236	5 1/8	612X	Твердые абразивные	З-76*	2 7/8 Reg*	6,4
133,4 МЗ-ПН-R260	5 1/4	512Y	Мягкие абразивные	З-76*	2 7/8 Reg*	8,0
136,5 МЗ-ПН-R265	5 3/8	512Y	Мягкие абразивные	З-76*	2 7/8 Reg*	8,5
142,9 СЗ-ПН-R274	5 5/8	542X	Средние абразивные	З-88	3 1/2 Reg	10,0
149,2 ТЗ-ПН-R243	5 7/8	622X	Твердые абразивные	З-88	3 1/2 Reg	13,0
152,4 МЗ-ПГН-R266	5 7/8	512Y	Мягкие абразивные	З-88	3 1/2 Reg	12,0
152,4 ТЗ-ПГН-R259	5 7/8	612Y	Твердые абразивные	З-88	3 1/2 Reg	12,0
155,6 МЗ-ПГН-R281	6	512Y	Мягкие абразивные	З-88	3 1/2 Reg	14,0
155,6 ТЗ-ПГН-R277	6	612Y	Твердые абразивные	З-88	3 1/2 Reg	14,0
158,7 С-ПГН-R256	6 1/4	212	Средние неабразивные	З-88	3 1/2 Reg	13,0
158,7 ТЗ-ПГН-R282	6 1/4	612Y	Твердые абразивные	З-88	3 1/2 Reg	17,0
174,6 МЗ-ПГВ-R246	6 3/4	512X	Мягкие абразивные	З-88	3 1/2 Reg	18,7
174,6 ТЗ-ПГВ-R237	6 3/4	622X	Твердые абразивные	З-88	3 1/2 Reg	18,7
174,6 ТЗ-ПГВ-R278	6 3/4	622Y	Твердые абразивные	З-88	3 1/2 Reg	18,7
174,6 ТКЗ-ПГВ-R254	6 3/4	632Y	Твердые крепкие абразивные	З-88	3 1/2 Reg	18,8
174,6 К-ПГВ-R247	6 3/4	732Y	Крепкие абразивные	З-88	3 1/2 Reg	18,8
200,0 МЗ-ПГВ-R241	7 7/8	512X	Мягкие абразивные	З-117	4 1/2 Reg	30,5
203,2 МЗ-ПГВ-R267	7 7/8	512Y	Мягкие абразивные	З-117	4 1/2 Reg	30,8
203,2 ТЗ-ПГВ-R244	7 7/8	622X	Твердые абразивные	З-117	4 1/2 Reg	30,8
215,9 М-ПГВ-R217	8 1/2	122	Мягкие неабразивные	З-117*	4 1/2 Reg*	27,0
215,9 Т-ПВ-R234	8 1/2	312	Твердые неабразивные	З-117*	4 1/2 Reg*	30,8
215,9 ТЗ-ПВ-R235М	8 1/2	612X	Твердые абразивные	З-117*	4 1/2 Reg*	35,0
215,9 ОК-ПВ-R177	8 1/2	832Y	Очень крепкие абразивные	З-117*	4 1/2 Reg*	35,0
235,7 МЗ-ПГВ-R268	9	512Y	Мягкие абразивные	З-117	4 1/2 Reg	41,0
235,7 ТЗ-ПГВ-R275	9	612Y	Твердые абразивные	З-117	4 1/2 Reg	41,0
244,5 Т-ПГВ-R221	9 5/8	312	Твердые абразивные	З-121*	6 5/8 Reg*	55,0
244,5 Т-ПГВ-R222	9 5/8	312S	Твердые неабразивные	З-121*	6 5/8 Reg*	58,0
244,5 СЗ-ПГН-R182	9 5/8	542Y	Средние абразивные	З-152	6 5/8 Reg	56,0

Продолжение табл. 1.7

Тип	Диаметр долота, дюймы	Код IADC	Разбуриваемые породы	Присоединительная резьба		Масса, кг
				ГОСТ	API	
244,5 К-ПГВ-R258	9 5/8	742Y	Крепкие абразивные	З-121*	6 5/8 Reg*	49,8
244,5 К-ПГВ-R118	9 5/8	732Y	Крепкие абразивные	З-152	6 5/8 Reg	58,0
244,5 ОК-ПГВ-R228М	9 5/8	832Y	Очень крепкие абразивные	З-121*	6 5/8 Reg*	57,0
244,5 ОК-ПГВ-R261	9 5/8	832Y	Очень крепкие абразивные	З-121*	6 5/8 Reg*	50,4
250,8 ТКЗ-ПГВ-R200М	9 7/8	632Y	Твердые крепкие абразивные	З-152	6 5/8 Reg	59,0
253,8 ТЗ-ПГВ-R224	9 7/8	622Y	Твердые абразивные	З-152	6 5/8 Reg	61,0
254,0 МЗ-ПГВ-R257	9 7/8	512Y	Мягкие абразивные	З-152	6 5/8 Reg	61,0
255,0 К-ПГВ-R273	9 7/8	742Y	Крепкие абразивные	З-152	6 5/8 Reg	61,0
269,9 СЗ-ПГВ-R171	10 5/8	542X	Средние абразивные	З-152	6 5/8 Reg	76,0
269,9 ОК-ПГВ-R172	10 5/8	832Y	Очень крепкие абразивные	З-152	6 5/8 Reg	76,0
269,9 ОК-ПГВ-R220	10 5/8	832Z	Очень крепкие абразивные	З-152	6 5/8 Reg	76,0
273,1 МЗ-ПГВ-R248	10 5/8	522Y	Мягкие абразивные	З-152	6 5/8 Reg	65,5
273,1 ТЗ-ПГВ-R255	10 5/8	622Y	Твердые абразивные	З-152	6 5/8 Reg	67,0
275,6 МЗ-ПГВ-R271	10 5/8	432Y	Мягкие абразивные	З-152	6 5/8 Reg	78,0
311,1 ТКЗ-ПГВ-R202М	12 1/4	632Y	Твердые крепкие абразивные	З-152	6 5/8 Reg	100,0
313,3 ТЗ-ПГВ-R232	12 1/4	622Y	Твердые абразивные	З-152	6 5/8 Reg	95,0
314,3 МЗ-ПГВ-R249	12 1/4	522Y	Мягкие абразивные	З-152	6 5/8 Reg	96,3
314,3 МЗ-ПГВ-R272	12 1/4	412Y	Мягкие абразивные	З-152	6 5/8 Reg	101,0
320,0 Т-ПГВ-R198М	12 5/8	312	Твердые абразивные	З-152	6 5/8 Reg	102,0

* Укороченная.

Основные параметры долот для бурения с продувкой воздухом, выпускаемых ОАО «Волгабурмаш» по заявкам потребителей, представлены в табл. 1.7.

ТРЕХШАРОШЕЧНЫЕ ДОЛОТА ОАО «УРАЛБУРМАШ»

ОАО «Уралбурмаш» является ведущим предприятием России по производству трехшарошечных долот малых диаметров и выпускает трехшарошечные долота для бурения скважин различного назначения в нефтегазодобывающей и горнодобывающей промышленности различных типов для бурения пород от мягких до очень крепких, в том числе абразивных, диа-

Рис. 1.19. Трехшарошечные долота ОАО «Уралбурмаш» с фрезерованным и твердосплавным вооружением с различными конструкциями опор:
а — III 76 К-ЦА; *б* — III 112 Т-ЦВ; *в* — III 120,6 Т-ЦА; *г* — III 132 К-ЦВ-1; *д* — III 151 С-ЦВ-1; *е* — III 190,5 М-ГВ-1

метрами от 76 до 269, 9 мм, с центральной и боковой промывкой, с износостойкими металло- и металло-керамическими насадками, с опорами качения и скольжения.

Общие виды трехшарошечных долот с фрезерованным и твердосплавным вооружением с различными конструкциями опор изображены на рис. 1.19.

Основные параметры долот, выпускаемых ОАО «Уралбурмаш», даны в табл. 1.8.

На рис. 1.20 изображено долото со штыревым вооружением для буре-

Рис. 1.20. Трехшарошечное долото ОАО «Уралбурмаш» для бурения с продувкой воздухом:
1 — наплавка твердым сплавом; *2* — шарошка; *3* — лапа; *4* — шарикоподшипник; *5* — сопло; *6* — клапан; *7* — роликоподшипник; *8* — замок; *9* — подпятник; *10* — твердосплавной зубок; *11* — упорный подшипник скольжения

Таблица 1.8

Технические характеристики долот ОАО «Уралбурмаш»

Тип долота	Диаметр долота		Способ очистки	Резьба		Область применения инструмента и его соответствие коду IADC									
	мм	дюймы		ГОСТ	API	М	МЗ	С	СЗ	СТ	Т	ТЗ	ТКЗ	К	ОК
III	76	3	Ц	З-42	—	—	—	—	—	—	311	—	—	741	—
III	93	$3^3/_5$	Ц	З-50	—	—	—	221	—	—	311	—	—	741	—
III	98,4	$3^7/_8$	Ц	З-66	$2^3/_8$Reg	—	—	221	—	—	311	621	—	—	831
II	112	$4^2/_5$	Ц	З-63,5	—	111	—	221	—	—	—	—	—	—	—
III	112	$4^2/_5$	Ц	З-63,5	—	—	—	—	—	—	321	—	—	741	—
III	120,6	$4^3/_4$	Ц	З-76	$2^7/_8$Reg	—	—	221	—	231	311	621	—	—	—
II	132	$5^1/_5$	Ц	З-63,5	—	111	—	—	—	—	—	—	—	—	—
III	132	$5^1/_5$	Ц	З-63,5	—	—	—	221	—	—	321	—	—	741	—
III	133,4	$5^1/_4$	ЦП	З-76	$2^7/_8$Reg	—	—	—	531	—	—	—	—	—	—
I	139,7	$5^1/_2$	Ц	З-88	$3^1/_2$Reg	—	—	—	543	—	—	—	—	—	—
III	139,7	$5^1/_2$	Ц	З-88	$3^1/_2$Reg	—	—	221	—	231	311	—	—	—	—
III	146	$5^3/_4$	Ц	З-88	$3^1/_2$Reg	—	—	—	—	—	321	613	—	741	811
			П			—	—	—	—	—	322	612	—	742	832
III	149,2	$5^7/_8$	П	З-88	$3^1/_2$Reg	—	—	222	542	—	322	—	—	—	—
			Ц			—	—	221	541	—	321	—	—	—	—
III	151	$5^9/_{10}$	Ц	З-88	$3^1/_2$Reg	—	—	221	—	—	321	—	—	741	—
III	152,4	6	Ц	З-88	$3^1/_2$Reg	—	—	221	—	—	321	—	—	—	—
I	161	$6^3/_{10}$	Ц	З-88	$3^1/_2$Reg	—	—	—	543	—	—	—	—	—	—
III	161	$6^3/_{10}$	Ц	З-88	$3^1/_2$Reg	—	—	221	—	—	321	—	—	741	—
			П			—	—	—	—	—	—	—		742	—
III	171,4	$6^3/_4$	П	З-88	$3^1/_2$Reg	—	—	—	532	—	—	—	—	—	—
			Г			—	—	—	532	—	—	—	—	—	—
III	190,5	$7^1/_2$	Ц	З-117	$4^1/_2$Reg	—	—	221	—	—	321	—	631	741	—
			Г			121	441	221	541	—	—	—	632	—	—
III	244,5	$9^5/_8$	П	З-121	$4^1/_2$FH	—	—		—	—	322	612	—	742	822
			Ц			—	—	221	—	—	—	—	—	—	—
III	250,8	$9^7/_8$	П	З-152	$6^5/_8$Reg	—	—	—	541	—	—	—	—	741	832
			Ц			—	—	—	532	—	—	—	—	742	831

Пример заказа буровых долот:

Спецификация III 76 Т-ЦВ (код IADC 311) расшифровывается следующим образом: III — трехшарошечное долото; 76 — диаметр долота в миллиметрах; Т — бурение твердых пород; Ц — центральная промывка; В — опора на подшипниках качения.

Таблица 1.9

Технические характеристики долот для бурения скважин с продувкой воздухом ОАО «Уралбурмаш»

Тип долота	Диаметр		Присоединительная резьба		Масса, кг
	мм	дюймы	ГОСТ	API	
III 146 Т-ПВ	146	5 3/4	З-88	3 1/2 Reg	10,0
III 146 ТЗ-ПВ	146	5 3/4	З-88	3 1/2 Reg	11,0
III 146 К-ПВ	146	5 3/4	З-88	3 1/2 Reg	11,0
III 146 ОК-ПВ	146	5 3/4	З-88	3 1/2 Reg	11,0
III 149,2 СЗ-ПВ	149,2	5 7/8	З-88	3 1/2 Reg	10,5
III 161 Т-ПВ	161	6 11/32	З-88	3 1/2 Reg	12,5
III 161 К-ПВ	161	6 11/32	З-88	3 1/2 Reg	13,5
III 171,4 СЗ-ПГВ	171,4	6 3/4	З-88	3 1/2 Reg	20,3
III 190,5 ТКЗ-ПВ-1	190,5	7 1/2	З-117	4 1/2 Reg	23,2
III 215,9 М-ПГВ	215,9	8 1/2	З-117	4 1/2 Reg	32,0
III 215,9 МЗ-ПГВ	215,9	8 1/2	З-117	4 1/2 Reg	33,0
III 215,9 М-ПВ	215,9	8 1/2	З-117	4 1/2 Reg	28,5
III 215,9 МЗ-ПВ	215,9	8 1/2	З-117	4 1/2 Reg	33,0
III 215,9 Т-ПВ	215,9	8 1/2	З-117	4 1/2 Reg	27,2
III 215,9 ТЗ-ПВ	215,9	8 1/2	З-117	4 1/2 Reg	29,3
III 215,9 К-ПВ	215,9	8 1/2	З-117	4 1/2 Reg	29,3
III 215,9 ОК-ПВ	244,5	9 5/8	З-117	4 1/2 Reg	30,0
III 244,5 Т-ПВ	244,5	9 5/8	З-121	4 1/2 FH	37,2
III 244,5 ТЗ-ПВ	244,5	9 5/8	З-121	4 1/2 FH	38,6
III 244,5 ТКЗ-ПВ	244,5	9 5/8	З-121	4 1/2 FH	38,6
III 244,5 К-ПВ-1У	244,5	9 5/8	З-121	4 1/2 FH	39,0
III 244,5 ОК-ПВ-1Р	244,5	9 5/8	З-121	4 1/2 FH	39,0
III 250,8 МЗ-ПГВ	250,8	9 7/8	З-152	6 5/8 Reg	48,3
III 250,8 К-ПВ	250,8	9 7/8	З-152	6 5/8 Reg	50,0
III 269,9 ТКЗ-ПВ	269,9	10 5/8	З-152	6 5/8 Reg	54,2
III 269,9 К-ПВ	269,9	10 5/8	З-152	6 5/8 Reg	54,2
III 269,9 ОК-ПВ	269,9	10 5/8	З-152	6 5/8 Reg	54,2

ния с продувкой воздухом с центральным продувочным каналом, оснащенным обратным клапаном, и продувочными каналами в лапах и шарошках. Технические характеристики долот для бурения с продувкой воздухом приведены в табл. 1.9.

ТРЕХШАРОШЕЧНЫЕ ДОЛОТА ОАО «САРАПУЛЬСКИЙ МАШЗАВОД» (ОАО «СМЗ»)

ОАО «СМЗ» является ведущим предприятием России по производству трехшарошечных буровых долот большого диаметра и выпускает трехшарошечные долота для турбинного и роторного бурения скважин в нефтегазодобывающей промышленности и для бурения скважин большого диаметра и шахтных стволов реактивно-турбинным или роторно-турбинным способами в угольной промышленности и при мостостроении в породах различной твердости, в том числе абразивных. Завод имеет значительный опыт по созданию различных типов долот диаметрами от 295,3 до 660,4 мм, в том числе нестандартных, разрабатываемых и изготавливаемых по заказу потребителей.

Долота диаметрами 295,3; 349,2 и 393,7 мм (рис. 1.21) имеют секционную конструкцию с присоединительной резьбой — ниппель З-152, остальные долота, в том числе и диаметром 393,7 мм, имеют корпусную конст-

Рис. 1.21. Трехшарошечные долота ОАО «СМЗ» секционной конструкции:
а — III 349,2 М-ЦВ; *б* — III 393,7 М-ЦВ

рукцию с присоединительной резьбой — муфта З-171 или ниппель З-177 (рис. 1.22).

Все долота выполнены с негерметизированной опорой качения.

Шарошки долот диаметрами от 295,3 до 490 мм оснащены фрезерованными или литыми стальными зубьями, составляющими единое целое с

Рис. 1.22. Трехшарошечные долота ОАО «СМЗ» корпусной конструкции:
а — III 393,7 М-ЦГВ; *б* — III 444,5 С-ЦГВ

Таблица 1.10

Технические характеристики долот, выпускаемых ОАО «СМЗ»

Показатель	III 295,3 М-ЦВ III 295,3 М-ГВ	III 349,2 М-ЦВ	III 349,2 С-ЦВ	III 349,2 Т-ЦВ	III 393,7 М-ЦВ III 393,7 М-ЦГВ	III 393,7 М-ЦГВ-С51	III 393,7 С-ЦВ III 393,7 С-ЦГВ	III 393,7 Т-ЦВ III 393,7 Т-ЦГВ
Код IADC	111	111	211	311	111	111	211	311
Размер:								
мм	295,3	349,2	349,2	349,2	393,7	393,7	393,7	393,7
дюйм	11 5/8	13 3/4	13 3/4	13 3/4	15 1/2	15 1/2	15 1/2	15 1/2
Присоединительная резьба:								
ГОСТ	З-152	З-152	З-152	З-152	З-171	З-177	З-171	З-171
API	6 5/8 Reg	6 5/8 Reg	6 5/8 Reg	6 5/8 Reg	6 5/8 FH	7 5/8 Reg	6 5/8 FH	6 5/8 FH
Масса, кг	74	103	104	102	187	183	189	186
Порода	Мягкая	Мягкая	Средняя	Твердая	Мягкая	Мягкая	Средняя	Твердая
Допустимая осевая нагрузка, кН	400	450	450	450	470	470	470	470
Допустимая частота вращения, об/мин	600	600	600	600	600	200	600	600

Продолжение табл. 1.10

Показатель	III 444,5 М-ЦГВ.1	III 393,7 С-ЦГВ	III 444,5 СЗ-ЦГВ	III 444,5 ТЗ-ЦГВ	III 444,5 С-ЦВ III 444,5 С-ЦГВ	III 444,5 Т-ЦВ.1	III 490 С-ЦВ.1	III 490 С-ЦВР	III 490 ТЗ-ЦВР.9
Код IADC	111	543	543	643	211	311	211	–	–
Размер:									
мм	444,5	393,7	444,5	444,5	444,5	444,5	490	490	490
дюйм	17 1/2	15 1/2	17 1/2	17 1/2	17 1/2	17 1/2	19 7/24	19 7/24	19 7/24
Присоединительная резьба:									
ГОСТ	З-171	З-171	З-171	З-171	З-171	З-171	З-171	З-171	З-171
API	6 5/8 FH	6 5/8 FH	6 5/8 FH	6 5/8 FH	6 5/8 FH	6 5/8 FH	6 5/8 FH	6 5/8 FH	6 5/8 FH
Масса, кг	280	200	280	285	260	250	310	290	270
Порода	Мягкая	Средняя абразивная	Средняя абразивная	Твердая абразивная	Средняя	Твердая	Средняя	Средняя	Твердая абразивная
Допустимая осевая нагрузка, кН	500	450	500	500	500	500	550	550	550
Допустимая частота вращения, об/мин	600	600	600	600	600	600	600	600	600

корпусом шарошки. В долотах предусмотрены: твердосплавное карбид-вольфрамовое армирование зубьев, калибрующих конусов и затылочной части лап и центральная или комбинированная гидромониторная промывка. Эти долота предназначены для мягких, средних и твердых пород.

На рис. 1.22, *а* изображено долото типа III 393,7 М-ЦГВ, шарошки которого оснащены 113 крупными фрезерованными (литыми) зубьями, боковые и торцевые поверхности которых армированы твердым сплавом. Обратные конусы шарошек, образующие диаметр долота, также армированы твердым сплавом. Опоры шарошек этого долота состоят из трех подшипников: двух роликовых и одного шарикового (замкового).

Для подачи бурового раствора на забой в корпусе долота предусмотрены три отверстия, на выходе которых установлены сменные минералокерамические насадки. Промывочные отверстия расположены: одно в центральной части корпуса, а два — на периферийной части в удлиненных патрубках, приближенных к забою.

Долота диаметрами 444,5 и 490 мм выполняются со штыревым вооружением для бурения пород твердых и средней твердости. Режущая структура с карбид-вольфрамовыми штырями обеспечивает длительный ресурс эксплуатации долота при бурении самых абразивных пород; обратные конуса шарошек армированы твердосплавными штырями с плоским торцом. Долота выполнены с комбинированной схемой промывки забоя и имеют корпусную конструкцию с присоединительной резьбой — муфта З-171. У долот типа III 445,5 С-ЦГВ (рис. 1.22, *б*) для промывки забоя предусмотрены: сопло со щелевыми прорезями, ориентированными в пространство между шарошками, два боковых патрубка, направленных вниз, и один эжекционный патрубок, направленный вверх.

Конструкция вооружения долот III 490 С-ЦВР и III 490 ТЗ-ЦВР.9 максимально учитывает специфику реактивно-турбинного и реактивно-роторного бурения: в первом — шарошки оснащены или литыми стальными зубьями, составляющими единое целое с корпусом шарошки и армированными карбид-вольфрамовым твердым сплавом; во втором — твердосплавными зубками клиновидной формы. Долота имеют корпусную конструкцию с присоединительной резьбой — муфта З-171 и в них предусмотрена центральная промывка забоя скважины.

По согласованию с потребителем в долотах всех типов дополнительно выполняются: заправка опор самотвердеющей смазкой, наплавка калибрующих конусов шарошек и затылочной части лап методом самораспространяющегося высокотемпературного синтеза износостойкими композиционными материалами, установка на корпусные долота переводников под резьбу — ниппель З-177 и установка на долота с центральной промывкой центрального промывочного узла, оснащенного крупногабаритной патентованной минералокерамической насадкой.

Основные параметры долот, выпускаемых ОАО «СМЗ», приведены в табл. 1.10.

ТРЕХШАРОШЕЧНЫЕ ДОЛОТА ОАО НПО «БУРОВАЯ ТЕХНИКА» (б. ВНИИБТ)

В ОАО НПО «Буровая техника» разработаны и изготавливаются трехшарошечные долота для бурения скважин на нефть и газ, а также долота для горнорудного бурения (рис. 1.23).

Рис. 1.23. Трехшарошечные долота ОАО НПО «Буровая техника»

Выпускается широкая гамма конструкций долот для бурения пород от мягких (М) до очень крепких (ОК): с фрезерованным, комбинированным и твердосплавным вооружением; с открытыми и герметизированными маслонаполненными опорами; с центральной и периферийной симметричной и асимметричной промывкой; с твердосплавными насадками и с удлиненными, приближенными к забою насадками из специальных сплавов (табл. 1.11).

Таблица 1.11

Технические характеристики долот экспериментального завода ОАО НПО «Буровая техника»

Тип долота	Диаметр, дюймы	Код IADC	Присоединительная резьба		Масса, кг
			ГОСТ	API	
Долота с фрезерованным вооружением					
III 120,6 М-ЦАУ	4 3/4	126	З-76	2 1/2 Reg	11,0
III 120,6 С-ЦАУ	4 3/4	216	З-76	2 1/2 Reg	11,0
III 125,0 М-ЦАУ	5	126	З-76	2 1/2 Reg	12,0
III 125,0 С-ЦАУ	5	216	З-76	2 1/2 Reg	12,0
III 139,7 М-ЦАУ	5 1/2	126	З-88	3 1/2 Reg	13,5
III 139,7 С-ЦАУ	5 1/2	216	З-88	3 1/2 Reg	13,5
III 142,9 М-ЦАУ	5 5/8	126	З-88	3 1/2 Reg	14,0
III 142,9 С-ЦАУ	5 5/8	216	З-88	3 1/2 Reg	14,0
III 146,0 М-ЦАУ	5 3/4	126	З-88	3 1/2 Reg	14,5
III 146,0 С-ЦАУ	5 3/4	216	З-88	3 1/2 Reg	14,5
III 165,1 М-ГАУ	6 1/2	126	З-88	3 1/2 Reg	19,0
III 165,1 С-ГАУ	6 1/2	216	З-88	3 1/2 Reg	19,0
III 190,5 М-ГВ	7 1/2	131	З-117	4 1/2 Reg	28,0
III 190,5 С-ГВ	7 1/2	211	З-117	4 1/2 Reg	28,0
III 215,9 М-ГВ	8 1/2	131	З-117	4 1/2 Reg	35,0
III 215,9 С-ГВ	8 1/2	211	З-117	4 1/2 Reg	35,0
Долота с твердосплавным вооружением					
III 120,6 МЗ-ЦАУ	4 3/4	437	З-76	2 7/8 Reg	11,0
III 120,6 СЗ-ЦАУ	4 3/4	547	З-76	2 7/8 Reg	11,0
III 125,0 МЗ-ЦАУ	5	437	З-76	2 7/8 Reg	12,0
III 125,0 СЗ-ЦАУ	5	547	З-76	2 7/8 Reg	12,0
III 139,7 МЗ-ЦАУ	5 1/2	437	З-88	3 1/2 Reg	13,5
III 139,7 СЗ-ЦАУ	5 1/2	547	З-88	3 1/2 Reg	13,5
III 142,9 МЗ-ЦАУ	5 5/8	437	З-88	3 1/2 Reg	14,0

Продолжение табл. 1.11

Тип долота	Диаметр, дюймы	Код IADC	Присоединительная резьба		Масса, кг
			ГОСТ	API	
III 142,9 СЗ-ЦАУ	5 5/8	547	З-88	3 1/2 Reg	14,0
III 146,0 МЗ-ЦАУ	5 3/4	437	З-88	3 1/2 Reg	14,5
III 146,0 СЗ-ЦАУ	5 3/4	547	З-88	3 1/2 Reg	14,5
III 151,0 СЗ-ЦАУ	5 15/16	547	З-88	3 1/2 Reg	16,0
III 165,1 МЗ-ГАУ	6 1/2	437	З-88	3 1/2 Reg	19,0
III 165,1 СЗ-ГАУ	6 1/2	547	З-88	3 1/2 Reg	19,0
III 190,5 МЗ-ГВ	8 1/2	431	З-117	4 1/2 Reg	35,0
III 190,5 СЗ-ГВ	8 1/2	531	З-117	4 1/2 Reg	35,0
Лопастные долота					
ЛЗ 120,6 Г23	4 3/4		З-76	2 7/8 Reg	12,0
ЛЗ 215,9 Г23	8 1/2		З-117	4 1/2 Reg	30,0
ЛЗ 295,3	11 5/8		З-152	6 5/8 Reg	60,0
Долота для горнорудного бурения					
III 244,5 ОК-ПВ	9 5/8		З-152	6 5/8 Reg	52,0
III 244,5 ОК-ПН	9 5/8		З-152	6 5/8 Reg	52,0

Таблица 1.12

Технические характеристики долот, изготавливаемых ОАО НПО «Буровая техника» по новым технологиям

Тип долота	Код IADC	Присоединительная резьба		Масса, кг
		ГОСТ	API	
III 117,5 СЗ-ЦАУ-5К	537	З-76	2 1/2 Reg	7,5
III 117,5 М-ЦАУ-5К	136	З-76	2 1/2 Reg	7,5
III 120,6 СЗ-ЦАУ-5К	537	З-76	2 1/2 Reg	8,0
III 120,6 М-ЦАУ-5К	136	З-76	2 1/2 Reg	8,0
III 123,8 СЗ-ЦАУ-5К	537	З-76	2 1/2 Reg	8,5
III 123,8 М-ЦАУ-5К	136	З-76	2 1/2 Reg	8,5
III 125 СЗ-ЦАУ-5К	537	З-76	2 1/2 Reg	11,0
III 125 М-ЦАУ-5К	136	З-76	2 1/2 Reg	10,0
III 139,7 СЗ-ЦАУ-5К	537	З-88	3 1/2 Reg	12,0
III 139,7 М-ЦАУ-5К	136	З-88	3 1/2 Reg	12,0
III 143 СЗ-ЦАУ-5К	537	З-88	3 1/2 Reg	12,5
III 143 М-ЦАУ-5К	136	З-88	3 1/2 Reg	12,5
III 146 СЗ-ЦАУ-5К	537	З-88	3 1/2 Reg	13,5
III 146 М-ЦАУ-5К	136	З-88	3 1/2 Reg	13,0
III 149,2 СЗ-ЦАУ-5К	537	З-88	3 1/2 Reg	14,0
III 149,2 М-ЦАУ-5К	136	З-88	3 1/2 Reg	14,0
III 155,6 М-ЦАУ-5К	136	З-88	3 1/2 Reg	15,0
III 155,6 СЗ-ЦАУ-5К	537	З-88	3 1/2 Reg	15,0
III 165,1 СЗ-ГАУ-5К	537	З-88	3 1/2 Reg	22,0
III 165,1 С-ГАУ-5К	216	З-88	3 1/2 Reg	21,0
III 215,9 МСЗ-ГАУ-В	447	З-117	4 1/2 Reg	40,0
III 215,9 СЗ-ГАУ-5К	547	З-117	4 1/2 Reg	41,0

Размерный ряд выпускаемых долот включает диаметры от 120,6 до 295,3 мм.

Трехшарошечные долота изготавливаются в ОАО НПО «Буровая техника» и с привлечением новых технологий конверсионного производства.

Наиболее ответственные и повышенной сложности операции (изготовление шарошек, сборка долот и заполнение герметизированной системы смазкой) осуществляются с использованием новых запатентованных технологий, обеспечивающих более высокие нормы точности долота в сборе: допуск по диаметру +0,8 мм, разновысотность шарошек относительно упорного торца присоединительной резьбы — не более 0,6 мм, радиальное биение шарошек относительно оси резьбы — не более 0,6 мм.

Новые материалы и конструктивные решения, внесенные практически во все элементы долот, в сочетании с высокоточной технологией их изготовления обеспечивают получение высоких показателей работы долот при частоте вращения до 200 об/мин.

Основные технические характеристики этих долот приведены в табл. 1.12.

1.1.2. ДВУХШАРОШЕЧНЫЕ ДОЛОТА

Двухшарошечные долота выпускаются ОАО «Уралбурмаш» как с фрезерованными зубьями (типов II 93 С-ЦВ, II 112 М-ЦВ, II 112 С-ЦВ-1, II 132 М-ЦВ), так и со вставными твердосплавными зубками сферической формы (типа II 93 К-ЦВ).

Для подачи бурового раствора на забой скважины в корпусе долот всех типов предусмотрено центральное отверстие круглого сечения.

Опоры шарошек долот диаметром 93 мм типов С (рис. 1.24) и К состоят из трех подшипников — двух скольжения и одного шарикового (замкового), опоры шарошек долот диаметром 112 мм типов М-ЦВ и С-ЦВ (рис. 1.25) состоят из трех подшипников — скольжения, шарикового (замкового) и роликового; опоры шарошек долот диаметром 132 мм типа М-ЦВ (рис. 1.26)

Рис. 1.24. Двухшарошечное долото типа II 93 С-ЦВ-2 ОАО «Уралбурмаш»

Рис. 1.25. Двухшарошечные долота типов II 112 М-ЦВ (*а*) и II 112 С-ЦВ-1 (*б*) ОАО «Уралбурмаш»

Рис. 1.26. Двухшарошечное долото типа II 132 М-ЦВ ОАО «Уралбурмаш»

состоят из трех подшипников — двух шариковых (один из них замковый) и роликового.

Все зубья и поверхности шарошек долот, образующие диаметр долота с фрезерованным вооружением, наплавлены твердым сплавом, который предохраняет их от истирания и способствует сохранению диаметра долота при бурении скважин.

1.1.3. ОДНОШАРОШЕЧНЫЕ ДОЛОТА

Одношарошечные долота обладают очень важным для бурения глубоких скважин положительным свойстом — кратно большей мощностью лапы и шарошки, прочностью опоры и тел качения по сравнению с мощностью всех трех лап, шарошек и опор трехшарошечного долота идентичного диаметра. Такое техническое решение обеспечивает предотвращение аварий одношарошечного долота из-за выхода из строя опоры и тел качения и практически исключает оставление единственной шарошки на забое, что имеет особое значение при бурении на больших глубинах, в то время как оставление шарошек на забое при использовании трехшарошечных долот — явление частое.

Отрицательное свойство этих долот заключается в том, что они эффективны в основном при бурении абразивных пород средней твердости, поскольку сильно заостренные копытообразные зубки при соскребании породы со стенок сферического забоя скважины обеспечивают достаточно высокую механическую скорость бурения только до затупления или скола режущей кромки.

Другое отрицательное свойство серийных одношарошечных долот состоит в том, что полное перекрытие забоя из-за сложного планетарного движения режущих кромок зубков относительно его полусферической поверхности происходит только после 18—20 полных оборотов [49].

ОАО «Уралбурмаш» освоил производство одношарошечных долот типов I 161 СЗ-Н и 139,7; 161; 190,5; 215,9 типа СЗ-АУ.

Долото I 161 СЗ-Н (рис. 1.27) предназначено для бурения в абразивных породах средней твердости. Опора шарошек долота диаметром 161 мм типа СЗ состоит из трех подшипников скольжения и двух шариковых подшипников, один из которых замковый. Шарошка оснащена 64 твердосплавными зубками, которые расположены по двухзаходной спирали. Для подачи бурового раствора на забой в корпусе долота предусмотрено наклонное промывочное отверстие круглого сечения, а на корпусе шарошки выполнены дополнительные продольные пазы.

Долота типов I 139,7 СЗ-АУ, I 161 СЗ-АУ, I 190,5 СЗ-АУ и I 215,9 СЗ-АУ также предназначены для бурения абразивных пород средней твердости. Герметизированные маслонаполненные опоры этих долот состоят из трех подшипников скольжения и одного шарикового (замкового) подшипника (рис. 1.28). Шарошки указанных долот оснащены твердосплавными зубками с заостренной копытообразной рабочей поверхностью соответственно в количестве 54, 63, 50 и 51.

Для принудительной подачи смазки в опору в корпусе лапы предусмотрен маслонаполненный резервуар с уравнивателем давления и система каналов, соединяющих резервуар с полостью опоры. Герметизация внут-

Рис. 1.27. Одношарошечное долото типа I 161 СЗ-Н ОАО «Уралбурмаш»

Рис. 1.28. Одношарошечное долото типа I 139,7 СЗ-АУ с герметизированной маслонаполненной опорой ОАО «Уралбурмаш»

ренней полости шарошки у ее торца осуществляется с помощью резинового кольца круглого сечения.

Для подачи бурового раствора на забой в корпусе долота предусмотрено наклонное промывочное отверстие круглого сечения, а на корпусе шарошки выполнены дополнительные продольные пазы.

ОАО «Уралбурмаш» освоил производство одношарошечных развальцевателей диаметрами от 120 до 157 мм, предназначенных для развальцевания профильных перекрывателей, разработанных совместно с институтом ТатНИПИнефть, с целью реализации технологии крепления скважин в осложненных геолого-технических условиях.

ОАО «Волгабурмаш» выпускает одношарошечные долота типа I 190,5 СЗ-АУ и I 215,9 СЗ-АУ (рис. 1.29), предназначенные для бурения абразивных пород средней твердости.

Шарошка долота выполнена в виде сферы большого диаметра, которая оснащена крупными твердосплавными зубками копытообразной формы.

Герметизированная маслонаполненная опора этих долот выполнена по схеме: подшипник скольжения — шариковый (замковый) подшипник — подшипник скольжения — упорный шариковый подшипник — концевой подшипник скольжения.

Подача бурового раствора на забой осуществляется с помощью наклонного промывочного отверстия круглого сечения, а на корпусе шарошки профрезерованы продольные пазы.

Рис. 1.29. Одношарошечные долота типов I 190,5 СЗ-АУ (*а*) и I 215,9 СЗ-АУ (*б*) с герметизированными маслонаполненными опорами ОАО «Волгабурмаш»

ОАО «Волгабурмаш» производит также патентоспособный буровой инструмент (одношарошечные долота-расширители типа ОДР, одношарошечные развальцеватели типа ОРШ, раздвижные расширители типа РРМ, секционные развальцеватели типа РШ) для осуществления новой технологии бурения скважин, предназначенной для упрощения конструкции скважины путем проводки ствола долотом одного размера без установки целого ряда традиционно принятых промежуточных обсадных колонн. Этот буровой инструмент предназначен 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 одношарошечного долота-расширителя типа ОДР (рис. 1.30), выполнена в виде сферы большого диаметра, усеченной цилиндром меньшего диаметра, ось которого совпадает с осью присоединительной резьбы долота. И цилиндрическая, и сферическая поверхности оснащены крупными твердосплавными копытообразными зубьями.

Цилиндрическая поверхность шарошки в момент совпадения ее оси с

Рис. 1.30. Одношарошечное долото-расширитель типа ОДР ОАО « Волгабурмаш»

осью резьбы обеспечивает транспортное положение — долото с таким положением шарошки проходит в скважину без вращения ротором до заданного интервала расширения скважины или забоя. При вращении ротором долота-расширителя его диаметр увеличивается, становится равным наибольшему. Перед спуском и по окончании расширения или бурения ствола шарошка с помощью специального механизма фиксируется в транспортном положении, при котором легко проходит в скважину при спуске или подъеме.

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

Основные параметры одношарошечных долот-расширителей типа ОДР приведены в табл. 1.13.

Одношарошечные развальцеватели типа ОРШ (рис. 1.31) предназначены для развальцевания и калибрования внутренних поверхностей профильных перекрывателей при установке их в скважине. Наружная поверхность единственной шарошки выполнена сферической. Вдоль образующей сферы выполнены пазы, которые служат для прохода промывочной жидкости и охлаждения шарошки от перегрева в процессе развальцевания перекрывателя, а также ограничивают и формируют площадь контактной поверхности шарошки с перекрывателем, необходимую для создания требуемой по расчету величины удельной нагрузки, позволяющей обеспечить процесс развальцевания.

Для повышения износостойкости контактирующих поверхностей шарошки от износа при трении с развальцовываемой поверхностью перекрывателя они могут наплавляться износостойким материалом.

Таблица 1.13

Технические характеристики одношарошечных долот-расширителей типа ОДР ОАО « Волгабурмаш»

Тип расширителя	Диаметр по шарошке, мм		Присоединительная резьба	Высота, мм	Масса, кг
	в транспортном положении	в рабочем положении			
ОДР 216/237	216	237	Ниппель З-117	380	52
ОДР 145/152	145	152	Ниппель З-88	295	27,3
ОДР 125/133	125	133	Ниппель З-76	230	22

Рис. 1.31. Одношарошечные развальцеватели с герметизированной маслонаполненной опорой типа ОРШ ОАО «Волгабурмаш»

Таблица 1.14

Технические характеристики одношарошечных развальцевателей типа ОРШ ОАО «Волгабурмаш»

Тип развальцевателя	Диаметр шарошки, мм	Присоединительная резьба	Осевая нагрузка, кН	Высота, мм	Масса, кг
ОРШ-196	196	Ниппель З-117	300	350	37
ОРШ-208	208	Ниппель З-117	350	350	40
ОРШ-216	216	Ниппель З-117	380	350	45

Опора одношарошечных развальцевателей также унифицирована с опорой одношарошечных долот и выполнена герметизированной и маслонаполненной по схеме: подшипник скольжения — шариковый (замковый) подшипник — подшипник скольжения — упорный шариковый подшипник — концевой подшипник скольжения.

Одношарошечные развальцеватели типов ОРШ-196, ОРШ-208, ОРШ-216, выпускаемые ОАО «Волгабурмаш», предназначены для развальцевания профильных перекрывателей типов ПП 216 и ПП 216У при установке их в скважине.

Основные параметры одношарошечных развальцевателей типа ОРШ приведены в табл. 1.14.

1.2. ШАРОШЕЧНЫЕ ДОЛОТА ДРУГИХ КОНСТРУКЦИЙ

К долотам других конструкций относятся: долота для бурения скважин со сменными породоразрушающими секциями и многошарошечные долота для бурения скважин большого диаметра, созданые в ОАО НПО «Буровая техника», четырехшарошечные долота производства ОАО «Уралбурмаш», шарошки для разбуривателя восстающих выработок ОАО «Волгабурмаш».

1.2.1. ДОЛОТО СО СМЕННЫМИ ПОРОДОРАЗРУШАЮЩИМИ СЕКЦИЯМИ

Долото этого типа (рис. 1.32) предназначено для бурения нефтяных и газовых скважин большого диаметра (до 660 мм) с промывкой буровым раствором. Долото состоит из корпуса с закрепленными на нем секциями с помощью стопорных и крепежных узлов и шарошками. Секции выполнены с хвостовиками, в которых имеется коническая замковая резьба.

Стопорный узел представляет собой ступень с граненой наружной поверхностью на хвостовике, размещенную в граненом отверстии в корпусе. Гайка крепежного узла имеет граненый хвостовик. Резьба гайки коническая замковая. В промывочных каналах на корпусе вставлены насадкодержатели, которые имеют возможность выполнения установочных поворотов и демонтажа. В насадкодержателях могут быть установлены по одной или несколько гидромониторных насадок. Насадки могут быть установлены как по нормали к поверхности забоя, так и под углом к оси долота с возможностью демонтажа.

Рис. 1.32. Схема долота со сменными породоразрушающими секциями для бурения нефтяных и газовых скважин большого диаметра (до 660 мм) ОАО НПО «Буровая техника»:
1 — корпус; *2* — породоразрушающие секции; *3* — граненное отверстие; *4* — резьбовое соединение; *5* — крепежный узел; *6* — хвостовик

1.2.2. МНОГОШАРОШЕЧНОЕ ДОЛОТО ДЛЯ БУРЕНИЯ СКВАЖИН БОЛЬШОГО ДИАМЕТРА

Многошарошечное долото (рис. 1.33) предназначено для бурения нефтяных и газовых скважин большого диаметра (до 555 мм) с промывкой буровым раствором. Долото состоит из центрально расположенной трубы *1*, жестко связанной с верхней *2* и нижней *6* плитами, образующими корпус.

Рис. 1.33. Схема многошарошечного долота для бурения скважин большого диаметра (до 555 мм) ОАО НПО «Буровая техника»:
1 — труба центральная; *2* — плита верхняя; *3* — лапа; *4* — шарошка; *5* — пилот-долото; *6* — плита нижняя; *7* — болт

На центрально расположенную трубу навернуто пилот-долото *5*. На корпусе установлены лапы *3* с шарошками *4*. Лапы выполнены в виде скоб с щеками, образующими продольный (относительно плоскости симметрии секции) паз с прямоугольным поперечным профилем. Между плитами *2* и *6* корпуса выполнены радиальные перемычки, ширина которых равна ширине продольного паза каждой лапы. Щеки лап *3* установлены между плитами *2* и *6* с охватом перемычек и возможностью радиального перемещения и фиксируются элементами крепления, выполненными в виде болтов *7* и гаек. Радиальные перемычки и щеки имеют ряд отверстий, размещенных на одном уровне и разнесенных с равным интервалом в радиальном направлении.

1.2.3. ЧЕТЫРЕХШАРОШЕЧНЫЕ ДОЛОТА

ОАО «Уралбурмаш» в 2000—2001 гг. разработаны, изготовлены и испытаны экспериментальные образцы четырехшарошечных долот диаметром 295,3 мм с целью формирования стабильного диаметра ствола при бурении скважины, что особенно важно для спуска обсадных колонн без осложнений.

1.2.4. ШАРОШКИ ДЛЯ РАЗБУРИВАТЕЛЯ ВОССТАЮЩИХ ВЫРАБОТОК

ОАО «Волгабурмаш» выпускает комплект сменных (из 8-ми штук) шарошек Ш-16 для разбуривателя типа 2КВ-А, предназначенных для разбуривания с диаметра 269,9 мм до диаметра 1500 мм при проходке восстающих выработок подземных рудников. Коэффициент крепости разбуриваемых пород $f = 14 \div 16$ (по шкале проф. М.М. Протодъяконова). Очистка забоя — воздухом или воздушно-водяной смесью.

Шарошка (рис. 1.34) состоит из оси, на которой смонтирован оснащенный твердосплавными зубками корпус. Для улучшения очистки и охлаждения на корпусе шарошки выполнены межвенцовые канавки. Вращение корпуса шарошки вокруг оси осуществляется с помощью подшипникового узла (ролик — шарик — ролик), с двух сторон герметизированного двойными уплотнениями. Предусмотрена возможность периодического обновления смазки подшипникового узла. Конструкция обеспечивает возможность быстрой замены изношенных шарошек на корпусе разбуривателя непосредственно в шахте.

Техническая характеристика шарошки

Максимальная осевая нагрузка на разбуриватель, т	150
Частота вращения, об/мин	35
Число штырей на основных конусах	196
Число штырей на обратном конусе	27
Максимальный диаметр шарошки, мм	308
Длина, мм	258
Масса, кг	97

Рис. 1.34. Шарошка для разбуривателя восстающих выработок ОАО « Волгабурмаш»

1.3. ДОЛОТА С АЛМАЗНЫМ И ТВЕРДОСПЛАВНЫМ ВООРУЖЕНИЕМ

Алмазный буровой инструмент (АБИ) в соответствии с требованиями ГОСТ 26474—85 изготавливается пяти типов:

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 пород;

Т — для бурения твердых пород.

По конструктивному исполнению АБИ подразделяются на инструмент матричного вида и со стальным корпусом. В АБИ матричного вида природные, синтетические и другие породоразрушающие элементы закреплены в износостойком матричном слое способом порошковой металлургии.

В АБИ со стальным корпусом породоразрушающие элементы из композиционного материала, изготовленного на основе природных, синтетических алмазов и алмазно-твердосплавных материалов в виде пластин и цилиндров, закреплены в стальном корпусе с помощью пайки или запрессовки.

В шифре АБИ матричного вида, оснащенных природными и синтетическими алмазами, используются следующие обозначения:

первая буква указывает вид инструмента (Д— долото алмазное для бурения сплошным забоем; К — бурильная головка алмазная для бурения с отбором керна, используемая совместно с керноотборным инструментом);

вторая (третья и четвертая) буква указывает на конструктивные особенности и способ армирования (Р — мелкие торовидные выступы на торцевой рабочей поверхности, Т — ступенчатая форма рабочей торцевой поверхности, И — импрегнированный способ армирования, АП — алмазная пластина, В — зарезное долото, С — синтетические алмазы, Ф — долото-фрезер для прорезания окна в обсадной колонне);

цифры обозначают номинальный диаметр долота, наружный и внутренний диаметр бурильной головки (мм);

буквы после размера указывают тип АБИ, цифры — модификацию.

В шифре АБИ со стальным корпусом используются следующие обозначения:

буква У указывает, что изготовителем является Дрогобычский долотный завод;

обозначение ИСМ (Институт сверхтвердых материалов) используется в долотах, изготовителем которых является Опытный завод ИСМ АН Украины;

цифры обозначают основные размеры инструментов (номинальный диаметр долота, наружный и внутренний диаметры бурильной головки);

буква после цифр обозначает тип АБИ;

дополнительные буквы в шифре инструмента обозначают: А — долото зарезное, РГ — режущее гидромониторное.

В настоящее время изготовлением долот алмазных и лопастных с твердосплавной износостойкой матрицей, оснащенных природными и синтетическими поликристаллическими алмазами типа СВС-П, а также алмаз-

но-твердосплавными пластинами и резцами типа АПТ и АТР, поликристаллическими синтетическими термостойкими алмазами типа ПСТА и комбинированным вооружением типа АТП+ПСТА рабочих поверхностей, занимаются ряд российских предприятий.

ОАО НПО «Буровая техника» разрабатывает алмазные долота-фрезеры типов ДФС 139,7 СТ и ДФС 118 СТ. Они предназначены для вырезания окна в обсадной колонне диаметром 168 и 146 мм соответственно [31].

Долота оснащаются термостойкими синтетическими алмазами различной формы и размера. С учетом жестких условий работы долота-фрезера по металлу разработана износостойкая матрица с новым пропитывающим сплавом.

Техническая характеристика и рекомендуемый режим бурения ДФС 139,7

Наружный диаметр, мм	139,7
Высота, мм	264
Присоединительная резьба (ниппель)	З-88 (по ГОСТ 28487—90)
Вооружение	Алмазы синтетические типов СВС-П, СВА-15-БУ
Нагрузка, кН (тс)	20—100 (2—10)
Частота вращения, $с^{-1}$	1—2
Расход бурового раствора, л/с	6—15

Испытания ДФС 139,7 проведены в скважинах №№ 141, 136 и 229 площади Дыш ОАО «Роснефть — Краснодарнефтегаз» под руководством технологов ЗАО «БКО-Инвест» с участием представителя разработчика. Режим прорезания окна проводился с клина со скосом 2,25°, с промывкой вначале водой, затем буровым раствором плотностью 1250 кг/$м^3$ с параметрами: расход жидкости —12 л/с, частота вращения — 1—2 $с^{-1}$ и нагрузка до 10 кН. Компоновки низа состояли из ДФС, овальных колонных райберов диаметром 142 мм, соединительных патрубков диаметром 89 мм. На эффективность прорезания окна через обсадную колонну и забуривания нового ствола существенно влияет состав компоновки низа бурильной колонны.

Затраты времени при испытаниях ДФС 139,7 СТ по трем скважинам следующие:

на прорезку окна — 7,33 ч;

на забуривание нового ствола скважины по породе — 2,33 ч;

на проработку окна и нового ствола скважины — 8,33 ч.

Общие затраты времени (включая спуско-подъемные операции) на весь цикл работ с ДФС — около 24 ч.

ОАО НПО «Буровая техника» разрабатывает и изготавливает алмазные долота различных типов диаметрами от 104,8 до 295,3 мм с несколькими видами алмазных резцов, номенклатура которых приведена в табл. 1.15. На рис. 1.35 изображены общие виды долот, указанных в табл. 1.15.

Применение алмазных долот, оснащенных поликристаллическими алмазными резцами (АТР, СВС-П, ПСТА) и природными алмазами, обеспечивает увеличение проходки в 10—15 раз и рейсовой скорости в 1,5—2,0 раза по сравнению с трехшарошечными долотами в одинаковых геолого-технических условиях.

НПП «Азимут» разрабатывает и изготавливает различные типы долот с алмазным и твердосплавным вооружением:

долота лопастные с алмазным вооружением типа Л-РСА, армирован-

Таблица 1.15

Номенклатура и классификация алмазных буровых долот по их назначению ОАО НПО «Буровая техника»

Виды алмазных резцов	Тип долота	Код долота по IADC	Твердость и абразивность пород						
			Мягкие		Средние		Твердые		
			МА	СА	МА	СА	МА	СА	ВА
Природные алмазы	ДК 104,8 СТ	D3X5		+	+	+	+		
	ДК 149,4 С6	D4X6		+	+	+	+		
	ДР 163,5 Т3	D5R6		+	+	+	+	+	
	ДК 188,9 С6	D5X6		+	+	+	+		
	ДР 188,9 Т3	D4R9		+	+	+	+	+	
	ДИ 188,9 С6	D5X0		+	+	+	+	+	+
	ДК 214,3 С6	D4X6		+	+	+	+		
	ДР 214,3 Т3	D5R9		+	+	+	+		
	ДИ 214,3 С6	D4X0		+	+	+	+	+	+
Алмазно-твердосплавные пластины (АТП)	ДАП 104,8 МС	M356	+	+	+	+			
	ДАП 120,6 МС	M256	+	+	+	+			
	ДАП 149,2 МС	M356	+	+	+	+			
	ДАП 159,4 МС	M326	+	+	+	+			
	ДАП 163,1 МС	M356	+	+	+	+			
	ДАП 163,5 МС	M356	+	+	+	+			
	ДАП 188,9 МС	M326	+	+	+	+			
	ДАП 214,3 М2	M355	+	+	+				
	ДАП 214,3 М3	M324	+	+					
	ДАП 215,9 МС7	M355	+	+	+	+	+		
	ДАП 295,3 М1	M326	+	+	+	+			
	ДАП 292,9 МС	M326	+	+	+	+			
Синтетические алмазы в форме трехгранных призм	ДЛС 120,6 СТ	T6R8		+	+	+	+		
	ДЛС 159,4 СТ1	T3R8		+	+	+	+		
	ДЛС 165,1 СТ	T2R8		+	+	+	+		
	ДЛС 214,3 СТ3	T5R8		+	+	+	+		
	ДЛС 295,3 СТ	T3R8		+	+	+	+		
Синтетические алмазы СВС-П в виде цилиндров или их частей	ДКС 101,6	T3R8			+	+	+		
	ДФС 118 СТ	T9R9		–	–	–	–		
	ДРС 120,6 СТ	T3R8			+	+	+		
	ДРС 138,1 СТ4	T5R9			+	+	+		
	ДФС 139,7 СТ	T9R9		–	–	–	–		
	ДРС 149,4 СТ4	T5R9			+	+	+		
	ДРС 159,4 СТ4	T5R9			+	+	+		
	ДВС 188,9 С2	T7X9	+	+	+	+	+	+	
	ДКСИ 188,9 С6	T5R0	–			+	+	+	
	ДВС 214,3 С2	T7X9	+	+	+	+	+	+	
	ДКСИ 214,3 С6	T4X0				+	+	+	
	ДЛС 214,3 С2	T5R8		+	+	+			
	ДКС 267,5 С6	T4X9		+	+	+			
	ДКС 292,9 С6	T4X9		+	+	+			
	ДЛС 295,3 С8	T5R8	+	+	+	+			

Примечание. МА — малоабразивные породы; СА — среднеабразивные породы; ВА — высокоабразивные породы; ДВС — долото зарезное; ДФС — долото-фрезер для прорезания окна в обсадной колонне.

ные алмазно-твердосплавными пластинами, предназначены для бурения скважин сплошным забоем нефтяных и газовых скважин в мягких и средних малоабразивных породах (рис. 1.36);

долота с алмазным вооружением типов РСА, РСГА, армированные алмазно-твердосплавными пластинами, предназначены для бурения сплошным забоем нефтяных и газовых скважин в мягких и средних малоабразивных породах типа РСА и горизонтальных участков стволов скважин типа РСГА (рис. 1.37);

долота с твердосплавным вооружением типов РСТ, Л-РСТ предназначены для бурения сплошным забоем нефтяных и газовых скважин в мяг-

Рис. 1.35. Алмазные долота ОАО НПО «Буровая техника»:
а — типов ДК... С; ДИ... С; ДКС... С6; ДКСИ... С6; *б* — типов ДЛ 214,3 С2; ДЛС 188,9 С2; *в* — типов ДРС... СТ4; ДР... ТЗ; ДИ... ТЗ; *г* — типа ДАП; *д* — типов ДР; ДРС; *е* — типа ДЛС

Рис. 1.36. Лопастное долото с алмазным вооружением, армированное алмазно-твердосплавными пластинами типа Л-РСА НПП «Азимут»

Рис. 1.37. Долото с алмазным вооружением, армированное алмазно-твердосплавными пластинами типов РСА и РСГА НПП «Азимут»

ких и средних малоабразивных породах, а также для разбуривания цементных мостов и песчаных пробок (рис. 1.38);

долота бицентричные алмазные типа ДБА (табл. 1.16) предназначены для бурения с одновременным расширением ствола скважины в мягких и средних малоабразивных породах (рис. 1.39); применяются для расширения боковых стволов из ранее пробуренных обсаженных скважин, а также расширения ствола в продуктивном интервале с целью увеличения дебита скважины;

пикобуры предназначены для расширения ствола скважины, разбуривания цементных пробок, металлических деталей низа обсадной колонны, а также для проработки забоя перед проведением ловильных работ по удалению металлических предметов из скважины (рис. 1.40); в зависимости от назначения они изготавливаются как с твердосплавным, так и с алмазным вооружением;

долота зарезные с алмазным (зубки «Славутич») типа ДЗА (рис. 1.41) и твердосплавным вооружением типа ДЗТ предназначены для зарезки нового ствола в необсаженной части ствола скважины; обладают самоцентрирующими свойствами, позволяющими «удерживать» траекторию ствола скважины.

Номенклатура и технические характеристики специальных долот приведены в табл. 1.17.

Рис. 1.38. Долото с твердосплавным вооружением типов РСТ и Л-РСТ НПП «Азимут»

Таблица 1.16

Технические характеристики долот бицентричных алмазных НПП «Азимут»

Тип долота	Проходной диаметр, мм	Диаметр расширения скважины, мм
ДБА-118/140	118	140
ДБА-120,6/140	120,6	140
ДБА-120,6/142	120,6	142
ДБА-138,1/160	138,1	160
ДБА-139,7/160	139,7	160
ДБА-140/162	140	162
ДБА-152/175	152	175
ДБА-215,9/240	215,9	240

Таблица 1.17

Технические характеристики специальных долот НПП «Азимут»

Тип долота	Наружный диаметр, мм	Присоединительная резьба по ГОСТ 28487—90
ЗЛ-81 РСА... 12Л-292,7 РСА	81-292,7	З-50—З-152
РСА-73... РСА-292,7	73-292,7	З-50—З-152
РСГА-115... РСГА-149,4	115-149,4	З-76—З-88
РСТ-73... 214,3	73-214,3	З-50—З-147
ЗЛ-73 РСТ... 6Л-214,3 РСТ	73-214,3	З-50—З-147
П6Л-215 РСТ	215	З-117
П6Л-295 РСТ	295	З-171
ДЗА-118	118	З-66
ДЗА-159,4	159,4	З-117
ДЗА-214,3	214,3	З-117

СП ЗАО «Удмуртские долота» (УДОЛ) (ОАО «Удмуртнефть» и ГПО «Воткинский завод» при участии фирмы Diamond Products International) изготавливает долота с алмазно-твердосплавными резцами типов У123 ST-45, У123 SF-45G, У123 SF-45, У144,4 SF-45, У215,9 SF-5M, У215,9 ST-67) для бурения вертикальных, наклонно направленных и горизонтальных скважин в породах средней твердости (доломиты, известняки, аргиллиты, меловые отложения, соли), долота бицентричные (со смещением центра вращения)

Рис. 1.39. Долото бицентричное алмазное типа ДБА НПП «Азимут»

Рис. 1.40. Пикобур с алмазным и твердосплавным вооружением типа П6Л НПП «Азимут»

Рис. 1.41. Долота зарезные с алмазным и твердосплавным вооружением типа ДЗА НПП «Азимут»:
а — типа ДЗА-214,3; *б* — типа ДЗА-118; *в* — типа ДЗА-159,4

типов У215,9×240 SR-544 и У120,6×142,8 SR-544 для бурения с одновременным расширением участка набора кривизны и горизонтального участка скважины в породах средней твердости, а также долота с твердосплавным вооружением (У59 РС—У124 РС) для разбуривания цементных стаканов и технологической оснастки внутри обсадной колонны.

Рис. 1.42. Долото с алмазно-твердосплавными резцами типа У 123 ST-45 СП ЗАО УДОЛ

Рис. 1.43. Долото бицентричное типа У215,9×240 ST-544 СП ЗАО УДОЛ

Таблица 1.18

Технические характеристики лопастных долот типа У СП ЗАО «Удмуртские долота»

Показатель	У123 ST-45	У215,9 ST-67
Номинальный диаметр долота, мм	123	215,9
Высота, мм	190	290
Число лопастей	6	6
Длина шейки долота, мм	85	130
Ширина калибрующей поверхности, мм	33	65
Диаметр шейки долота, мм	95	155
Тип присоединительной резьбы	З-76	З-117
Диаметр вставного резца, мм	13	19
Число резцов	24	35
Число промывочных отверстий	3	4/2*
Рекомендуемые параметры режима бурения		
Расход бурового раствора, л/с	8 – 10	25 – 40
Нагрузка на долото, тс	1 – 8	6 – 25
Частота вращения долота, об/мин	60 – 180	60 – 220
Перепад давления в насадках, МПа	8 – 12	10 – 15

* В долоте установлены 4 сменные и 2 запрессованные гидромониторные насадки

Таблица 1.19

Технические характеристики бицентричных долот СП ЗАО «Удмуртские долота»

Показатель	У120,6× × 142,8 SR-544	У215,9× × 240 SR-544
Номинальный диаметр долота/расширителя, мм	95×142,8	155/240
Высота, мм	355	395
Число лопастей (пилот/расширитель)	3/4	6/10
Длина шейки долота (пилот/расширитель), мм	25/100	45/95
Ширина калибрующей поверхности (пилот/расширитель), мм	45/45	40/45
Диаметр по шейке долота (пилот/расширитель), мм	76/82	120/150
Тип присоединительной резьбы	З-76	З-117
Диаметр вставного резца, мм	13	13
Число резцов (пилот/расширитель)	14/13	37/37
Число промывочных отверстий (пилот/ расширитель)	2 (пост)/2 (пост)	4 (смен)/4 (пост)
Рекомендуемые параметры режима бурения		
Расход бурового раствора, л/с	12 – 18	25 – 40
Нагрузка на долото, тс	1 – 8	1 – 16
Частота вращения долота, об/мин	60 – 140	60 – 180
Перепад давления в насадках, МПа	8 – 12	8 – 15

1. Защита калибрующей поверхности долот типа У123 ST-45 (рис. 1.42) осуществляется с помощью резцов PDC и наплавленного слоя из карбида вольфрама. Рациональное расположение резцов обеспечивает наиболее эффективный процесс разрушения забоя, а добавочные резцы с увеличенным объемом алмазов повышают эффективность резания при изношенности долота и сопротивляемость ударным нагрузкам и абразивности пород. Конфигурация калибрующей поверхности долота выполнена с учетом обеспечения условий эффективного выноса выбуренной породы с забоя и стабилизации работы долота на забое.

Основные технические параметры долот приведены в табл. 1.18.

2. К преимуществам долот типа У215,9×240 ST-544 (рис. 1.43) относятся:

бурение скважин большего диаметра, чем возможно долотами обычной конструкции при данном диаметре спущенной обсадной колонны;

скорость бурения сопоставима со скоростью, получаемой с использованием стандартных долот с поликристаллическими алмазными вставками (PDC);

бурение с одновременным расширением ствола скважины;

регулирование направления ствола скважины от вертикального до горизонтального;

исключение операций, связанных с проработкой и калибровкой ствола скважины перед спуском обсадной колонны;

исключение аварийных ситуаций из-за отсутствия подвижных элементов в конструкции долота;

возможность восстановления долот после неоднократного использования;

уменьшение затрат времени на бурение расширенного ствола по сравнению с другими способами.

Основные технические параметры бицентричных долот приведены в табл. 1.19.

3. Долота режуще-истирающего типа У 59 РС оснащены резцами с большой режущей поверхностью, обеспечивающей высокую износостойкость.

Система крепления резцов и использование высококачественных материалов при пайке снижают риск возникновения аварийных ситуаций при бурении скважины.

Комбинированная схема промывки с направленными на каждый резец промывочными отверстиями улучшает качество очистки забоя и обеспечивает эффективное охлаждение резцов долота. Благодаря специальной конструкции, облегчающей ремонт, имеется возможность многократного восстановления долота после того, как оно успешно выработало свой ресурс.

Основные технические параметры долот режуще-истирающего типа приведены в табл. 1.20.

Таблица 1.20

Технические характеристики долот режуще-истирающего типа У СП ЗАО «Удмуртские долота»

Показатель	У 59 РС	У 70 РС	У 79 РС	У 83 РС	У 95 РС	У 101 РС	У 121 РС	У 124 РС
Диаметр, мм	59	70	79	83	95	101	121	124
Присоединительная резьба	З-42	З-50	З-50	З-50	З-50	З-50	З-76	З-76
Тип резьбы	Муфтовая						Ниппельная	

Таблица 1.21

Технические характеристики долот типа ИСМ опытного завода ИСМ АН Украины

Тип долота	Способ бурения		Назначение долота					Краткое описание горных пород, рекомендуемых для бурения	Предельная твердость по штампу, МПа
	Роторный	Турбинный	М	МС	С	СТ	Т		
Долота режущего типа									
ИСМ-188,9 РГ	+	–						Мягкие высокопластичные породы, глины, соли, пески, слабосцементированные песчаники	≤ 500
ИСМ-214,3 РГ	+	–							≤ 500
ИСМ-242,1 РГ	+	–							≤ 250
ИСМ-267,5 РГ	+	–							≤ 250
ИСМ-292,9 РГ	+	–							≤ 250
ИСМ-317,6 РГ	+	–							≤ 250
ИСМ-346,8 РГ	+	–							≤ 250
ИСМ-391,3 РГ	+	–							≤ 250
ИСМ-214,3 РГ	+	–							≤ 250

Продолжение табл. 1.21

Тип долота	Способ бурения		Назначение долота					Краткое описание горных пород, рекомендуемых для бурения	Предельная твердость по штампу, МПа
	Роторный	Турбинный	М	МС	С	СТ	Т		
Долота микрорежущего типа									
ИСМ-392,1 М	+	+						Мягкие пластичные породы, глины, соли, пески, слабосцементированные песчаники, мучнистые известняки, мергели	≤ 500
УИСМ 188,9 МС-1	+	+							≤ 1000
УИСМ 214,3 МС-1	+	+							≤ 1000
УИСМ 267,5 МС-2	+	+							≤ 1000
УИСМ 292,9 МС-2	+	+							≤ 1000
ИСМ-163,5 С2	+	–						Известняки, аргиллиты, алевролиты, слабосцементированные песчаники, доломиты, плотные глины, алевритистые глины	≤ 1500
УИСМ 188,9 С5	+	+							≤ 2000
УИСМ 214,3 С3	+	+							≤ 1500
УИСМ 267,5 С	+	+							≤ 1500
Долота истирающего типа									
ИСМ-163,5 Т3	+	–						Песчаники, алевролиты, известняки и доломиты, глинистые сланцы	≤ 2500
ИСМ-188,9 Т2	+	+							≤ 2500
ИСМ-214,3 Т	+	+							≤ 2250
Долота зарезные									
ИСМ-А-188,9 МС	+	+						Глины, соли, мергели, известняки, доломиты, слабосцементированные песчаники	≤ 1000
ИСМ-А-214,3 МС	+	+							≤ 1000
ИСМ-А-242,1 МС	+	+							≤ 1000
ИСМ-А-267,5 МС	+	+							≤ 1000
ИСМ-А-292,9 МС	+	+							≤ 1000

Опытный завод ИСМ АН Украины выпускает алмазные буровые долота режущего, микрорежущего, истирающего типа и зарезные со стальным корпусом, оснащенные вставками из композиционного материала (ИСМ), предназначенные для бурения турбинным и роторным способами скважин различного назначения в интервалах залегания пород от мягких до твердых, в том числе абразивных.

Номенклатура и область применения долот типа ИСМ прведена в табл. 1.21.

1.4. РАСШИРИТЕЛИ

Расширители применяются для расширения диаметра скважины при бурении нефтяных и газовых скважин как с одновременным расширением ствола, так и с последующим его расширением взамен использования долот большого диаметра.

Отечественными производителями разрабатываются, изготавливаются и поставляются расширители различных типов для бурения скважин в различных геолого-технических условиях месторождений.

ОАО НПО «Буровая техника» является ведущим предприятием в стране по разработке расширителей и выпускает расширители следующих типов:

1. Расширители шарошечные типа РШУ (рис. 1.44), предназначенные для расширения опережающих (пилотных) стволов скважин при их одновременном или раздельном бурении.

Расширитель состоит из корпуса *1* и сменных, унифицированных для размерного ряда, породоразрушающих узлов *2*, которые крепятся с помощью эксцентричных пальцев *3* и штифтов *4*. Корпус расширителя выполнен в виде ствола, имеющего нижнюю и верхнюю присоединительные резьбы, с приваренной к нему короной, которая у расширителей диаметрами 393,7 и 444,5 мм (рис. 1.44, *а*) цельнофрезерованная, а у расширителей диаметрами 555 и 660 мм (рис. 1.44, *б*) — сварная из отдельных лап, скрепленных между собой верхним и нижним фланцами. Расширители имеют центральную промывку, но в них предусмотрены гидромониторные узлы, которые могут быть изготовлены по желанию заказчика.

Основные параметры и характеристики расширителей типа РШУ приведены в табл. 1.22.

Рис. 1.44. Схемы конструкции расширителей типа РШУ ОАО НПО «Буровая техника»:
а — диаметром 393,7 и 444,5 мм; *б* — диаметром 555 и 660 мм; *1* — корпус; *2* — породоразрушающий узел; *3* — эксцентричный палец; *4* — штифт

Таблица 1.22

Технические характеристики расширителей типа РШУ ОАО НПО «Буровая техника»

Тип расширителя	Минимальный диаметр опережающего ствола, мм	Длина, мм	Максимальная		Масса, кг		Число ЗИП, компл.
			частота вращения, мин$^{-1}$	осевая нагрузка, кН	без запасных комплектов	брутто	
III РШУ 393,7 МС-ЦВ	244,5	705	250	150	230	400	4
III РШУ 393,7 СЗ-ЦВ			250	150	232	410	4
IV РШУ 393,7 МС-ЦВ			250	200	245	455	4
IV РШУ 393,7 СЗ-ЦВ			250	200	248	464	4
III РШУ 393,7 МС-ЦВУ			120	180	231	382	3
III РШУ 393,7 ЗС-ЦВУ			120	180	234	388	3
IV РШУ 393,7 МС-ЦВУ			120	240	249	414	3
IV РШУ 393,7 СЗ-ЦВУ			120	240	250	420	3
III РШУ 444,5 МС-ЦВ	295,3	730	250	150	280	450	4
III РШУ 444,5 СЗ-ЦВУ			250	150	282	463	4
V РШУ 444,5 МС-ЦВ			250	250	320	575	4
V РШУ 444,5 СЗ-ЦВ			250	250	322	583	4
III РШУ 444,5 МС-ЦВУ			110	180	281	436	3
III РШУ 444,5 СЗ-ЦВУ			110	180	283	445	3
V РШУ 444,5 МС-ЦВУ			110	300	321	541	3
V РШУ 444,5 СЗ-ЦВУ			110	300	323	550	3
III РШУ 555 МС-ЦВ	393,7	890	180	150	370	580	4
III РШУ 555 СЗ-ЦВУ			180	150	372	584	4
V РШУ 555 МС-ЦВ			180	250	430	725	4
V РШУ 555 СЗ-ЦВ			180	250	430	735	4
III РШУ 555 МС-ЦВУ			90	180	371	556	3
III РШУ 555 СЗ-ЦВУ			90	180	374	565	3
V РШУ 555 МС-ЦВУ			90	300	431	691	3
V РШУ 555 СЗ-ЦВУ			90	300	436	550	3
III РШУ 660 МС-ЦВ	490,0	890	150	150	420	640	4
III РШУ 660 СЗ-ЦВ			150	150	423	645	4
V РШУ 660 МС-ЦВ			150	250	510	815	4
V РШУ 660 СЗ-ЦВ			150	250	515	825	4
III РШУ 660 МС-ЦВУ			75	180	422	617	3
III РШУ 660 СЗ-ЦВУ			75	180	425	625	3
V РШУ 660 МС-ЦВУ			75	300	512	782	3
V РШУ 660 СЗ-ЦВУ			75	300	518	790	3

Примечание: III, IV, V — 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 зубками 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.

2. Расширитель типа 6РШ 393,7/269,9 МСТКГ (рис. 1.45) в пятишарошечном исполнении со сменными породоразрушающими узлами *1*, с двумя типами вооружения (МС и ТК) и гидромониторными узлами со сменными вольфрамо-карбидными насадками *2* предназначен для ступенчатого бурения скважин диаметром 393,7 мм и опережающего ствола диаметром 269,9 мм в мягких и средней твердости породах и для расширения скважины в твердых и крепких породах. Он успешно испытан практически во всех нефтепромысловых районах страны и является базовой конструкцией при разработке и совершенствовании расширителей других типоразмеров. Расширители типа 6РШ, как и расширители типа РШУ, поставляются с запасными комплектами породоразрушающих узлов.

Рис. 1.45. Схема конструкции расширителя типа 6РШ393,7/269,9 МСТКГ ОАО НПО «Буровая техника»:
1 — шарошечный узел; *2* — гидромониторная насадка

Рис. 1.46. Схема расширителя бицентричного типа РАБ ОАО НПО «Буровая техника»:
D_0 — диаметр корпуса; $D_п$ — полный диаметр ствола скважины; $D_р$ — диаметр расширителя

3. Расширители типа РШБ предназначены для проходки стволов большого диаметра при роторном способе бурения скважин на суше и море.

Технические характеристики расширителей приведены в табл. 1.23. Расшифровка их кодов аналогична расшифровке кодов расширителей типа РШУ.

Общий вид расширителя РШБ аналогичен расширителю типа РШУ, приведенному на рис. 1.44, *б*. Расширители типа РШБ состоят из корпуса, сменных породоразрушающих шарошечных и промывочных узлов. Корпуса представляют собой оригинальную сварную конструкцию из толстолистовой стали. Это исключает применение дефицитных дорогостоящих стальных заготовок диаметром, равным диаметру расширителя, или необходимость использования сложной технологии сваривания обычной конструкционной стали с высоколегированной, обязательной для изготовления ствола корпуса.

Таблица 1.23

Технические характеристики расширителей типа РШБ ОАО НПО «Буровая техника»

Тип расширителя	Минимальный диаметр опережающего ствола, мм	Длина, мм	Масса, кг	
			без запасных комплектов	брутто
III РШБ 660 МС-ЦГВ	393,7	1800	630	1060
IV РШБ 660 МС-ЦГВ			700	1200
III РШБ 914 МС-ЦГВ	660	2100	1020	1490
IV РШБ 914 МС-ЦГВ			1140	1620
V РШБ 914 МС-ЦГВ			1260	1770
VI РШБ 914 МС-ЦГВ			1470	1930
III РШБ 1160 МС-ЦГВ	914	2700	1320	1670
IV РШБ 1160 МС-ЦГВ			1580	2060
V РШБ 1160 МС-ЦГВ			1870	2430
VI РШБ 1160 МС-ЦГВ			2020	2810
VIII РШБ 1160 МС-ЦГВ			2600	3550
III РШБ 1420 МС-ЦГВ	1160	2700	1720	2070
IV РШБ 1420 МС-ЦГВ			2180	2660
V РШБ 1420 МС-ЦГВ			2450	3050
VI РШБ 1420 МС-ЦГВ			2820	3540
VIII РШБ 1420 МС-ЦГВ			3540	4490
X РШБ 1420 МС-ЦГВ			3980	5160

Сменные породоразрушающие узлы, унифицированные для всего размерного ряда расширителей типа РШБ, имеют шарошки типа МС диаметром 260 мм вместо 190 мм у расширителей типа РШУ и открытые четырехрядные опоры качения с одним замковым и одним упорным шаровым подшипником.

По требованию заказчика опоры могут быть выполнены типа ВУ (герметизированные), а шарошки — с вооружением типа СЗ.

Сменные гидромониторные (вольфрамо-карбидные) насадки направлены под углом на шарошки снизу вверх. Для возможности сборки расширителей в гирлянду из двух и более типов на стволе расширителя выполнены замковые присоединительные резьбы: вверху — муфта З-171, внизу — ниппель З-171. Однако тип резьбы может быть выполнен любой по требованию заказчика.

Допустимая осевая нагрузка на расширитель практически не ограничивается, так как может быть до 150 кН на каждый породоразрушающий узел. В комплект расширителя входит 5 сменных комплектов шарошечных узлов.

4. Расширители бицентричные типа РАБ (рис. 1.46) можно использовать вместо известных раздвижных расширителей для увеличения диаметра скважины до величины, большей проходного диаметра спущенной обсадной колонны, в мягких и средней твердости породах. При этом снижается металлоемкость конструкции скважины за счет возможности уменьшения зазоров между обсадными трубами и их диаметров или появляется возможность спуска одной-двух дополнительных промежуточных колонн и соответственно достижения большей глубины бурения (табл. 1.24).

В отличие от раздвижных расширителей, которые используются только после бурения опережающего ствола, бицентричные расширители обес-

Таблица 1.24

Технические характеристики раздвижных расширителей типа РАБ ОАО НПО «Буровая техника»

Тип расширителя	$D_р$, мм	$D_п$, мм	D_0, мм	Длина, мм	Масса, кг
РАБ 183-161-140	183	161	140	550	70
РАБ 250-214-161	250	214	161	600	80
РАБ 340-285-216	340	285	215,9	820	180
РАБ 440-370-295	440	370	295,3	1050	250
РАБ 530-465-394	530	465	393,7	1200	360

печивают расширение скважины непосредственно при ее углублении с использованием долота меньшего диаметра по сравнению с проходным диаметром обсадной колонны. В этом заключается основной экономический эффект от применения расширителей типа РАБ. Кроме того, обеспечиваются существенные технико-экономические преимущества за счет упрощения конструкции скважины, повышения надежности, производительности и ресурса расширителя.

Расширитель типа РАБ используется в основном при роторном способе бурения с осевыми нагрузками в 2-3 раза меньшими, чем при использовании для этой цели шарошечных долот того же диаметра.

Разделение бицентричного долота на отдельные элементы (опережающее долото и бицентричный расширитель диаметром $D_п$) обеспечивает их более полную и рациональную отработку за счет возможности комбинирования типов опережающего долота и использования сменных, унифицированных для размерного ряда разных инструментов, породоразрушающих узлов режущего типа, армированных алмазно-твердосплавными пластинами (АТП).

Разработаны бицентричные расширители типа РАБ 140/161/183, 161/200/250 и 216/286/346 для использования при капитальном ремонте скважин, зарезке новых стволов через обсадную колонну.

5. Расширитель шарошечный ступенчатый типа РШС (рис. 1.47) предназначен для бурения скважин диаметрами 394—490 мм в породах различной твердости, включая крепкие.

Расширители используются при расширении предварительно пробуренной пилот-скважины меньшего диаметра, а также при совмещенном бурении пилот-скважины и ее расширении. Расширитель состоит из ствола *1*, стандартных боковых шарошек *4*, корпуса *2* и обжимного кольца *3*. Боковые шарошки соединены с корпусом электросваркой, а между собой — с помощью обжимного кольца. Для бурения мягких, средних, твердых или крепких пород боковые шарошки могут иметь соответствующее вооружение типа М, С, Т или К.

Техническая характеристика расширителей шарошечных ступенчатых типа РШС ОАО НПО «Буровая техника»

Диаметр, мм:	
расширителя	394, 445, 490
пилотного долота	269,9 или 295,3
Число шарошек у расширителя	3—6
Тип вооружения шарошек	М, С, Т, К
Тип промывки	Прямая
Тип присоединительной резьбы по ГОСТ 5286—75	По согласованию с заказчиком
Длина (с пилотным долотом), мм	Около 1000
Масса, кг	170, 250, 340

Рис. 1.47. Схема расширителя шарошечного ступенчатого типа РШС ОАО НПО «Буровая техника»:
1 — ствол; *2* — корпус; *3* — кольцо обжимное; *4* — шарошки боковые стандартные

ОАО «Волгабурмаш» выпускает расширители нерегулируемого большого диаметра (558,8; 700 и 850 мм) для бурения скважин с пилот-долотом в качестве разбуривателя восстающих выработок, либо расширения ранее пробуренных скважин до требуемого диаметра. Расширители этого типа применяются для бурения скважин большого диаметра при строительстве каркасных свайных оснований, а также при бурении нефтяных и газовых скважин в северных районах в верхних интервалах разреза, представленных отложениями многолетнемерзлых пород.

В пробуренной скважине интервал глубин расположения многолетнемерзлых пород изолируется с помощью промежуточной теплоизоляционной обсадной колонны, исключающей теплообмен между породой и относительно теплым буровым раствором или добываемым флюидом.

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 и легко могут быть заменены непосредственно на скважине.

Таблица 1.25

Технические характеристики шарошечных расширителей большого диаметра ОАО «Волгабурмаш»

Показатель	Номинальный диаметр расширителя, мм		
	558,8	700	850
Диаметр пилотного долота, мм	311,1	444,5	490
Типы вооружения шарошек расширителя	М, МС, МЗ, СЗ, ТЗ	М, МС, МЗ, СЗ, СТ, ТЗ	С
Присоединительная резьба:			
верхняя	Ниппель З-152	Ниппель З-177	Ниппель З-177
нижняя	Муфта З-152	Муфта З-177	Ниппель З-177
Число шарошек в расширителе	3 (4)	3 (4)	3 (4)
Длина расширителя, мм	1500	1700	1700
Диаметр корпуса расширителя, мм	178	229	229
Масса расширителя в сборе, кг	670 (760)	800 (940)	980 (1140)

Примечание. В скобках масса расширителя с 4-мя шарошками.

Очистка забоя от выбуренной породы осуществляется через 3 или 4 отверстия в корпусе (в зависимости от числа шарошек в расширителе). Выходы их промывочных каналов оснащены сменными износостойкими насадками.

Основные параметры шарошечных расширителей приведены в табл. 1.25.

1.5. РАСШИРИТЕЛИ РАЗДВИЖНЫЕ

Раздвижные расширители предназначены для расширения ствола скважины до размеров, превышающих диаметр прохода в ранее спущенной обсадной колонне, с целью:

уменьшения зазоров между последовательно спускаемыми обсадными колоннами за счет увеличения радиальных зазоров в открытой части ствола до технологически необходимых величин и тем самым упрощения конструкции скважины;

исправления неправильной формы сечения ствола скважины;

надежного и легкого спуска обсадных колонн до проектной отметки и повышения качества их цементирования;

расширения ствола скважины в зонах залегания неустойчивых пород и зонах осложнений;

обеспечения возможности установки высококачественных фильтров и др.

Расширители этого типа применяются совместно с механизмами расширения. Они имеют два положения: транспортное (сложенное) и рабочее (раскрытое).

Отечественными производителями разрабатываются, изготавливаются и поставляются раздвижные расширители различных типов для проводки нефтяных и газовых скважин в различных геолого-технических условиях месторождений.

ОАО НПО «Буровая техника» является ведущим предприятием в стране по разработке раздвижных расширителей и выпускает следующие типы этих инструментов:

1. Расширители раздвижные типа РР (рис. 1.48) предназначены для

Рис. 1.48. Расширители раздвижные типа РР в сборе ОАО НПО «Буровая техника»:
1 — корпус вырезающего устройства; *2* — толкатель; *3* — корпус расширителя; *4* — лопасть; *5* — центратор

Рис. 1.49. Общий вид расширителя раздвижного типа РРА ОАО НПО «Буровая техника»:
1 — корпус; *2* — насадка гидромониторная; *3* — манжета; *4* — поршень; *5* — пружина; *6* — резец; *7* — ось; *8* — кольцо уплотнительное

расширения отдельных интервалов скважины после вырезания участка обсадной колонны с помощью вырезающего устройства с целью улучшения условий забуривания и крепления нового ствола, а также изоляции пластов. Раздвижной расширитель собирается совместно с деталями вырезающего устройства путем замены корпуса с резцами для резания металла обсадной колонны на корпус с лопастями для разбуривания горных пород.

Технические характеристики раздвижных расширителей приведены в табл. 1.26.

2. Расширители раздвижные типа РРА (рис. 1.49) предназначены для расширения ствола скважины диаметром D_0 до диаметра D, который больше внутреннего диаметра ранее спущенной обсадной колонны. Их можно применять для расширения как ранее пробуренного интервала, так и одновременного бурения и расширения ствола скважины (табл. 1.27).

Таблица 1.26

Технические характеристики раздвижных расширителей типа РР ОАО НПО «Буровая техника»

Показатель	РР 140-146	РР 168	РР 178	РР 219
Тип базового вырезающего устройства	УВ 114	УВУ-А 168	УВУ-А 178	УВУ-А 219
Диаметр корпуса расширителя, мм	120	140	150	194
Диаметр расширенного ствола, мм	250	300	330	450
Число лопастей в расширителе	3	3	3	3
Длина в сборе с вырезающим устройством, мм	2127	2010	2010	2115
Масса расширителя, кг	60	82	96	138
Расход бурового раствора, $м^3/с$	0,010 – 0,016	0,012 – 0,020	0,012 – 0,020	0,012 – 0,020
Частота вращения, $с^{-1}$	0,66 – 1,17	0,66 – 1,17	0,66 – 1,17	0,66 – 1,17
Осевая нагрузка на лопасти, кН, не более	20	40	40	40
Средняя проходка на комплект лопастей по породам средней твердости, м	До 20	До 20	До 20	До 20
Средняя механическая скорость расширения, м/ч	До 1,0	0,5	0,5	0,5

Таблица 1.27

Размерный ряд расширителей

D_0/D, мм	Присоединительная резьба		Длина, мм
	$p_н$, низ	$p_в$, верх	
120/146	З-76	З-86	700
140/168	З-76	З-86	700
151/178	З-88	З-102	800
165/194	З-88	З-102	800
190/219	З-117	З-133	900
215/245	З-117	З-133	900
295/330	З-152	З-171	1000
311/350	З-152	З-171	1050
394/440	З-171	З-171	1200
445/520	З-171	З-171	1300

Расширитель соединяется с помощью резьбовых соединений с долотом и бурильной колонной или валом забойного двигателя. При создании перепада давления бурового раствора не менее 1 МПа на сменной насадке *2* поршень *4*, герметизированный манжетой *3* и кольцом *8*, перемещается в корпусе и поворачивает резцы *6* на осях *7*. При вращении расширителя в скважине резцы, разрушая породу, раскрываются до диаметра D и в этом положении упираются в хвостовик поршня для восприятия осевой нагрузки в процессе расширения, а при снятии перепада давления и отрыве расширителя от забоя резцы возвращаются в исходное транспортное положение (D_0) пружиной *5*.

На корпусе ниже резцов выполнен центратор диаметром D_0, армированный твердосплавными зубками.

Резцы сменные, трех типов вооружения:

ВК (вольфрамово-карбидовые) — для слабоабразивных, мягких пород;

АТП (алмазно-твердосплавные пластины в комбинации с зубками) — для абразивных, мягких и средней твердости пород;

А (натуральные и синтетические алмазы) — область применения аналогична алмазным долотам и бурголовкам.

3. Расширители шарошечные раздвижные типа РРБ (рис. 1.50) предна-

Рис. 1.50. Расширитель шарошечный раздвижной типа РРБ ОАО НПО «Буровая техника»:
а — в транспортном положении; *б* — в рабочем положении

Рис. 1.51. Расширитель раздвижной типа 4РШ-190/320 ОАО НПО «Буровая техника»:
1 — корпус; *2* — шарошечная секция; *3* — насадка; *4* — отражатель; *5* — муфта; *6* — шпонка; *7* — стопорное устройство; *8* — вал

значены для расширения ствола скважины до размеров, превышающих диаметр прохода в ранее спущенной обсадной колонне.

Расширитель имеет два положения: транспортное (рис, 1.50, *а*) (сложенное) и рабочее (рис. 1.50, *б*) (раскрытое). В транспортном положении шарошечные секции удерживаются специальным фиксатором транспортного положения. Расширитель спускают в скважину без клапана, что позволяет промывать скважину при нахождении расширителя в обсадной колонне и сохранении им транспортного положения.

Расширитель переводится в рабочее положение в открытом стволе

скважины при прокачивании бурового раствора. Для этого в бурильные трубы сбрасывается клапан, при посадке которого в седло возникает перепад давления, действующий на поршень и поднимающий его вверх, освобождая лапы шарошечных секций. Перевод расширителя в транспортное положение происходит автоматически после прекращения подачи бурового раствора.

Основные технические характеристики раздвижных расширителей типа РРБ приведены в табл. 1.28.

4. Расширители шарошечные раздвижные типа 4РШ-190/320 (рис. 1.51) предназначены для расширения ствола скважины при роторном бурении. Расширитель состоит из полого цилиндрического корпуса *1*, на боковой поверхности которого размещены три раздвижные шарошечные секции *2*. Внутри корпуса размещена система подвижных и неподвижных деталей, обеспечивающих раскрытие шарошек. Передача крутящего момента от бурильной колонны к шарошкам осуществляется через вал *8*, шпонку *6*, муфту *5* и корпус *1*. Для предотвращения самопроизвольного раскрытия шарошечных секций расширитель снабжен стопорным устройством *7*, приводимым в действие при создании определенного перепада давления бурового раствора в насадке *3*. Для направления потока раствора на шарошки раздвижных секций внутри корпуса имеется отражатель *4*. Расширитель устанавливается в компоновке низа бурильной колонны над долотом.

Техническая характеристика расширителя типа 4РШ ОАО НПО «Буровая техника»

Диаметр скважины, мм	
исходный	190,5 или 215,9
после расширения	270 или 320
Диаметр расширителя, мм:	
по корпусу	173
по шарошкам (в транспортном положении)	186
Длина расширителя, мм:	
в транспортном положении	2400
в рабочем положении	2300

5. Устройство для бурения и расширения ствола скважины (долотный бур типа ДБ) (рис. 1.52) представляет собой конструкцию, состоящую из траверсы, с которой соединены на резьбе две УБТ соответствующего диаметра. Сверху траверса соединяется с колонной бурильных труб. УБТ по всей длине соединены между собой специальными металлическими грузами, которые удерживают их между собой на определенном расстоянии

Таблица 1.28

Технические характеристики расширителей типа РРБ ОАО НПО «Буровая техника»

Тип расширителя	Тип шарошечных секций	Диаметр, мм (по шарошечным секциям)		Длина, мм	Масса, кг	Осевая нагрузка, кН	
		в транспортном положении	в рабочем положении			при забуривании	при расширении
РРБ-295,3	РРБ-295,3/345С	295	345	1522	300	10–20	60–90
РРБ-242,9	РРБ-242,9/285С	243	285	1432	280	10–20	60–90
РРБ-215,9	РРБ-215,9/255С	216	255	1645	260	10–20	60–90
РРБ-190,5	РРБ-190,5/230С	190	230	1315	195	10–20	40–60
РРБ-161	РРБ-161/200Т	161	200	1475	160	10–20	40–60

Рис. 1.52. Долотный бур типа ДБ со сфероконическими породоразрушающими секциями ОАО НПО « Буровая техника» : *1* — корпус верхний; *2* — элемент груза; *3* — УБТ (стяжка); *4* — корпус нижний; *5* — гайка секции; *6* — труба промывочная; *7* — накладка калибратора; *8* — насадка гидромониторная; *9* — породоразрушающая секция

один от другого. В нижней части в соответствии с кинематической схемой обвязки расположено вооружение бура.

Разработаны буры для бурения и расширения скважин диаметрами 295, 311, 394, 445, 470, 520, 550 и 660 мм.

Применение бура обеспечивает:

повышение скорости бурения за счет изменения кинематической схемы вооружения в зависимости от физико-механических свойств горных пород и условий их залегания;

эффективную очистку забоя скважины за счет повышения производительности буровых насосов, так как имеется возможность оптимизировать сечение восходящего потока в затрубном пространстве;

предотвращение искривления скважины за счет увеличения жесткости параллельно расположенных УБТ;

предупреждение поглощений бурового раствора и нарушения устой-

Рис. 1.53. Общий вид расширителя раздвижного многошарошечного типа РРМ 216/237 ОАО «Волгабурмаш»

чивости стенок скважины за счет снижения гидравлических сопротивлений при выполнении спуско-подъемных операций;

тщательную калибровку ствола скважины за счет минимального кольцевого зазора между стенкой скважины и параллельно расположенными УБТ.

ОАО «Волгабурмаш» выпускает расширители типа РРМ 216/237 (рис. 1.53), которые предназначены только для расширения диаметра скважины с целью установки в образованную нишу в стволе металлического 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 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.

Технические характеристики раздвижных расширителей типа РРМ 216/237 ОАО «Волгабурмаш»

Диаметр расширителя, мм:	
в транспортном положении	200
в рабочем положении	237
Число плашек (шарошек)	3 (3)
Присоединительная резьба:	
верхняя	З-147
нижняя	З-117
Длина корпуса расширителя, мм	1500
Масса, кг	200

ОАО «Волгабурмаш» выпускает также для указанных целей одношарошечные долота-расширители типа ОДР.

ОАО «Промгаз» разработало и изготавливает расширители центробежные типов РЦЛ и РЦШ (рис. 1.54) с поворачивающимися лопастями или шарошками, предназначенные для расширения ствола ранее пробуренной скважины до требуемого диаметра. Расширитель состоит из корпуса *1* с замковой присоединительной резьбой и основным каналом. С корпусом жестко связан патрубок *3*, который заглушен снизу, выполнен с ради-

Рис. 1.54. Расширитель центробежный раздвижной типа РЦШ ОАО «Промгаз»:
1 — корпус; *2* — канал осевой; *3* — патрубок; *4* — лопасть (шарошка); *5* — канал радиальный; *6* — шарнир; *7* — вставка твердосплавная

альными каналами *5* и установлен параллельно осевому каналу *2*. С наружной стороны к корпусу с помощью шарниров *6*, подвешены лопасти, армированные износостойкими твердосплавными вставками *7*. Лопасти могут быть выполнены в виде цапф, на которые одеваются шарошки с посадкой на ряд подшипников. Каждая шарошка выполнена с комплектом вооружения и имеет возможность вращения на цапфе.

Расширитель присоединяют к валу гидравлического забойного двигателя и вместе с бурильной колонной спускают в скважину до нижней отметки намеченного для расширения интервала. При подаче в трубный ка-

Рис. 1.55. Расширитель раздвижной гидравлический типа РРГ НПП «Азимут»

Рис. 1.56. Расширитель раздвижной типа РГ-3 конструкции ТатНИИ:
1 — переводник; *2* — поршень; *3* — толкатель; *4* — пружина; *5* — корпус расширителя; *6* — серьга; *7* — палец; *8* — лапа с шарошкой; *9* — направляющий патрубок; *10* — кольцо

нал бурового раствора вал ГЗД начинает вращаться вместе с присоединенным к нему расширителем. Под действием центробежных сил лопасти (шарошки) стремятся повернуться в радиальном направлении. При этом они прижимаются к стенкам скважины и начинают их разрушать.

Буровой раствор проходит через радиальные каналы *5* в патрубке *3* и по затрубному пространству направляется к устью скважины. Радиальные каналы *5* в патрубке *3* размещены таким образом, что при прокачивании через них бурового раствора образуется «гидравлический зонт», препятствующий осаждению частиц разрушенной породы на забой.

Расширение ствола скважины осуществляют при непрерывной про-

Таблица 1.29

Технические характеристики расширителей раздвижных типа РРГ НПП «Азимут»

Тип расширителя	Диаметр расширителя в транспортном положении, мм	Диаметр расширителя в рабочем положении, мм	Присоединительная резьба по ГОСТ 28487—90
РРГ-114/146	114	146	З-76
РРГ-114/152	114	152	З-76
РРГ-185/380	185	380	З-147
РРГА-132/168	132	168	З-88
РГР 2-112/140	112	150	З-88
РГР 2-112/150	112	150	З-88
РГР 2-210/270	112	270	З-88
РРГ-120/240	120	240	З-86
РРГ-138/280	138	280	З-88

мывке за счет плавного перемещения бурильной колонны снизу вверх со скоростью 0,3—1,5 м/ч (в зависимости от прочности горных пород, слагающих расширяемый участок ствола скважины). При достижении расширителем верхней отметки расширяемого интервала промывку прекращают. Снова производят спуск расширителя до нижней отметки расширяемого интервала, после чего указанный процесс расширения ствола повторяют. Операции по расширению ствола скважины последовательно повторяют до тех пор, пока расширяемый ствол в интервале не достигнет требуемого диаметра. С помощью расширителя с наружным диаметром 120 мм можно расширить ствол скважины до 600—650 мм, а при наружном диаметре расширителя 140 мм — от 800 до 900 мм.

НПП «Азимут» выпускает расширители раздвижные гидравлические типа РРГ (рис. 1.55), предназначенные для увеличения диаметра ствола скважины в любом интервале. Они применяются для расширения диаметра боковых стволов из ранее пробуренных обсаженных скважин, а также для расширения ствола в продуктивном интервале пласта с целью увеличения дебита скважины.

В скважину расширитель спускается в транспортном положении. Вывод резцов в рабочее положение осуществляется под действием перепада давления в корпусе расширителя.

Основные технические характеристики расширителей приведены в табл. 1.29.

В ОАО «Татнефть» освоен выпуск гидравлических расширителей типа РГ-3 (рис 1.56), предназначенных для расширения интервалов ствола перед установкой в скважине металлических профильных перекрывателей с целью ликвидации зон поглощений буровых растворов и других осложнений.

Расширитель РГ-3 состоит из трех лап *8* с шарошками, приваренными к серьгам *6*, которые подвешены на пальцах *7* к корпусу *5*. Раскрытие лап с шарошками осуществляется при движении толкателя *3* за счет перепада давления, возникающего под поршнем *2* при закачке бурового раствора в бурильные трубы. В первоначальное положение толкатель возвращается пружиной *4*. В нижней части расширителя предусмотрен патрубок *9* с кольцом *10* для улавливания шарошек в случае их сползания с цапф. Патрубок одновременно является центратором расширителя.

2

ИНСТРУМЕНТ ДЛЯ ОТБОРА КЕРНА

Для отбора керна в процессе строительства геологоразведочных, разведочных, поисковых и параметрических скважин используются керноотборные инструменты, состоящие из керноотборных устройств в сочетании с бурильными головками различного типа: режущего действия (бесшарошечные), шарошечные и алмазные.

За 49 лет своего существования специалистами ОАО НПО «Буровая техника» разработаны и переданы в серийное производство комплексы керноотборного инструмента, включающие керноприемные устройства и бурильные головки, предназначенные для бурения нефтяных и газовых скважин различного назначения с отбором керна различными способами в интервалах залегания различных по физико-механическим свойствам горных пород и условий бурения. Опытные образцы и партии указанных изделий в основном изготавливаются на опытном и экспериментальных заводах ОАО НПО «Буровая техника». Испытания керноотборного инструмента проводились во всех нефтегазовых регионах бывшего СССР при бурении в осадочных породах, а также в отложениях коренных пород при бурении самой глубокой скважины на земле — СГ-3 Кольская.

Кроме того, в создании и освоении производства керноотборных устройств и бурильных головок к ним различных конструкций принимали участие и ряд других организаций и предприятий.

2.1. КЕРНООТБОРНЫЕ УСТРОЙСТВА

Отечественной промышленностью изготавливаются следующие серии керноотборных устройств различной конструкции и назначения:

серия «Недра» — для отбора керна в неосложненных условиях бурения скважин роторным способом;

серия «Кембрий» — для отбора керна из отложений рыхлых, слабосцементированных и трещиноватых горных пород роторным способом;

серия «Силур» — для отбора керна в отложениях горных пород, осложненных осыпями и обвалами роторным способом;

серия «Тенгиз» — для отбора керна в отложениях горных пород, осложненных нефтегазопроявлениями и поглощениями бурового раствора и с высокими коллекторскими свойствами роторным способом;

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 керноотборных устройств большинства серий однотипен (рис. 2.1). Корпус *3* и керноприемник *4* изготовлены из легированных стальных труб. 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).

Схема керноотборного устройства серии МАГ изображена на рис. 2.2.

Номенклатура и технические характеристики керноотборных устройств для отбора керна в различных по физико-механическим свойствам породах и условиях бурения приведены в табл. 2.1.

Изготавливаются керноотборные устройства под названием «керноотборники изолирующие модернизированные» типа КИМ, являющиеся аналогом устройства серии «Недра».

Изготовители:

Экспериментальный завод ВНИИБТ (ЭЗ ВНИИБТ).

ОАО НПО « Буровая техника» .

Опытный завод ВНИИБТ ОАО НПО « Буровая техника» .

ОАО « Павловский машиностроительный завод» .

В табл. 2.2 приведены технические характеристики керноотборников типа КИМ.

Изготовитель: Сибирское научно-производственное предприятие бурового машиностроения НПП « Сиббурмаш» .

Кроме того, по требованию потребителей могут быть поставлены специальные керноприемные устройства для бурения роторным способом и с использованием гидравлических забойных двигателей:

турбобур типа 2УКТ-172/40 со съемным керноприемником для отбора керна диаметром 40 мм в скважинах, диаметром 187,3 и 190,5 мм (длина трех секций турбобура и шпиндельной секции — 26,485 м, а керноприемной полости — 17,085 м);

устройство керноприемное типа «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; длина керноприемной трубы не менее 2000 мм, а керноприемного устройства не более 3800 мм; схема керноотборного устройства типа «Структура» изображена на рис. 2.3;

комплекс инструментов для бурения с отбором керна в горизонтальных скважинах, включающий бурильную головку, керноприемное устройство и шарнирную муфту-центратор (рис. 2.4);

керноотборные устройства с принудительным отрывом керна от забоя и полной изоляцией торца керноприемника типов КИМ и КГТИ, позволяющие отбирать керн с сохранением пластового давления.

Специалистами ОАО НПО «Буровая техника» созданы новые керноотборные устройства типов УК-105/67, УК-121/76, УК-146/89, УКУ-172/101

Рис. 2.1. Общий вид керноотборного устройства серии К:
1 — регулировочная головка; *2* — узел подшипника; *3* — корпус; *4* — керноприемная труба с кернорвателем

Рис. 2.2. Схема конструкции керноотборного устройства серии МАГ [6]:
1 — бурильная головка; *2* — кернолом; *3* — переводник; *4* — керноприемная труба с опорной плитой и телескопическим соединением с кернорвателем; *5* — изогнутая керноприемная труба с упорным фланцем; *6* — наружный корпус; *7* — юбка для изменения направления обратного потока; *8* — специальный переводник для обратной промывки; *9* — утяжеленная бурильная труба с отверстиями; *10* — труба с опорной плитой; *11* — узел обратной промывки

Таблица 2.1

Технические характеристики керноотборных устройств конструкции ВНИИБТ

Керноприемное устройство	Наружный диаметр корпуса, мм	Длина устройства, мм	Диаметр керна, мм	Число секций, шт	Длина керноприема, мм	Резьба		Масса устройства в сборе, кг
						верхняя	нижняя	
УКР-240/100 «Урал»	240	16210	100	2	14835	З-171	З-189	3640
УКР-203/100 «Недра»	203	16210	100	2	14835	З-171	З-189	2300
УКР-195/120 «Риф»	195	8120	120	2	6800	З-171	Ниппель З-189	924
УКР-185/100 «Тенгиз»	185	15727	100	2	14200	Муфта З-147	Ниппель З-161	1530
УКР-164/80 «Недра-2»	164	15635	80	2	14300	З-121	МК150××6×1:8	1569
УКР-172/80-100 «Лайнер» с пластиковым вкладышем	172	15825	80—100	2	14000	З-122	З-161	1180
УКР1-64/80 «Недра» (односекционное)	164	8180	80	1	7300	З-121	МК150××6×1:8	812
УКР-172/100 «Кембрий»	172	16130	100	2	14315	З-133	З-161	1405
УКР-146/80 «Силур»	146	9297	80	2	6660	З-121	З-150	620
УКР-138/67 «Недра»	138	15943	67	2	13775	З-121	З-133	1010
УКР-127/67 «Кембрий-2»	127	7190	67	2	6150	З-121	З-133	345
УКР-122/67 «Кембрий»	122	7190	67	2	6150	З-121	З-133	400
УКР-138/52 «Недра»	138	18190	52	2	16200	З-88	МК110××6×1:8	876
УКР-114/52 «Силур»	114	8695	52	2	6600	Муфта З-101	Ниппель М110×6××1:16	380
Снаряд керноотборный с гидротранспортом керна МАГ-3У-195/60	195	10204	60	1	Вместимость 20000	Муфта З-171	Муфта З-161	1345
Снаряд керноотборный с гидротранспортом керна МАГ-2У-195/60	195	8550	60	1	Вместимость 20000	Муфта З-117 З-147 З-171	Муфта З-147 З-161	885
МАГ-2 116/32*	146	—	32	1	Вместимость 15000	Муфта З-121	Муфта З-21	630
СГК-240/60*	240	—	60	1	Вместимость 38000	Муфта	Муфта	2360

* Данные о параметрах керноотборных снарядов типа МАГ приведены в [6].

и УК-182/133 (ТУ 3664-007-00148056—01), которые, по желанию потребителей, могут быть поставлены как в односекционном, так и в двух-, трехсекционном исполнении [49]. Они отличаются в лучшую сторону от зарубежных конструкций и отечественных серийных устройств типов «Недра» и «Кембрий» универсальностью, так как могут применяться как в роторном

Рис. 2.3. Схема керноотборного устройства типа «Структура» (УКС-178/60–80):
а — момент посадки ГПП в корпусе; *б* — внедрение в породу пробоотборника; *1* — бурильная головка; *2* — пробоотборная труба; *3* — корпус; *4* — шток; *5* — поршень силовой; *6* — штифты срезные; *7* — бурильная труба

Рис. 2.4. Схема компоновки низа бурильной колонны для отбора керна в горизонтальных скважинах:
1 — бурильная труба; *2, 4* — шарнирная муфта; *3* — гидравлический забойный двигатель; *5* — керноприемное устройство; *6* — бурильная головка

бурении, так и в компоновке с гидравлическими забойными двигателями. Кроме этого, коэффициент керноотбора в новых устройствах для скважин диаметром 120,6 и 139,7 мм на 15–25 % выше, чем у отечественных серийных и зарубежных керноотборных устройств. В остальных типах коэффициент керноотбора находится на уровне лучших зарубежных конструкций. Стоимость отечественных керноотборных устройств сопоставимой комплектности в несколько раз ниже аналогичных зарубежных образцов.

Таблица 2.2

Технические характеристики керноотборного инструмента типа КИМ конструкции НПП «Сиббурмаш»

Тип керноотборника	Диаметр бурголовки, мм	Диаметр керна, мм	Длина устройства, мм	Число секций	Масса устройства в сборе, кг
КИМ-127/67(52)	139,7	67(52)	6000	1	300
КИМ-172/80	187,3	80	8000	1	800
КИМ2-172/80	187,3	80	15000	2	1500
КИМ-195/100	212,7	100	8000	1	1000
КИМ2-195/100	212,7	100	15000	2	1800

Примечание. Тип подвески — маслонаполненная, герметичная на подшипниках.

2.2. БУРИЛЬНЫЕ ГОЛОВКИ

Бурильные головки подразделяются на три класса: шарошечные, алмазные и с вооружением в виде запрессованных износостойких резцов круглого или прямоугольного сечения.

Приняты следующие обозначения бурильных головок типов — КС-187,3/40СТ, К-187,3/80СТ:

К — для керноприемных устройств без съемного керноприемника;

КС — для керноприемных устройств со съемным керноприемником;

187,3 — наружный диаметр бурильной головки, мм;

40 и 80 — диаметр керна, мм;

СТ — тип разбуриваемых пород.

Резьба у бурильных головок типа К — муфта, КС — ниппель.

2.2.1. ШАРОШЕЧНЫЕ БУРИЛЬНЫЕ ГОЛОВКИ

Шарошечные бурильные головки изготавливаются с фрезерованным и твердосплавным вооружением типов СЗ, СТ, ТЗ, ТКЗ. Они предназначены для отбора керна в основном роторным способом бурения (или с приводом

Рис. 2.5. Схема устройства бурильной головки режущего действия типа МСЗ:
1 — корпус; *2* — шарошка; *3* — ось съемная

Рис. 2.6. Схема устройства бурильной головки режуще-дробящего действия типа СЗ:
1 — муфта с присоединительной резьбой; *2* — корпус; *3* — шарошка

Рис. 2.7. Схема устройства бурильной головки дробящего действия типа ТКЗ:
1 — накладка на внутреннюю шарошку; *2* — внутренняя секция с цапфой; *3* — шарошка; *4* — наружная секция; *5* — муфта с присоединительной резьбой

от низкооборотных забойных двигателей) в породах от средней твердости до твердых и крепких, в том числе абразивных (рис. 2.5—2.7).

Бурильные головки состоят [49] из внутренней и наружных секций с цапфами под шарошки и накладок на каждую внутреннюю шарошку. Сваркой между собой указанных деталей совместно с резьбовой обеспечивается требуемая прочность бурильных головок и бесконсольное крепление шарошек. Опоры шарошек представляют собой подшипники скольжения с наплавкой твердым сплавом для защиты от быстрого износа.

Бурильные головки типа МСЗ — четырехшарошечные, типа СЗ — трехшарошечные, а типа ТКЗ с наружным диаметром 139,7 и 158,7 мм —

Таблица 2.3

Типы бурильных головок и резьбы конструкции ОАО НПО «Буровая техника»

Тип бурильной головки	Резьба	Тип бурильной головки	Резьба
К-132/52ТКЗ	З-110	КС-212,7/80М	З-150
К-139,7/52М		КС-212,7/80МСЗ	
К-139,7/52МСЗ		КС-212,7/80СЗ	
К-139,7/52СЗ		КС-212,7/80СЗ-3	
К-139,7/52ТЗ		КС-212,7/80СТ-1	
К-139,7/52ТКЗ		КС-212,7/80ТКЗ-1	
К-139,7/67МСЗ		КС-212,7/100М	
К-139,7/67ТКЗ		КС-212,7/100МСЗ	
К-158,7/67М	З-133	КС-212,7/100ТКЗ	
К-158,7/67СЗ		К-215,9/120М	З-189
К-158,7/67ТКЗ-2		К-244,5/100М	
КС-187,3/40СТ	З-147	К-244,5/100М	
КС-187,3/40ТКЗ		К-269,9/100М	
К-187,3/80М	З-150	К-269,9/100СТ	
К-187,3/80СЗ		К-269,9/100МСЗ	
К-187,3/80СТ		К-269,9/100ТКЗ	
К-187,3/80ТКЗ		К-295,3/100М	
К-187,3/100М	З-150	К-295,3/100МСЗ	
К-187,3/100ТКЗ		К-295,3/100СЗ	
КС-212,7/60СТ	З-161	К-295,3/100СТ	
КС-212,7/60ТКЗ		К-295,3/100ТКЗ	
		К-311,1/100М	
		К-311,1/100ТКЗ	

пятишарошечные, 187,3 и 212,7 мм — шестишарошечные, а остальные — восьмишарошечные (табл. 2.3).

Изготовители:

ЭЗ ВНИИБТ.

Опытный завод ВНИИБТ.

АО «Уральский завод бурового машиностроения».

Для комплектации керноотборных устройств, созданных за последние 5 лет в ОАО НПО «Буровая техника», разработаны новые типоразмеры бурильных головок, в том числе:

алмазные безматричные — КАБ 119,5/67МС1 (МС2); КАБ 138,1/76МС1 (МС2); КАБ 163,5/89МС1 (МС2); КАБ 214,3/101МС1 (МС2, МС3 и МС4); КАБ 214,3/133 МС1 (МС2, МС3 и МС4);

лопастные режущего типа (безопорные) — К 119,5/67М; К 138,5/76; К 163,5/89М; К 214,3/101М; К 214,3/133М;

шарошечные — К 214,3/101ТЗ.

По требованию заказчиков могут быть разработаны бурильные головки с другими видами вооружения породоразрушающих узлов.

Новые керноотборные устройства, в отличие от зарубежных аналогичных устройств, могут поставляться и применяться (по желанию потребителей) как с алмазными, так и с лопастными (безопорными режущего действия) или с шарошечными бурильными головками.

Разработчик и поставщик: ОАО НПО «Буровая техника».

2.2.2. БУРИЛЬНЫЕ ГОЛОВКИ ТИПА М

Бурильные головки режущего (безопорные) типам (рис. 2.8) предназначены для отбора керна в мягких малоабразивных породах. Они состоят из остова корпуса *1* и муфты *4* с присоединительной резьбой, сваренных

Рис. 2.8. Схема устройства бурильной головки режущего действия типа М:
1 — остов корпуса; *2* — твердосплавный зубок; *3* — лопасть ступенчатая; *4* — муфта с присоединительной резьбой

Рис. 2.9. Бурильная головка типа У производства СП ЗАО «Удмуртские долота»

между собой. Остов корпуса имеет три ступенчатых лопасти *3*, направленных тангенциально к керноприемной полости. Лопасти вооружены твердосплавными зубками *2*, закрепленными с помощью пайки. Для подвода промывочной жидкости к забою в бурильных головках предусмотрены промывочные отверстия, расположенные в проемах между лопастями.

Разрушение породы резанием обеспечивает плавную работу бурильной колонны в процессе бурения и создает требуемые условия формирования и высокого выноса керна.

Основные технические характеристики бурильных головок типа М приведены в табл. 2.3.

Изготовитель: ОАО НПО «Буровая техника».

Помимо перечисленных, выпускаются и бурильные головки других типов для отбора керна — У157,1×67 ST-45C и У212×80 ST-45C. Эти безопорные бурильные головки имеют наружный диаметр соответственно 157,1 и 212,7 мм для отбора керна диаметром 67 и 80 мм в породах средней твердости (доломиты, известняки, аргиллиты, меловые отложения и соли) с вооружением резцами типа PDC и «Славутич» (рис. 2.9). Основные показатели бурильных головок типа У приведены в табл. 2.4.

Изготовитель: СП ЗАО «Удмуртские долота».

Кроме того, выпускаются серийно [49] бурильные головки алмазные (РСА) и твердосплавные (РСТ) диаметрами от 138 до 212 мм, предназначен-

Таблица 2.4

Технические характеристики бурильных головок типа У конструкции СП ЗАО «Удмуртские долота»

Показатель	У 157,1/67	У 212/80
Диаметр бурголовки, мм	157,1	212,7
Диаметр керна, мм	67	80
Высота бурголовки, мм	205	228
Длина шейки, мм	68	100
Диаметр по шейке присоединительной, мм	145	155
Длина калибрующей поверхности, мм	79	55
Присоединительная резьба	З-133	МК-150х6
Тип профиля	Параболический	
Размер резцов по диаметру, мм	13	13
Число резцов	34	41
Число промывочных отверстий	6	9
Расход бурового раствора, л/с	12–16	18–29
Нагрузка на бурголовку, т	2–14	2–14
Частота вращения бурголовки, об/мин	60–120	60–220
Давление на стояке, МПа	6–10	6–12

Таблица 2.5

Технические характеристики бурильных головок типов РСТ и РСА конструкции НПП «Азимут»

Показатель	РСТ	РСА
Наружный диаметр/диаметр керна, мм	212/100, 80, 60 187/100, 80 158,7/67, 138/52	212/100, 80, 60 187/100, 80 158,7/67, 138/52
Число алмазных пластин	–	24–15
Диаметр алмазных или твердосплавных пластин, мм	14,5	13,5
Число твердосплавных резцов	27–15	–
Число промывочных отверстий	6	6
Высота бурголовки, мм	150	150
Муфтовая присоединительная резьба по ГОСТ 5286–75	З-161–З-110	З-161–З-110
Частота вращения бурильной головки, об/мин	70–120	70–120
Расход промывочной жидкости, л/с	10–22	10–22

ные для отбора керна в комплекте с керноотборными устройствами различного типа в мягких и средней твердости породах при бурении нефтяных и газовых скважинах различного назначения.

Основные технические показатели бурильных головок указанных типов приведены в табл. 2.5.

Изготовитель: ГНПП «Азимут».

2.3. АЛМАЗНЫЕ БУРИЛЬНЫЕ ГОЛОВКИ

В настоящее время отечественной промышленностью созданы бурильные головки с твердосплавной износостойкой матрицей, оснащенные природными и синтетическими алмазами типа СВС-П, алмазно-твердосплавными пластинами и резцами типов АТП и АТР, поликристаллическими синтетическими термостойкими алмазами типа ПСТА, а также с комбинированным вооружением типа АТП+ПСТА рабочих поверхностей. Общие виды бурильных головок изображены на рис. 2.10.

Рис. 2.10. Алмазные бурильные головки конструкции ОАО НПО « Буровая техника»

Применение алмазных бурильных головок, работающих в режиме резания, обеспечивает увеличение механической скорости проходки и процента выноса керна по сравнению с шарошечными бурильными головками. При бурении с отбором керна каждая алмазная бурильная головка заменяет от 8 до 20 шарошечных. Наибольшая эффективность применения алмазных бурильных головок достигается в интервалах сплошного отбора керна, соизмеримых по длине с суммарной проходкой на бурильную головку.

Таблица 2.6

Размеры и присоединительные резьбы алмазных бурильных головок

Диаметр бурильных головок и керна, мм	Присоединительная резьба	
	ГОСТ 20692–75, (ГОСТ 28487–90)	API
120,6/40	МК90×6×1:16 – муфта (ОСТ 39-226–91)	–
133,3/67	МК116х6×1:16 – муфта (РД 39-2-863–83)	–
138,1/58	З-110 – муфта	–
138,1/67	З-110 – муфта	–
159,4/67	З-133 – муфта	NC-50 – муфта
163,5/67	З-133 – муфта	NC-50 – муфта
188,9/40	З-147 – муфта	5 1/2FH – ниппель
188,9/80	З-150 – муфта	–
214,3/80	З-150 – муфта	–
188,9/100	З-161 – муфта	–
214,3/100	З-161 – муфта	–

Таблица 2.7

Номенклатура и классификация алмазных бурильных головок по назначению

Алмазные резцы	Тип бурильной головки	Код По IADC	Твердость и абразивность породы						
			Мягкие		Средние		Твердые		
			МА	СА	МА	СА	МА	СА	ВА
Алмазно-твердосплавные пластины (АТП)	КАП 133,3/67 МС	M6R5	+	+	+	+			
	КАП 138,1/52 МС	M2R5	+	+	+	+			
	КАП 138,1/67 МС	M2R5	+	+	+	+			
	КАП 159,4/67 МС	M5R5	+	+	+	+			
	КАП 188,9/80 МС	M5R5	+	+	+	+			
	КАП 188,9/100 МС	M5R5	+	+	+	+			
	КАП 214,3/80 МС	M6R5	+	+	+	+			
	КАП 214,3/100 МС	M5R5	+	+	+	+			
	КАП 214,3/60 МС	M6R5	+	+	+	+			
Синтетические алмазы — трехгранные призмы (ПСТА)	КСС 138,1/67 СТ	T5R8			+	+	+		
	КСС 159,4/67 СТ2	T6R5			+	+	+		
	КСС 163,5/67 СТ	T6R8			+	+	+		
	КСС 214,3/80 СТ1	T6R8			+	+	+		
Синтетические алмазы СВС-П в виде цилиндров или их части	КТСИ 138,1/52 СЗ	T3X0				+	+	+	
	КРС 159,4/67 СТ1	T2X9			+	+	+		
	КТСИ 188,9/80 СЗ	T2X0				+	+	+	
	КСС 188,9/80 СТ1	T4R8				+	+		
	КТСИ 188,9/100 СТ1	T6R0				+	+	+	
	КСС 188,9/100 СТ1	T5R7		+	+	+	+		
	КТСИ 214,3/80 СЗ	T2X0				+	+	+	
	КТСИ 214,3/100 СТ1	T2R0				+	+	+	
	КРС 214,3/100 СТ1	T4R9			+	+	+		
	КСС 295,3/100 МС1	T6R8		+	+	+	+		
Природные алмазы	КТ 138,1/52 СЗ	D3X9				+	+	+	
	КР 163,5/67 СТ2	D6X9			+	+	+	+	
	КР 188,9/80 СТ2	D5X9			+	+	+	+	
	КИ 188,9/80 СЗ	D2X0				+	+	+	+
	КР 214,3/80 СТ2	D5X9			+	+	+	+	
	КИ 214,3/80 СЗ	D2X0				+	+	+	+

Примечание. МА, СА, ВА — малообразивные, среднеабразивные, высокообразивные породы.

Номенклатура и основные параметры алмазных бурильных головок различных конструкций приведены в табл. 2.6 и 2.7.

Изготовитель: ОАО НПО «Буровая техника».

2.4. КЕРНОРВАТЕЛИ КЕРНООТБОРНЫХ ИНСТРУМЕНТОВ

Для отрыва и удержания керна различных по составу и свойствам горных пород разработаны и используются несколько основных видов компоновок кернорвателей, приведенных на рис. 2.11.

Компоновки видов КЦР-7 и КЦР-9 включают цанговый и рычажковый рватели. Для более эффективного отрыва керна при бурении в твердых монолитных породах рычажковый рватель типа КЦР-7 выполнен с эксцентричной обоймой и рычажками переменной высоты (см. рис. 2.11, *а*). В зависимости от условий бурения и физико-механических характеристик разбуриваемых пород в компоновках кернорвателей типов КЦР-7 и КЦР-9 может быть установлено как по одному цанговому или рычажковому рвателю, так и их комбинации.

Кернорватель типа Р26 выполнен с вращающейся быстросъемной

Рис. 2.11. Основные виды компоновок кернорвателей:
а — типа КЦР-7; *б* — типа КЦР-9; *в* — типа Р26

обоймой с рычажками, перекрывающими керноприемную полость после отрыва керна. Такая конструкция позволяет сохранять керн при подъеме, получаемый при бурении весьма трещиноватых, перемежающихся рыхлых, размываемых промывочной жидкостью и разрушаемых вибрациями керноотборного инструмента пород.

Приведенные виды компоновок кернорвателей и их модификации успешно применяются с керноотборными инструментами при бурении алмазными и шарошечными бурильными головками.

Изготовители:

ЭЗ ВНИИБТ.

Опытный завод ВНИИБТ.

3

ГИДРАВЛИЧЕСКИЕ ЗАБОЙНЫЕ ДВИГАТЕЛИ

К гидравлическим забойным двигателям относятся турбобуры различных конструкций, винтовые двигатели и турбовинтовые двигатели. Основными разработчиками гидравлических забойных двигателей являются ОАО НПО «Буровая техника» (б. ВНИИБТ и Пермский филиал ВНИИБТ).

Номенклатура и основные параметры серийно выпускаемых турбобуров регламентированы требованиями ГОСТ 26673—85 «Турбобуры. Основные параметры и размеры».

Номенклатура, основные параметры, комплектность и технологические требования винтовых забойных двигателей регламентированы ТУ 366425-00147074-001—98 «Двигатели винтовые забойные» и СТП ВНИИБТ 1018—99 с тем же названием.

В настоящее время отечественными машиностроительными заводами выпускаются гидравлические забойные двигатели четырех видов:

турбинные забойные двигатели (турбобуры) различного конструктивного исполнения типов Т и А;

редукторные турбинные забойные двигатели типа ТР (турбобуры редукторные);

винтовые забойные двигатели типа Д;

турбинно-винтовые забойные двигатели типа ТВД.

Каждый типоразмер турбобура, винтового и турбовинтового двигателей имеют свои характерные конструктивные особенности, отличаются размерами и комплектацией, которые приводятся в паспортах, технических описаниях и инструкциях по сборке и эксплуатации, поставляемых заводами-изготовителями потребителям в комплекте с изделиями.

Для обслуживания гидравлических забойных двигателей создано специальное оборудование, устанавливаемое в цехах буровых и ремонтных предприятий.

Изготовители:

Экспериментальный завод ВНИИБТ.

Опытный завод ВНИИБТ.

Опытное производство Пермского филиала ВНИИБТ.

Кунгурский машиностроительный завод.

Павловский машиностроительный завод и др.

3.1. ТУРБИННЫЕ ЗАБОЙНЫЕ ДВИГАТЕЛИ (ТУРБОБУРЫ)

Отечественной промышленностью освоено производство турбобуров следующих типов.

Односекционные:

бесшпиндельные типа Т12;

бесшпиндельные унифицированные типа ТУ-К;

со вставным шпинделем типа ТВШ;

с независимым креплением роторов типа ТНК;

для бурения скважин большого диаметра типа ТБД.

Секционные:

бесшпиндельные типа ТС;

шпиндельные типа ТСШ;

шпиндельные унифицированные типов ТСШ1, 2Т-К и 3Т-К;

шпиндельные типов ТСША и ТДШ, для бурения алмазными долотами;

шпиндельные типа АШ с наклонной линией давления;

шпиндельные типа АГТШ со ступенями гидродинамического торможения.

С плавающими статорами типа ТПС.

С независимой подвеской валов секций типа ТНБ.

Термостойкие турбобуры типа ТТА для скважин с температурой до 240 °С.

Редукторные турбобуры типов ТР, ТРМ и ТСМ.

Малогабаритные турбобуры типов ТГ, ТШ и ТВ1 для бурения и ремонта скважин.

Турбинные отклонители типа ТО.

Турбобуры-отклонители с независимой подвеской валов турбинных секций типа ТО2 для бурения боковых стволов из старых скважин.

Шпиндель-отклонитель типа ШО1.

Турбодолота колонковые типа КТД для отбора керна.

Керноотборное устройство типа УКТ.

В соответствии с ГОСТ 26673—85 предусмотрено изготовление широкой номенклатуры турбобуров различных конструкций (табл. 3.1), предназначенных для бурения вертикальных и наклонно направленных скважин.

Турбинные забойные двигатели выпускаются с турбинами:

металлическими цельнолитыми отливкой в землю;

металлическими составными точного литья (ТЛ);

пластмассовыми составными, в которых металлические ступицы и пластмассовые проточные части.

Опоры турбобуров — скольжения (резинометаллические проточные) и качения (шаровые), в том числе проточные и непроточные с уплотнением различной конструкции.

В связи с постоянными доработками конструкций фактические конструкции и характеристики турбобуров могут отличаться от приведенных ниже таблиц и рисунков.

В соответствии с требованиями ГОСТ 26673—85 предусмотрено изготовление турбобуров односекционных, двухсекционных и трехсекционных, шпиндельных и бесшпиндельных, с наружными диаметрами 172, 195 и 240 мм, предназначенных как для бурения вертикальных и наклонно-направленных скважин, так и для комплектования реактивно-турбинных и роторно-турбинных буров типа РТБ.

Таблица 3.1

Технические характеристики турбобуров по ГОСТ 26673–85

Показатель	Т12М3Е-172	Т12М3Б-195	Т12РТ-240	А6Ш	ТПС-172	3ТСШ1-172	А7ГТШ	3ТСШ-195*	3ТСШ-195ТЛ*	А9ГТШ*	3ТСШ1-240*
	Бурение верхних интервалов скважин и шахтных стволов агрегатами РТБ			Бурение вертикальных и наклонно направленных нефтяных и газовых скважин				Бурение вертикальных и наклонно направленных нефтяных и газовых скважин			
Наружный диаметр корпуса, мм	172	195	240	164	172	172	195	195	195	240	240
Предельное отклонение, мм	–1,0	–1,15	–1,15	–1,0	–1,0	–1,0	1,15	–1,15	–1,15	–1,15	1,15
Длина, мм (предельное отклонение ±2 %)	7940	8060	8210	17250	26250	25400	24950	25700	25700	23290	23225
Число секций, всего	1	1	1	3	4	4	4	4	4	4	4
В том числе:											
турбинных	1	1	1	2	3	3	–	3	3	–	3
с турбинами и решетками гидродинамического торможения	–	–	–	–	–	–	3	–	–	3	–
шпиндельных	–	–	–	1	1	1	1	1	1	1	1
Число ступеней в турбобуре:											
турбин	106	105	104	212	426	336	228	330	318	210	315
решеток гидродинамического торможения (предельное отклонение ±2 %)	–	–	–	–	–	–	114	–	–	99	–
Присоединительная резьба по ГОСТ 5286:											
к бурильной колонне	З-147	З-147	З-189	З-121	З-121	З-121	З-147	З-147	З-147	З-171	З-171
к долоту	З-117	З-117	З-171	З-117	З-117	З-171	З-117	З-117	З-117	З-152	З-152
Расход жидкости плотностью 10^3 кг/м^3 (вода) Q, л/с (предельное отклонение ±5 %)	28	45	55	20	25	25	30	30	40	45	32

Продолжение табл. 3.1

Показатель	Т12М3Е-172	Т12М3Б-195	Т12РТ-240	А6Ш	ТПС-172	3ТСШ1-172	А7ГТШ	3ТСШ-195*	3ТСШ-195ТЛ*	А9ГТШ*	3ТСШ1-240*
	Бурение верхних интервалов скважин и шахтных стволов агрегатами РТБ			Бурение вертикальных и наклонно направленных нефтяных и газовых скважин				Бурение вертикальных и наклонно направленных нефтяных и газовых скважин			
Момент силы на выходном валу, Н·м:											
на тормозном режиме $M_т$	1373	2120	4099	1125	3394	2344	3660	2215	2960	3900	5300
на рабочем режиме $M_р$ (предельное отклонение ± 5 %)	687	1060	2049	563	1570	1172	1800	1061	1480	1950	2650
Частота вращения выходного вала, об/мин:											
на режиме холостого хода $n_х$	1400	1200	1170	940	800	1000	800	620	650	530	890
на рабочем режиме $n_р$	700	580	690	400	400	560	350	385	320	250	445
Перепад давления, МПа:											
на режиме холостого хода $\Delta p_х$	2,75	2,1	6,6	4,9	3,5	7,6	11,5	4,8	3,6	9,7	4,0
на рабочем режиме $\Delta p_р$	3,5	2,9	8,1	4,2	4,8	9,1	10,5	5,3	4,0	8,4	5,5
на тормозном режиме $\Delta p_т$	3,2	2,6	7,3	3,4	4,6	8,4	8,5	5,1	3,3	7,2	4,9
КПД, %, не менее	50	50	69	38	55	39	26	50	40	31	61
Масса m, кг, не более	1057	1440	800	2095	3325	3530	4425	4790	4325	6125	5975
Назначенный ресурс, ч, не менее	800	800	800	800	900	800	800	800	900	800	900
Установленный срок службы, лет, не менее	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3
Установленная безотказная наработка, ч, не менее:											
турбинной секции	30	30	30	240	300	200	240	240	240	240	200
шпиндельной секции	—	—	—	60	150	55	70	80	80	60	60

За последние 17 лет (после принятия ГОСТ 26673—85) в конструкцию турбобуров внесено множество усовершенствований и разработано значительное число новых типов и конструкций турбобуров (табл. 3.2).

Турбобуры односекционные бесшпиндельные типа Т12 (Т12М3Е-172, Т12М3Б-195 и Т12М3Б-240) с наружным диаметром 172, 195 и 240 мм предназначены для бурения верхних интервалов глубоких вертикальных и наклонно-направленных скважин различного назначения, а также для комплектации роторно-турбинных буров типа РТБ диаметрами от 394 до 640 мм. Они применяются при бурении скважин шарошечными и безопорными долотами различных типов и серий диаметром от 190,5 до 393,7 мм, обеспечивающими технологически обоснованный зазор между корпусом забойного двигателя и стенками скважин.

Турбобуры типа Т12М3 (рис. 3.1) изготавливаются в односекционном бесшпиндельном исполнении. На валу турбинной секции размещается от 104 до 106 ступеней турбины в зависимости от диаметра турбобура. 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, закрепленным контргайкой. В корпусе турбобура установлены невращающиеся детали: статоры, резинометаллические средние опоры и подпятники, которые закрепляются ниппелем. Корпус турбобура присоединяется к бурильной колонне с помощью верхнего переводника.

Вал турбобура оснащен радиальными опорами, воспринимающими поперечные нагрузки, и осевыми опорами, воспринимающими осевые нагрузки, действующих на вал в процессе эксплуатации. В нижней части вала имеются окна для прохода бурового раствора и к нему снизу через предохранительный переводник присоединяется долото.

Основные технические и энергетические параметры турбобуров типа Т12М3 при различных расходах промывочной жидкости — воды приведены в табл. 3.2. Турбобуры, серийно выпускаемые на Кунгурском машиностроительном заводе, имеют некоторые отличия и их параметры и энергетические характеристики приведены в табл. 3.3 и 3.4.

К этому же типу забойных двигателей относятся турбобуры типа Т12РТ, предназначенные для комплектации роторно-турбинных и реактивно-турбинных буров (РТБ), с помощью которых осуществляется бурение верхних интервалов глубоких и сверхглубоких скважин, а также шахтных стволов диаметрами от 640 до 5000 мм.

Турбобур типа Т12РТ-240 в отличие от базового турбобура типа Т12М3Б-240 имеет на наружной поверхности корпуса напрессованное упорное кольцо для передачи осевой нагрузки на долото, создаваемой с помощью грузов-утяжелителей агрегатов РТБ, а резинометаллическая пята содержит 12 ступеней турбин вместо 18.

Присоединительные резьбы на переводниках корпуса и вала турбобура позволяют осуществлять его соединение с долотом соответствующего диаметра, применяемого для конкретного типоразмера РТБ.

Изготовитель: Кунгурский машиностроительный завод.

Турбобуры односекционные бесшпиндельные унифицированные типа ТУ240К являются двигателями нового поколения и предназначены для бу-

Таблица 3.2

Технические характеристики выпускаемых турбобуров

Показатель	Т12М3Е-172	Т12М3Б-195	Т12М3Б-240	Т12РТ-240	ТВШ-240	ТНК-240	ТУ240К	2ТУ240К	ТС4А-104,5	ТС4А-127	ТС5Е-172	ТС5Б-195	ТС5Б-240	3ТС5Б-240	3ТСШ-172
Наружный диаметр корпуса, мм	172	195	240	240	240	240	240	240	104,5	127	172	195	240	240	172
Длина, мм	7940	8060	8180	8210	8210	8500	8400	15800	12775	13635	15340	14035	15030	21715	25270
Масса, кг, не более	1057	1440	2030	2017	2017	2200	2470	—	630	1090	2150	2425	3730	5827	5385
Общее число секций	1	1	1	1	1	1	1	2	3	3	2	2	2	3	4
В том числе турбинных	1	1	1	1	1	1	1	2	3	3	2	2	2	3	3
с турбинами и решетками гидродинамического торможения	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
шпиндельных	—	—	—	—	1	1	—	—	—	—	—	—	—	—	1
Число ступеней в турбобуре															
В том числе турбин	106	105	104	104	89	100	107	243	212	240	212	177	210	316	327
решеток гидродинамического торможения	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Число осевых опор:															
в турбинной секции	13	18	18	12	12	12	—	—	20	15	18	25	18	—	—
в шпиндельной секции	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	25
Число радиальных опор:															
в турбинной секции	2	2	2	2	3	—	—	—	3/1/3	3/1/3	4/2	3/2	3/2	—	4
в шпиндельной секции	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	2
Присоединительная резьба (ГОСТ 5286):															
к бурильной колонне	З-147	З-147	З-171	З-189	З-189	З-189	З-171	З-171	З-76	З-101	З-121	З-147	З-171	З-171	З-121
к долоту	З-117	З-117	З-152	З-171	З-171	З-171	З-152	З-152	З-76	З-88	З-121	З-121	З-147	З-147	З-121

Расход жидкости (воды), л/с	25 – 28	30 – 45	50 – 55	50 – 55	50	44	45-55	35-45	8-9	12-13	20-22	25-28	38-40	36 – 38	18 – 20
Момент силы на выходном валу, Н·м:															
на тормозном режиме	1100 1373	1700 2120	4000 4800	4000 5100	3280 –	4240 –	3360 5020	4530 7500	300 400	700 800	1420 1680	2000 2600	4600 5200	– –	1760 2180
на рабочем режиме	550 687	850 1060	2000 2400	2000 2550	1650 –	2120 –	1680 2510	2270 3750	150 200	350 400	710 840	1000 1300	2300 2600	3060 3410	880 1090
Частота вращения выходного вала, об/мин:															
в режиме холостого хода	1250 1400	1200 1320	1320 1450	1320 1530	1330 –	1070 –	1130 1380	875 1130	1740 1960	1300 1650	1000 1100	1100 1230	1000 1050	– –	900 1000
в рабочем режиме	625 700	580 660	660 725	660 760	665 –	370 –	565 690	440 565	870 980	740 800	500 550	550 620	500 980	480 500	690 740
Перепад давления, МПа:															
в режиме холостого хода	2,75	2,1	4,0	3,8	–	–	4,1	4,8	4,5	5,0	3,5	4,0	4,5	6,5	4,3
в рабочем режиме	3,5	2,9	4,5	5,4	3,5	4,1	6,1	7,9	5,5	6,0	4,4	5,0	5,0	7,2	5,4
КПД, %, не менее	50	50	–	69	69	–	63	–	–	–	–	–	–	–	–

Продолжение табл. 3.2

Показатель	3ТСШ-195	3ТСШ-195ТЛ	3ТСШ-240	3ТСШ1-172	3ТСШ1-195	3ТСШ1-195ТЛ	3ТСШ1-240	3Т105К	2Т195К	3Т195К	3ТСША-195ТЛ	А6Ш	А7Ш	А9Ш	А7Ш2
Наружный диаметр корпуса, мм	195	195	240	172	195	195	240	105	195	195	195	164	195	240	195
Длина, мм	23550	26110	23550	25400	25700	25700	23825	12700	18170	25850	25870	16800	17600	16550	17425
Масса, кг, не более	4470	4410	5980	3530	4740	4325	6200	578	3225	4500	4750	2065	3135	4405	3200
Общее число секций	4	4	4	4	4	4	4	4	3	3	4	3	3	3	3
В том числе турбинных	3	3	3	3	3	3	3	3	2	3	3	2	2	2	2
с турбинами и решетками гидродинамического торможения	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–
шпиндельных	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1

Продолжение табл. 3.2

Показатель	3ТСШ-195	3ТСШ-195ТЛ	3ТСШ-240	3ТСШ1-172	3ТСШ1-195	3ТСШ1-195ТЛ	3ТСШ1-240	3Т105К	2Т195К	3Т195К	3ТСША-195ТЛ	А6Ш	А7Ш	А9Ш	А7Ш2
Число ступеней в турбобуре															
В том числе турбин	285	327	318	336	306	318	300	303	330	495	327	212	232	210	210
решеток гидродинамического торможения	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Число осевых опор:															
в турбинной секции	—	—	—	3	3	3	3	—	—	—	3	1	—	—	1
в шпиндельной секции	25	25	25	25	25	25	1	10	25	25	25	1	1	1	1
Число радиальных опор:															
в турбинной секции	3	4	3	4	4	4	3	—	—	—	4	4	5	4	4
в шпиндельной секции	2	2	2	2	2	2	2	—	—	—	2	2	2	2	2
Присоединительная резьба (ГОСТ 5286):															
к бурильной колонне	З-147	З-147	З-171	З-121	З-147	З-147	З-171	З-88	З-147	З-147	З-147	З-121	З-147	З-171	З-147
к долоту	З-121	З-121	З-147	З-117	З-117	З-117	З-152	З-76	З-117	З-117	З-117	З-117	З-117	З-152	З-117
Расход жидкости (воды), л/с	22—24	40—45	32—34	20—25	30—35	40—45	40—45	8—12	30—32	26—30	24—30	20—25	30	45	30
Момент силы на выходном валу, Н·м:															
на тормозном режиме	2600	3600	5000	2000	2600	2600	3500	—	340	3800	4140	1360	3800	6200	—
	3100	4600	5700	3200	3600	3600	4400	—	760	4320	5510	2160	—	—	—
на рабочем режиме	1300	1800	2500	1000	1300	1300	1750	1500	170	1900	2070	680	1900	3100	1680
	1550	2300	2850	1600	1800	1800	2200	1900	381	2160	2755	1200	—	—	—

Частота вращения выходного вала, об/мин:															
в режиме холостого хода	970 1060	690 780	840 900	1010 1260	800 935	800 940	– –	1270 1920	960 1020	730 960	1180 1450	1060 1330	1200 –	1100 –	– –
в рабочем режиме	725 770	350 390	420 450	500 630	400 480	400 460	195 220	640 960	480 510	410 480	580 730	485 550	520 –	420 –	520 –
Перепад давления, МПа:															
в режиме холостого хода	5,0	3,0	5,0	6,0	3,5	3,5	2,0	4,5	6,3	7,3	6,5	5,5	8,2	6,8	7,2
в рабочем режиме	6,0	4,0	5,5	9,5	5,0	5,0	2,5	10,2	7,1	9,8	10,5	4,3	–	–	–
КПД, %, не менее	–	–	–	50	50	40	69	35	55	55	–	38	–	–	–

Продолжение табл. 3.2

Показатель	А9Ш2	А6ГТШ	А7ГТШ	А9ГТШ	ТПС-105	ТПС-172	ТПС-172У	ТСШ1М1-195	ТПС-195М	ТО-172	ТО-195	ТО-240	ТО2-172	ТО2-195	ТО2-240	ТР2Ш-195ТО
Наружный диаметр корпуса, мм	240	164	195	240	105	172	172	195	195	172	195	240	172	195	240	195
Длина, мм	16675	24430	24950	23290	15600	26250	18300	25800	18400	10745	9660	10310	9715	10110	10170	10360
Масса, кг, не более	4405	2908	4422	6155	756	3325	2220	4200	3085	1500	1685	2484	1363	1848	2393	1760
Общее число секций	3	4	4	4	4	4	2	4	3	2	2	2	2	2	2	2
В том числе турбинных	2	2	2	2	3	3	1	3	2	1	1	1	1	1	1	1
с турбинами и решетками гидродинамического торможения	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–
шпиндельных	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Число ступеней в турбобуре																
В том числе турбин	186	252	232	210	414	426	374	444	296	109	95	106	–	105	93	52
решеток гидродинамического торможения	–	–	146	130	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–

Продолжение табл. 3.2

Показатель	А9Ш2	А6ГТШ	А7ГТШ	А9ГТШ	ТПС-105	ТПС-172	ТПС-172У	ТСШ1М1-195	ТПС-195М	ТО-172	ТО-195	ТО-240	ТО2-172	ТО2-195	ТО2-240	ТР2Ш-195ТО
Число осевых опор:																
в турбинной секции	1	1	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	1	1	1
в шпиндельной секции	1	1	1	1	25	25	25	25	25	16	16	16	–	1	1	1
Число радиальных опор:																
в турбинной секции	4	4	5	4	9	12	8	12	8	4	3	3	–	4	3	6
в шпиндельной секции	2	2	2	2	2	2	2	2	2	1	1	1	–	2	2	2
Присоединительная резьба (ГОСТ 5286):																
к бурильной колонне	З-171	З-121	З-147	З-171	З-88	З-122	З-122	З-147	З-147	З-147	З-147	З-171	З-147	З-171	З-171	З-147
к долоту	З-152	З-117	З-117	З-152	З-76	З-117	З-117	З-117	З-117	З-117	З-117	З-152	З-117	З-117	З-152	З-117
Расход жидкости (воды), л/с	45	20	30	45	8–12	25	25	28	32	24–26	30–35	50–55	28	30	45	50–55
Момент силы на выходном валу, Н·м:																
на тормозном режиме	–	1710	3800	6200	293	3580	3400	3575	3115	1300	1620	4080	–	–	–	–
	–	–	–	–	652	–	–	–	–	1540	2180	4900	–	–	–	–
на рабочем режиме	2740	1020	1900	3100	147	1790	1700	1790	1560	650	810	2040	785	870	1370	900
	–	–	–	–	326	–	–	–	–	770	1090	2450	–	–	–	1300
Частота вращения выходного вала, об/мин:																
в режиме холостого хода	–	–	–	–	–	870	740	690	790	1340	1320	1320	–	–	–	–
	–	–	–	–	–	–	–	–	–	1450	1540	1450	–	–	–	–
в рабочем режиме	420	325	300	235	–	530	370	350	400	670	660	660	700	515	420	320
	–	–	–	–	–	–	–	–	–	715	780	725	–	–	–	340
Перепад давления, МПа:																
в режиме холостого хода	6,0	4,7	7,2	5,8	–	4,6	6,5	4,0	3,5	3,8	3,3	4,1	–	–	–	3,3
в рабочем режиме	–	–	–	–	–	6,3	7,0	4,4	3,8	4,4	4,3	4,6	3,9	3,6	3,0	4,3
КПД, %, не менее	–	–	29	31	–	55	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–

Рис. 3.1. Турбобур типа Т12М3Б-240:
1 — переводник вала; *2* — вал; *3* — ниппель; *4* — упор; *5* — ротор; *6* — статор; *7* — опора средняя; *8* — гайка роторная; *9* — контргайка; *10* — корпус; *11* — переводник верхний

рения верхних интервалов глубоких вертикальных и наклонно направленных скважин различного назначения, а также для использования в качестве нижней секции для комплектации двух- и трехсекционных шпиндельных унифицированных модульных турбинно-винтовых двигателей типа 2ТУ240КД.

Турбобуры с наружным диаметром 240 мм применяются при бурении скважин шарошечными и безопорными долотами различных типов и серий

Таблица 3.3

Технические характеристики односекционных турбобуров типа Т12М3 для бурения верхних интервалов скважин Кунгурского машиностроительного завода

Показатель	Т12М3Е-172	Т12М3Б-195	Т12РТ-240
Диаметр корпуса, мм	172	195	240
Длина в сборе, мм	7940	8060	8210
Масса, кг	1057	1440	2017
Число ступеней в турбобуре	106	105	104
Расход рабочей жидкости, л/с	25 – 28	45 – 50	50 – 55
Частота вращения вала турбобура, $с^{-1}$	10,5 – 11,7	9,7 – 10,8	11,6 – 12,7
Перепад давления, МПа	2,85 – 3,5	2,9 – 3,6	4,4 – 5,4
Момент силы на валу, Н·м	559 – 687	714 – 882	2127 – 2550
Диаметры рекомендуемых долот, мм	190,5 – 215,9	215,9 – 244,5	269,9 – 295,3
Присоединительная резьба:			
к бурильным трубам	З-147	З-147	З-189
к долоту	З-117	З-117	З-152

Таблица 3.4

Технические характеристики секционных шпиндельных турбобуров для бурения вертикальных и наклонно направленных скважин Кунгурского машиностроительного завода

Показатель	Т105К	3ТСШ1-172	ТПС-172	А7ГТШ	3ТСШ1-195	А9ГТШ	3ТСШ1-240
Диаметр корпуса, мм	105	172	172	195	195	240	240
Длина в сборе, мм	12700	25400	26250	24950	25700	23290	23225
Масса, кг	590	3530	3325	4425	4790	6125	5975
Число ступеней в турбобуре	303	336	426	228	330	210 + 99 ступеней гидроторможения	315
Расход рабочей жидкости, л/с	8 – 12	20 – 25	25	30	30 – 35	45	32 – 34
Частота вращения вала турбобура, $с^{-1}$	10,6 – 16,0	8,3 – 10,5	7,3	5,3	6,4 – 7,5	4,1	7,4 – 7,8
Перепад давления, МПа	4,5 – 10,2	5,7 – 8,8	6,5	6,9	3,9 – 5,3	5,5	5,5 – 6,2
Момент силы на валу, Н·м	170 – 381	1128 – 1765	1746	1814	1481 – 2009	3060	2648 – 2991
Диаметры рекомендуемых долот, мм	120,6 – 151,0	190,5 – 215,9	190,5 – 215,9	215,9	215,9 – 244,5	269, – 295,3	269,9 – 295,3
Присоединительная резьба:							
к бурильным трубам	З-88	З-121	З-121	З-147	З-147	З-171	З-171
к долоту	З-76	З-117	З-117	З-117	З-117	З-152	З-152
Присоединительный размер к шпинделю, мм	50 ± 5	360 ± 0,5	310 ± 5	310 ± 5	310 ± 0,5	290 ± 0,5	290 ± 0,5

диаметром от 269 до 393,7 мм и более, обеспечивающими технологически обоснованный зазор между корпусом турбобура и стенкой скважины в конкретных горно-геологических условиях разрезов месторождений.

Унифицированный турбобур типа ТУ240К содержит турбинный и

опорный валы со стандартными габаритами, соединяемые между собой с помощью разъемных муфт эксцентрикового или конусно-винтового типа, обеспечивающих высокую надежность передачи момента силы, легкость сборки — разборки и ревизию двигателя.

На турбинном валу устанавливается комплект из 107 турбин нового типа с пониженной осевой высотой, обеспечивающих в существующих стандартных габаритах серийных турбобуров повышение на 25 % момента силы с единицы 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 37/11-240ТВШ.

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

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

Полость опоры защищена дроссельным устройством с автоматически регулируемым зазором в площади контакта рабочих поверхностей трения, упрочненного наплавкой твердого сплава, ограничивающего утечки бурового раствора на выходном валу и предотвращающего опасность зашламления опорного узла турбобура, особенно при использовании гидромониторных долот, требующих высоких перепадов давления в промывочных каналах.

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

Основные параметры и энергетические характеристики унифицированных односекционных бесшпиндельных турбобуров типа ТУ240К и двухсекционных турбобуров типа 2ТУ240К при различных расходах воды, приведены в табл. 3.2.

Изготовитель: Кунгурский машиностроительный завод.

Турбобуры односекционные со вставным шпинделем типа ТВШ (ТВШ-172, ТВШ-195 и ТВШ-240) предназначены для комплектации роторно-турбинных и реактивно-турбинных буров типа РТБ.

Турбобуры типа ТВШ (рис. 3.2) выпускаются с наружным диаметром 240, 195 и 172 мм для комплектации роторно-турбинных буров диаметрами от 394 до 640 мм. Они могут использоваться как самостоятельно — в виде односекционного турбобура, так и в качестве нижней или шпиндельной секции в любом секционном турбобуре соответствующего габарита.

Отличительной особенностью турбобура типа ТВШ является соединение валов турбинной секции и осевой опоры шпиндельной секции с помощью разъемной муфты с эксцентричным соединением, исключающим осевую относительную подвижность валов, передающей вращающий момент и обеспечивающей возможность разъема валов в осевом направлении без вращения и позволяющей совместно или раздельно извлекать валы из корпуса. Разъемная муфта более технологична в изготовлении по сравнению с ранее применяемой конусно-шлицевой муфтой и удобна в эксплуатации.

В отличие от серийных турбобуров (например, типа 3ТСШ1-240, у которого опора вынесена в отдельную секцию — шпиндель) турбобур типа ТВШ представляет собой единую турбинную и шпиндельную секцию, раз-

Рис. 3.2. Турбобур односекционный типа ТВШ со вставным шпинделем:
1 — вал; *2* — корпус; *3* — статор; *4* — ротор

мещенную в корпусе стандартной длины. При этом число ступеней турбины сокращается всего на 6 %, а общая длина турбобура уменьшается на длину шпиндельной секции. Благодаря такой конструкции практически исключается отворот шпинделя в процессе бурения и поломки верхнего конца вала шпинделя по резьбе МК 98×6, происходящие в серийных секционных шпиндельных турбобурах.

Рабочий орган составного вала секции — многоступенчатая турбина типа 30/16,5-240 (89 ступеней) и три радиальные опоры, закрепленные на верхнем конце вала резьбовой полумуфтой. На нижнем конце вала по гладкой конусной поверхности (конусность 1:10) устанавливается эксцентричная муфта с окнами для прохождения бурового раствора в полый вал шпинделя, имеющая лишь центральное сквозное отверстие.

Опорный орган другой части составного вала — многоступенчатая осевая опора (12 ступеней подпятников или многорядный подшипник серии 128000) закрепляется на валу гайкой-полумуфтой на цилиндрической резьбе. Верхняя часть гайки вместе с хвостовиком вала являются элементами эксцентричного соединения. Две части вала соединяются по трем цилиндрам, средний из которых имеет смещенную ось. Относительный проворот валов в собранном виде исключен.

При выборе размера эксцентриситета и диаметра смещенной окружности исходят из принципа разъемности соединения и предотвращения ударных нагрузок по торцам хвостовика вала шпинделя и верхней полумуфты.

Основные параметры и энергетические характеристики турбобуров со вставным шпинделем при различных расходах воды приведены в табл. 3.2.

Изготовитель: Кунгурский машиностроительный завод.

Турбобуры типа ТНК с независимым креплением роторов (рис. 3.3) предназначены для комплектации реактивно-турбинных и роторно-турбинных буров типа РТБ, применяемых при бурении водопонижающих скважин, вспомогательных и вентиляционных шахтных стволов и скважин другого назначения в сочетании с шарошечными и безопорными долотами различных типов и серий диаметрами от 215,9 до 750 мм в соответствии с рекомендуемыми и технологически требуемыми зазорами между стенками скважины и корпусом турбобура или агрегата типа РТБ в конкретных горно-геологических условиях разреза месторождения.

Турбобур типа ТНК выпускаются с наружным диаметром 240 мм. По индивидуальному заказу он может быть изготовлен диаметром 195 мм. Полый вал турбобура имеет проходной канал диаметром, увеличенным до 90 и 62 мм в турбобурах диаметрами соответственно 240 и 195 мм, что позволяет проводить геофизические измерения внутри турбобура, а также в аварийных случаях спускать торпеду непосредственно к долоту. Для этих целей на верхнем конце полого вала имеется диафрагма, которая разрушается в случае необходимости проведения указанных работ.

Турбобур типа ТНК-240, как и турбобур типа Т12РТ, имеет опорное кольцо на наружной поверхности для передачи осевой нагрузки на породоразрушающий инструмент, создаваемой с помощью грузов-утяжелителей.

Турбобур типа ТНК-240 может использоваться и как самостоятельный односекционный забойный двигатель, а также в качестве нижней секции или шпинделя в секционном турбобуре любого типа аналогичного диаметра.

Отличительной конструктивной особенностью турбобура типа ТНК-240 является замена осевого торцевого сжатия всего пакета роторов на валу с помощью роторной гайки на независимое крепление каждого ротора турбины при помощи эксцентричного крепления составных деталей, изображенных на рис. 3.4. В осевом направлении роторы неподвижны. Каждый ротор с помощью индивидуального подшипника закрепляется на соот-

Рис. 3.3. Турбобур типа ТНК с независимым креплением роторов:
1 — вал; *2* — корпус; *3* — статор; *4* — ротор

ветствующем статоре. Этот подшипник воспринимает ограниченную нагрузку от 20 до 30 кПа. При такой незначительной нагрузке подшипник каждой ступени способен работать несколько сотен часов.

Установка опорных элементов в каждой ступени позволяет значительно уменьшить осевые зазоры. Если в обычных турбобурах осевой зазор составляет в среднем 16 мм, то в конструкциях турбобуров с независимым

креплением роторов только 10 мм. Это позволяет увеличить на 30 % число ступеней турбины в секции.

Основным преимуществом конструкции турбобура типа ТНК является то, что в ней не требуется регулирование осевых зазоров турбины и поэтому можно собирать турбобур с большим числом ступеней. Каждая ступень турбины является одновременно осевой опорой, работающей в режиме основной осевой опоры турбобура. Это облегчает работу основной осевой опоры и увеличивает межремонтный период ее работы. Кроме того, каждая ступень турбины снабжена радиальным подшипником для обеспечения надлежащей продольной устойчивости работающего вала, в связи с чем отпадает необходимость в комплектовании турбобура дополнительными радиальными опорами. При независимом соединении каждого ротора с валом исключается необходимость повышенных требований к прочностным характеристикам вала, создается возможность изготовления вала из трубного проката с толщиной стенки до 10 мм.

Основные параметры и энергетические характеристики турбобура типа ТНК при прокачке воды приведены в табл. 3.2.

Изготовитель: Кунгурский машиностроительный завод.

Турбобуры секционные бесшпиндельные типа ТС (ТС4А-104,5; ТС4А-127; ТС5Б-172; ТС5Б-195; ТС5Б-240 и 3ТС5Б-240) предназначены для бурения глубоких вертикальных и наклонно направленных скважин различного назначения с использованием буровых растворов при температуре не выше 120 °С. Турбобуры этого типа, в зависимости от технологических требований, выпускаются с наружным диаметром от 104,5 до 240 мм в одно-, двух- или трехсекционном исполнении и применяются при бурении скважин шарошечными и безопорными долотами различных типоразмеров и серий в соответствии с рекомендуемыми сочетаниями в различных горно-геологических условиях месторождений.

Секционные турбобуры типа ТС (рис. 3.5) в виде отдельных секций доставляются на буровую, где осуществляется их сборка непосредственно перед спуском в скважину. При этом корпуса секций соединяются между собой на замковых резьбах, а их валы — с помощью конусно-шлицевых (или конусно-фрикционных) полумуфт, закрепленных на валу резьбой или гладким конусом (1:10). Конструктивно нижняя секция выполнена таким образом, что позволяет использовать ее в качестве обычного односекционного турбобура.

Верхняя и средние секции этого турбобура отличаются от нижней тем, что в них отсутствует упорный подшипник — пята, который в нижней секции воспринимает гидравлическую нагрузку всех секций и вес вращающихся деталей и конструкций вала.

Рис. 3.4. Эксцентричное крепление роторов в турбобуре типа ТНК-240

Рис. 3.5. Турбобур секционный бесшпиндельный типа ТС (ТС5Б-240):
I — секция нижняя; *II* — секция верхняя; *1* — переводник вала; *2* — вал; *3* — ниппель; *4* — упор; *5* — ротор; *6* — статор; *7*, *18* — опора средняя; *8* — гайка роторная; *9* — контргайка; *10* — корпус; *11* — переводник; *12* — полумуфта нижняя; *13* — полумуфта верхняя; *14* — вал верхней секции; *15* — переводник соединительный; *16* — ротор; *17* — статор; *19* — гайка роторная; *20* — колпак; *21* — корпус; *22* — переводник корпуса

Положение роторов относительно статоров в верхней и средних секциях фиксируется с помощью регулировочных колец турбины, имеющих различную толщину, которые устанавливаются между соединительным переводником и турбиной.

Система статоров в корпусах верхней и средних секций закрепляется соответственно с помощью верхнего переводника корпуса, соединяющего турбобур с бурильной колонной, и соединительного переводника этих секций с установкой регулировочного кольца резьбы определенной высоты путем их подбора.

Основные параметры и энергетические характеристики секционных турбобуров при различных расходах воды приведены в табл. 3.2.

Турбобуры секционные шпиндельные типа ТСШ (3ТСШ-172, 3ТСШ-195, 3ТСШ-195ТЛ и 3ТСШ-240) предназначены для бурения глубоких вертикальных и наклонно направленных скважин различного назначения с применением буровых растворов при температуре не выше 120 °С.

Турбобуры типа ТСШ (рис. 3.6) выпускаются с наружным диаметром 172, 195 и 240 мм в одно-, двух- или трехсекционном исполнении и в зависимости от технологических требований строительства скважин могут применяться при бурении шарошечными и безопорными долотами различных серий в соответствии с рекомендуемыми сочетаниями диаметров долот и турбобуров в конкретных горно-геологических условиях месторождений.

Отличительной особенностью этих турбобуров является то, что осевая опора как быстроизнашивающаяся часть, вынесена в самостоятельный узел — шпиндельную секцию, присоединяемую к нижней (турбинной) секции турбобура. Турбинные секции конструктивно (крепление деталей в корпусе и на валу, соединение корпусов и валов) аналогичны верхним и средним секциям секционных бесшпиндельных турбобуров типа ТС, а в шпиндельной секции размещаются непроточные осевые и радиальные опоры. Такая конструкция шпиндельной секции позволяет заменять ее без разборки турбинных секций турбобура непосредственно на буровой.

Турбобур типа 3ТСШ-195ТЛ оснащен турбинами, изготовленными методом точного литья, что существенно улучшает его энергетическую характеристику.

Основные параметры и энергетические характеристики турбобуров типа ТСШ при различных расходах воды приведены в табл. 3.2.

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 типов 3ТСШ1-172, 3ТСШ1-195, 3ТСШ1-195ТЛ и 3ТСШ1-240 выпускаются с наружным диаметром соответственно 172, 195 и 240 мм. В зависимости от технологических требований строительства скважин эти турбобуры могут применяться в одно-, двух- и трехсекционном исполнении в сочетании с шарошечными и безопорными долотами различных серий с рекомендуемыми зазорами между стенками скважины и корпусом турбобура в конкретных горно-геологических условиях месторождений.

Рабочий орган турбобура типа ТСШ1 (рис. 3.7) представляет собой многоступенчатую гидравлическую турбину осевого типа, выполненную в турбобурах типов 3ТСШ1-172 и 3ТСШ1-195 цельнолитой, а в турбобурах типов 3ТСШ1-195ТЛ — составной. Проточная часть последнего турбобура

Рис. 3.6. Турбобур секционный шпиндельный типа ТСШ (3ТСШ-240):
I — шпиндель; *II* — секция нижняя; *III* — секция средняя; *IV* — секция верхняя; *1* — вал нижней секции; *2, 13, 25* — переводник соединительный; *3, 14, 26* — ротор; *4, 15, 27* — статор; *5, 16, 18, 28* — опора средняя; *6, 19, 29* — гайка роторная; *7, 21, 31* — корпус; *8, 20, 32, 41* — контргайка; *9, 22, 42* — полумуфта нижняя; *10, 23, 43* — переводник корпуса; *11, 12* — вал средней секции; *17* — втулка средней опоры; *33* — переводник верхний; *24* — вал верхней секции; *30* — колпак; *34* — переводник вала; *35* — вал; *36* — ниппель; *37* — опора осевая (внешнее кольцо пяты, кольцо пяты, подпятник, диск пяты); *38* — опора радиальная; *39* — втулка корпуса; *40* — гайка шпинделя

Рис. 3.7. Турбобур секционный шпиндельный унифицированный типа 3ТСШ1:
1 — переводник к бурильным трубам; *2* — секция турбинная; *3* — секция шпиндельная; *4* — переводник вала

оснащена турбинами, изготовляемыми методом точного литья. Осевая опора у этих турбобуров так же, как и у турбобуров типа ТСШ, вынесена в самостоятельную шпиндельную секцию, которая может быть заменена непосредственно на строящейся скважине.

В турбобурах типа ТСШ1 проведена межтиповая унификация, т.е. различные типы турбин, корпусы, 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 монтажа высоко- и низкооборотных цельнолитых турбин, составных турбин точного литья и пластмассовых, а в шпиндельной секции — как опоры скольжения (резинометаллической пяты), так и качения (радиально-упорных подшипников).

В отличие от турбобуров типа ТСШ в верхней части вала турбинных секций турбобуров типа ТСШ1 монтируются три предохранительные ступени резинометаллической проточной пяты, предотвращающей посадку роторов турбины на статоры, которая может произойти в случае неправильной регулировки осевых зазоров в турбине, износа осевой опоры турбобура выше допустимой нормы или по другим причинам. Благодаря этому надежность работы турбинных секций повышается в 1,5—2,0 раза.

Валы турбинной и шпиндельной секций в турбобуре типа ТСШ1 соединяются с помощью конусно-шлицевых полумуфт, а детали на валах турбинных секций крепятся с помощью полумуфты с конической резьбой с внутренним упорным торцом, исключающей срыв ее на валу, благодаря чему возрастает надежность регулировки секций и распределения осевых зазоров в турбине.

Основные параметры и энергетические характеристики турбобуров типа ТСШ1 при различных расходах воды приведены в табл. 3.2.

К этому же типу забойных двигателей относятся унифицированные двух- и трехсекционные турбобуры типов 2Т195К и 3Т195К нового поколения с улучшенной энергетической характеристикой, базирующейся 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 дорогостоящего трубного проката для изготовления ступиц.

В унифицированных турбобурах диаметром 195 мм применяются все типы турбин, в том числе и комбинированные (металлопластмассовые) турбины типа Т195К.

Применение современных технологических процессов упрочнения рабочих поверхностей дисков пяты, втулок радиальных опор, опор качения, а

также новых ударопрочных марок чугуна, резин и трудно вымываемых смазок гарантирует 1,5—2-кратное увеличение наработки на отказ шпиндельных и турбинных секций и снижение металлоемкости.

Благодаря использованию нового типа дроссельного устройства снижаются утечки промывочной жидкости из-под ниппеля турбобура и предотвращается зашламление опорных элементов, особенно при бурении гидромониторными долотами.

Опорно-центрирующие устройства могут быть установлены на корпусе турбобура непосредственно перед спуском в скважину.

Основные параметры и энергетические характеристики турбобуров типов 2Т195К и 3Т195К при различных расходах воды приведены в табл. 3.2.

Изготовитель: Кунгурский машиностроительный завод.

В последнее десятилетие двадцатого столетия созданы гидравлические забойные двигатели уменьшенного диаметра с улучшенной энергетической характеристикой, увеличенной наработкой на отказ и уменьшенной металлоемкостью. К ним относятся секционные шпиндельные турбобуры типа 3Т105К с наружным диаметром 105 мм, предназначенные для бурения скважин малого диаметра и разбуривания цементных мостов (стаканов), песчаных пробок, отложений солей в обсадных колоннах при капитальном ремонте скважин с использованием долот различных типов и серий диаметром от 118 до 139,7 мм.

Конструкция турбобура типа 3Т105К существенно отличается от известных конструкций турбобуров типов ТС4А-104,5, ТПС-105 и др. Турбобур типа 3Т105К состоит из трех турбинных и одной шпиндельной секций и базируется на турбине нового типа пониженной осевой высоты — 24/8-105. Турбины изготавливаются методом точного литья по выплавляемым моделям и обеспечивают увеличение мощности на 30 % (за счет повышения частоты вращения и момента силы на выходном валу, снимаемого с единицы осевой длины турбобура), а также надежность в эксплуатации (в части предотвращения зашламления турбины) и простоту изготовления и ремонта.

Все три турбинные секции идентичны по конструкции и требуют минимальной индивидуальной регулировки.

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 автоматическим регулированием зазора между уплотняющими рабочими поверхностями трения.

Для предотвращения зашламления турбобура «снизу» в его конструкции предусмотрен обратный клапан, в котором использован принцип эшелонированной защиты уплотняющих резиновых манжет.

Основные параметры и энергетические характеристики турбобура типа 3Т105К при различных расходах воды приведены в табл. 3.2.

Изготовитель: Кунгурский машиностроительный завод.

Для привода шарошечных долот и долот режуще-истирающего типа при проведении работ по капитальному ремонту скважин, а также при бурении прямолинейных и наклонно направленных участков нефтяных и газовых скважин малого диаметра созданы малогабаритные двух-, трех- и четырехсекционные турбобуры диаметром 102, 108 и 124 мм типов ТВ1-102, ТШ-108Б и ТГ-124 (табл. 3.5).

Изготовитель: ОАО НПО «Буровая техника».

Таблица 3.5

Техническая характеристика малогабаритных турбобуров конструкции ОАО НПО «Буровая техника»

Показатель	ТВ1-102		ТШ-108Б		ТГ-124	
	3 секции	4 секции	2 секции	3 секции	2 секции	3 секции
Наружный диаметр, мм	102	102	108	108	124	124
Длина, мм	14600	19200	8850	12270	9160	12940
Масса, кг	630	740	435	610	930	1330
Диаметр долота, мм	118 – 151		120,6 – 151,0		139,7 – 158,7	
Присоединительная резьба:						
к долоту	З-76		З-76		З-88	
к бурильным трубам	З-88		З-88		З-88	
Расход жидкости плотностью 1000 кг/м^3, л/с	8	11	10	10	12	12
Частота вращения вала, об/мин	900	900	990	790	900	750
Момент силы, Н·м	100	135	215	205	450	470
Перепад давления, МПа	9,0	12,0	9,4	9,0	8,9	9,3

С учетом проведенных стендовых и промысловых исследований различных конструкций турбобуров диаметром 195 мм разработаны новые конструкции шпинделей типа ШД с шаровой опорой и дисковым лабиринтным уплотнением.

В шпинделе типа ШД (рис. 3.8) часть промывочной жидкости дросселируется через дисковое лабиринтное уплотнение *3* и сбрасывается в кольцевое пространство скважины через дренажные отверстия *4* в корпусе шпинделя. Тем самым исключается принудительное прокачивание бурового раствора через шаровую осевую опору *6*. От попадания в шаровую опору песка и шлама подшипник защищен резинометаллическим уплотнителем *5*.

Новые конструкции нижней *7* и верхней *2* радиальных опор обеспечивают надежную стабилизацию низа вала, являющуюся весьма важным фактором при направленном бурении. При необходимости корпус шпинделя типа ШД может быть оснащен двумя лопастными стабилизаторами, один из которых *8* устанавливается вместо ниппеля, а другой *1* — вместо верхнего соединительного переводника.

Изготовитель: ОАО НПО «Буровая техника».

Турбобуры секционные шпиндельные типа ТСША — 3ТСШ-195ТЛ, 3ТДШ-195А и 3ТДШ-240А (рис. 3.9) предназначены для бурения алмазными долотами вертикальных и наклонно направленных скважин различного назначения с применением буровых растворов при температуре до 120 °С. Эти турбобуры созданы на базе унифицированных секционных шпиндельных турбобуров типа 3ТСШ1 и выпускаются с наружным диаметром 195 и 240 мм. В отличие от базового, турбинные секции турбобура типа 3ТСША-195ТЛ укомплектованы специальной высокооборотной, высокомоментной турбиной типа 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 особенностью конструкции шпиндельных секций турбобуров типа 3ТСША-195ТЛ является наличие узла лабиринта, который предохраняет 25-ступенчатую резинометаллическую осевую опору — пяту от проникновения в нее крупных абразивных частиц.

Для увеличения стойкости опоры в резинометаллической пяте этого

Рис. 3.8. Шпиндель типа ШД:
1, 8 — переводник-стабилизатор лопастной; *2* — опора радиальная верхняя; *3* — уплотнение лабиринтное; *4* — отверстие дренажное; *5* — уплотнение резинометаллическое; *6* — опора осевая; *7* — опора нижняя радиальная

Рис. 3.9. Турбобур секционный шпиндельный 3ТСША для бурения алмазными долотами:
1 — переводник к бурильным трубам; *2* — секция турбинная; *3* — секция шпиндельная; *4* — переводник вала

турбобура увеличена ширина опорной резиновой поверхности подпятников и улучшена конструкция последних.

На валу и в корпусе турбобура детали крепятся так же, как и в турбобурах типа 3ТСШ1-195.

Основные параметры и энергетические характеристики турбобуров типов 3ТСША-195ТЛ, 3ТДШ-195А и 3ТДШ-240А при промывке водой приведены в табл. 3.6.

Изготовители:

ОАО НПО «Буровая техника».

Кунгурский машиностроительный завод.

Таблица 3.6

Технические характеристики турбобуров для бурения скважин алмазными долотами конструкции ОАО НПО «Буровая техника»

Показатель	3ТДШ-195А	3ТСША-195ТЛ	3ТДШ-240А
Наружный диаметр корпуса, мм	195	195	240
Длина в сборе, мм	26700	25700	23200
Масса, кг	4750	4750	5975
Число секций:			
турбинных	3	3	3
шпиндельных	1	1	1
Расход жидкости плотностью 1000 кг/м^3, л/с	24	23	26
Частота вращения вала в рабочем режиме, об/мин	750	535	680
Перепад давления, МПа	8,3	6,1	8,1
Момент силы на валу, Н·м	1800	1800	2500
Диаметр рекомендуемых долот, мм	215,9	215,9—244,5	269,9—295,3

Турбобуры секционные шпиндельные с наклонной линией давления типа АШ (А6Ш, А7Ш, А7Ш2, А9, А9Ш2) предназначены для бурения вертикальных и наклонно направленных скважин различного назначения с использованием утяжеленных буровых растворов при температуре выше 120 °С.

Турбобуры типа АШ (рис. 3.10) выпускаются с наружным диаметром от 164 до 240 мм и состоят из двух или трех турбинных и одной шпиндельной секций. Турбины этих турбобуров имеют наклонную к тормозному режиму линию давления. Турбобур с тремя турбинными секциями имеет шифр 3А6Ш.

Отличительная особенность турбобуров типов А6Ш, А7Ш2, А9Ш2 состоит в том, что они выполнены с независимой подвеской вала турбинной секции, т.е. каждая секция имеет свою осевую опору — вал в ней подвешен в верхней части на отдельном многорядном упорно-радиальном подшипнике, комплектуемом из шарикоподшипников серии 128700. Для протока промывочной жидкости в турбину с обеих сторон подшипника предусмотрены специальные фонари. По всей длине вала расположены ступени турбин и резинометаллические средние опоры. Соединение валов турбинной и шпиндельной секций осуществляется с помощью полумуфт с квадратным сечением. Благодаря описанной конструкции в турбобурах типа А6Ш достигается независимая регулировка секций в зависимости от присоединительных размеров расположенной ниже секции.

Базовые детали турбобуров типов А7Ш и А9Ш (корпусы, валы, переводники и средние опоры турбинных секций) в соответствующих габаритах унифицированы с турбобурами типов 3ТСШ1-195, 3ТСШ1-195ТЛ и 3ТСШ1-240.

Важной особенностью турбобуров типов А7Ш и А9Ш является: наличие в верхней части шпиндельной секции торцевого уплотнения (сальника), позволяющего вести бурение с использованием гидромониторных долот при перепаде давления в них до 6 МПа; применение в турбинных секциях промежуточных радиальных шаровых опор вала в виде однорядного шарикоподшипника серии 350700 и в шпиндельной секции осевой опоры в виде многорядного упорно-радиального шарикоподшипника серии 128700, обеспечивающих улучшение запуска турбобура в скважине, бурение при высоких осевых нагрузках и температуре бурового раствора выше 120 °С.

Рис. 3.10. Турбобур секционный шпиндельный типа А7Ш с наклонной линией давления:
а — секция турбинная; *б* — секция шпиндельная; *1* — переводник к бурильным трубам; *2* — верхняя полумуфта; *3* — статор; *4* — ротор; *5* — опора радиальная; *6* — вал; *7* — корпус; *8* — переводник нижний; *9* — полумуфта нижняя; *10* — переводник верхний шпинделя; *11* — полумуфта шпинделя; *12* — опора радиальная; *13* — опора осевая шариковая; *14* — ниппель шпинделя; *15* — вал шпинделя; *16* — переводник нижний к долоту

Основные параметры и энергетические характеристики турбобуров типа АШ при различных расходах воды приведены в табл. 3.2.

Изготовитель: Кунгурский машиностроительный завод.

Турбобуры секционные шпиндельные со ступенями гидродинамического торможения типа АГТШ (А6ГТШ, А7ГТШ и А9ГТШ) предназначены для бурения глубоких вертикальных и наклонно направленных скважин различного назначения с применением буровых растворов плотностью до 2200 кг/м^3 при температуре выше 110 °С.

Рис. 3.11. Турбобур секционный шпиндельный типа АГТШ (А9ГТШ, А7ГТШ1) со ступенями гидродинамического торможения:
1 — переводник к бурильным трубам; *2* — секция турбинная верхняя; *3* — секция турбинная средняя; *4* — секция турбинная нижняя; *5* — секция шпиндельная

Турбобуры типа АГТШ (рис. 3.11) выпускаются с наружным диаметром от 164 до 240 мм и состоят из четырех секций: трех идентичных турбинных секций (верхней, средней и 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 большой эффект при проводке нижних интервалов скважин в сочетании как с шарошечными, так и с безопорными долотами в соответствии с конкретными горно-геологическими условиями месторождения.

Турбобуры типа АГТШ по конструкции турбинных секций в основном аналогичны турбобурам типа ТСШ1, кроме турбобура типа А6ГТШ, который имеет независимую подвеску валов, аналогичную турбобуру типа А6Ш.

Основные параметры и энергетические характеристики турбобуров типа АГТШ при различных расходах воды приведены в табл. 3.2.

Изготовитель: Кунгурский машиностроительный завод.

В 90-е годы [12, 29] создано несколько новых модификаций серийных турбобуров типа А7Ш, в частности типов А7П3-БК, А7П5 и А7П5-Т2, которые комплектуются турбинами различных типов.

Турбобуры диаметром 172, 195 и 240 мм, которыми осуществляется бурение верхних интервалов скважин до глубины 2000 м в Западной Сибири с частотами вращения 350—400 об/мин, оснащаются ступенями турбин с повышенным вращающим моментом. Они обеспечивают в двухсекционном исполнении энергетическую характеристику, аналогичную трехсекционному турбобуру соответствующего диаметра. Подтверждение этому приведено в табл. 3.7 для турбобуров с наружным диаметром 195 мм.

Изготовитель: ОАО НПО «Буровая техника».

Таблица 3.7

Сравнительные энергетические характеристики турбин турбобуров диаметром 195 мм

Тип турбины	Число турбинных секций	Число ступеней турбины	Расход жидкости, л/с	Параметр		
				Момент силы на валу, кгс·м	Частота вращения, об/мин	Перепад давления, МПа
26/16,5-195	3	330	40	250—280	520—570	7,2
			30	160—180	420—460	4,6
А7Ш	2	220	32	170—190	450—510	8,0—8,6
	3	330	28	260—280	390—450	12,0—13,0
			24	190—205	340—390	9,0—9,6
А7П3-БК	1, 2, 3	110	32	140—160	390—430	3,6—4,2
		220	28	210—245	340—380	5,5—6,4
		330	24	235—270	255—285	6,1—7,1
А7П5-195	1, 2	110	32	110—130	450—490	3,4—3,8
		120	28	170—200	400—430	5,2—5,7
А7П5-Т2	2	220	32	160—180	425—470	4,6
А7П5-195 + 26/16,5-195	1+1	110+110	32	160—190	430—470	5,0—5,4

Примечания: Рабочая жидкость — вода. Указанные параметры получены пересчетом данных по стендовым испытаниям 5-ти ступеней турбины. Турбины предназначены для оснащения турбобуров типа 3ТСШ1-195 и турбинных отклонителей.

Секционный шпиндельный турбобур с плавающими статорами типа ТПС-172 (рис. 3.12) предназначен для бурения глубоких вертикальных и наклонно направленных скважин различного назначения с промывкой буровым раствором при температуре до 90 °С. Турбобур ТПС-172 с наружным диаметром корпуса 172 мм, состоит из трех турбинных и одной шпиндельной секций и в зависимости от технологических требований строительства скважин может применяться при бурении с шарошечными и безопорными долотами различных типоразмеров и серий в соответствии с рекомендациями по их применению в конкретных горно-геологических условиях месторождений.

Турбобур типа 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 (рис. 3.13) изготовлен из полимерного материала и имеет вид незамкнутого кольца, во внутреннем ободе которого размещена кольцевая пружина. От проворота под действием реактивного вращающего момента в корпусе секции статора турбины удерживаются подпружиненными шпонками, взаимодействующими с пазом в корпусе (рис. 3.14), 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 вибрационная и гидравлическая нагрузки на статор

Рис. 3.12. Турбобур типа ТПС с плавающими статорами:
1, 6 — переводник; *2* — секция турбинная верхняя; *3* — вал турбобура; *4* — нижняя турбинная секция; *5* — шпиндель

Рис. 3.13. Статор турбины разъемный:
1 — проточная часть статора; *2*, *3* — пружина; *4* — шпонка

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. 3.15).

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, 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. 3.16).

В каждой турбинной секции установлено 142 ступени турбины и 4 об-

Рис. 3.14. Схема положения статора в корпусе секции:
1 — корпус; *2* — статор

Рис. 3.15. Ступень турбины:
1 — кольцо; *2* — статор; *3* — ротор

Рис. 3.16. Роторы турбинные:
а — полукокильного исполнения; *б* — точного литья; *1* — резиновый кольцевой элемент

резиненные 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 резинометаллическая опора. Такое конструктивное решение обеспечивает определенные эксплуатационные преимущества турбобура типа ТПС-172 перед турбобурами, выполненными по обычной конструктивной схеме, а именно:

существенно увеличена наработка на отказ турбинных секций;

увеличена наработка на отказ шпиндельной секции (критерий отказа — предельно допустимый люфт в шпинделе — до 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 резуль-

тате «посадки» ротора на статор при своевременной замене шпинделя турбобура;

имеется возможность взаимозаменяемости турбинных секций при сборке турбобура на скважине — при условии изготовления валов и корпусов в пределах допусков, указанных в чертежах, а также возможность сборки любого числа секций турбобура для обеспечения необходимой энергетической характеристики.

Основные параметры и энергетические характеристики турбобуров типа ТПС-172 при различных расходах воды приведены в табл. 3.2.

Изготовители:

Кунгурский машиностроительный завод.

ОАО НПО «Буровая техника».

Специалистами ОАО НПО «Буровая техника» разработаны конструкции турбобуров типов **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 обычной схеме. Их отличает повышенная надежность и безотказность в работе.

Разработаны шпиндели типов ТШ1-195 (рис. 3.17) и ШП-240 (рис. 3.18) к турбобурам диаметром 195 и 240 мм, оснащенные новыми конструкциями радиальных и осевых опор. Радиальные и осевая опоры выполнены непроточными, что обеспечивает возможность применения шарошечных и безопорных долот, оснащенных гидромониторными насадками. Кроме того, к настоящему времени созданы [12, 29] шпиндельные турбобуры типа ТНБ с наружным диаметром 184 и 195 мм с независимой подвеской валов секций. Конструкция этих турбобуров (рис. 3.19, *а*) позволяет устанавливать центраторы между секциями и на корпусе турбобура, а также производить сборку в любом числе секций с быстроходными и тихоходными ступенями турбин в зависимости от горно-геологических условий разреза строящейся скважины.

Основные параметры турбобуров типа ТНБ приведены в табл. 3.8.

Для бурения глубоких и сверхглубоких скважин с температурой на забое до 240 °С, в условиях разрезов с высоким температурным градиентом (термальные источники энергии и др.) созданы термостойкие турбобуры типа ТТА. В них отсутствуют резинометаллические опоры и они могут быть оснащены специальной турбиной, способной работать при плотности бурового раствора до 2400 кг/м^3. Основные параметры таких турбобуров приведены в табл. 3.8.

При использовании термостойких турбобуров рекомендуется работать ими совместно с забойным регулятором частоты вращения вала, который устанавливается под турбобуром или в колонне УБТ. Термостойкие турбобуры выполнены с диаметром корпуса 164 и 184 мм.

Для эффективного бурения скважин шарошечными и безопорными гидромониторными долотами диаметром от 375 до 660 мм созданы новые односекционные бесшпиндельные высокомоментные турбобуры с наружным диаметром корпуса 280 и 320 мм. Эти турбобуры могут оснащаться корпусными центраторами, наддолотными стабилизаторами, устройствами амортизации продольных колебаний низа бурильной колонны. Основные параметры и энергетические характеристики этих турбобуров приведены в табл. 3.9.

Изготовитель: ОАО НПО «Буровая техника».

Рис. 3.17. Секция шпиндельная типа ТШ1-195:
1 — опора радиальная; *2* — опора осевая

Рис. 3.18. Секция шпиндельная типа ШП-240:
1 — пробка с резьбой РКТ-208; *2* — переводник верхний; *3* — полумуфта; *4* — корпус; *5* — опора радиальная; *6* — втулка радиальной опоры; *7* — диск пяты; *8* — подпятник; *9* — вал; *10* — ниппель; *11* — переводник наддолотный; *12* — пробка нижняя с резьбой З-152

Рис. 3.19. Турбобур нового типа:
а — ТНБ для направленного бурения; *б* — типа Т1-240; *в* — типа Т2-240; *1* — секция турбинная верхняя; *2* — центратор лопастной межсекционный; *3* — секция турбинная нижняя; *4* — секция шпиндельная; *5* — центратор ниппельный; *6* — калибратор наддолотный

Таблица 3.8

Технические характеристики турбобуров типов ТНБ и ТТА конструкции ОАО НПО «Буровая техника»

Показатели	ТНБ-184	ТНБ-195	ТТА-164	ТТА-184
Наружный диаметр, мм	184	195	164	184
Длина, мм	24500	25800	24600	24500
Масса, кг	4750	4810	2580	4750
Присоединительная резьба:				
к долоту	З-117	З-117	З-117	З-117
к бурильным трубам	З-147	З-147	З-121	З-147
Расход жидкости плотностью 1000 кг/м^3, л/с	30	30	20	30
Частота вращения вала, об/мин.	500	400	400	500
Момент силы, Н·м	1900	2100	1200	1900
Перепад давления, МПа	5,0	6,0	7,0	5,0

Примечание. Турбобур типа ТТА рассчитан на применение в условиях температур до 240 °С.

Таблица 3.9

Технические характеристики турбобуров типов ТБД и Т для бурения скважин большого диаметра конструкции ОАО НПО «Буровая техника»

Показатели	ТБД-320[1]	ТБД-280[1]	1Т-240	2Т-240
Наружный диаметр корпуса, мм	320	280	240	240
Длина в сборе, мм	10 000	10 000	9 500	16 310
Масса, кг	5000	4500	2 500	4 300
Расход жидкости плотностью 1000 кг/м^3, л/с	55	48	36–50	34–45
Частота вращения вала в рабочем режиме, об/мин	300	300	902–1250	850–1180
Перепад давления, МПа	3,0	3,5	3,4–6,5	6,1–11,6
Момент силы на валу, к Н·м	3,0	2,7	2,8–5,4	5,0–9,6
Диаметры рекомендуемых долот, мм	215,9	215,9–244,5	269,9–393,7	269,9–393,7

[1] Резьба к долоту – З-152, З-171, З-189, РКТ-208.

Примечание. Резьба к бурильным трубам – любая по заказу потребителя, через переходный переводник.

Турбобуры типов **1Т-240** (с одной турбинной секцией и серийным шпинделем) и **2Т-240** (с двумя турбинными секциями и серийным шпинделем) [49] включают в себя одну или две турбинно-редукторные секции турбины типа ТВШ-240 по 120 ступеней в секции и шпиндельную секцию. Они обладают более высоким моментом силы и могут реализовать более высокую мощность при бурении, чем турбобуры типа 3ТСШ1-240 и А9Ш. Технические характеристики этих турбобуров приведены в табл. 3.9, а общий вид изображен на рис. 3.19, *б* и *в*.

Изготовители:

НПП «Нефтегазтехника» – 1Т-240, 2Т-240.

ОАО НПО «Буровая техника».

Турбобур секционный типа ТПР-105 предназначен для бурения вертикальных, наклонно направленных и горизонтальных скважин, а также для разбуривания цементных мостов, стаканов и различных пробок долотами диаметром от 117 до 140 мм.

Турбобур состоит из одной шпиндельной и двух турбинных секций. В турбинной секции установлена многоступенчатая стальная турбина, выполненная методом литья по выплавляемым моделям. Конструкция турбобура выполнена по схеме с «плавающим ротором на профильном валу», что упрощает их сборку и регулировку секций, обеспечивает их заменяемость и позволяет полностью отрабатывать осевую (шариковую) опору шпинделя.

Основные параметры турбобура типа ТПР-105 следующие: диаметр корпуса – 105 мм; длина в сборе – 8700 мм; масса – 400 кг. Турбобур выполнен с присоединительными резьбами: к долоту (внизу) – З–76; к трубам (вверху) – МК-94.

Рабочий режим турбобура обеспечивается параметрами: расход бурового раствора – 10 л/с; частота вращения вала – 800 об/мин; вращающий момент – 250 Н·м; перепад давления – 4,5 МПа.

По данным изготовителя, турбобур успешно прошел испытания в НГДУ «Чекмагушнефть» в Башкортостане.

Изготовитель: НПФ «Азимут».

3.2. ТУРБОБУРЫ РЕДУКТОРНЫЕ

Турбобуры редукторные типа ТР с маслонаполненными редукторами-вставками (рис. 3.20), разработанные Пермским филиалом ВНИИБТ, предназначены для бурения глубоких вертикальных, наклонно направленных и горизонтальных скважин на нефть и газ, сверхглубоких и геотермальных скважин различного назначения, а также для бурения скважин с отбором керна при пониженной частоте вращения и увеличенном моменте на выходном валу забойного двигателя, с использованием буровых растворов различной плотности — от облегченных (аэрированных) до утяжеленных при высоких температуре (до 300 °С) и давлении (до 250 МПа).

С 1994 г. из Пермского филиала ВНИИБТ выделилось научно-производственное предприятие «Нефтегазтехника» на базе производственных мощностей и научных разработок отдела редукторных турбобуров, как ведущий разработчик и производитель гидравлических забойных двигателей. К настоящему времени разработан ряд редукторных турбобуров с наружными диаметрами 105, 120, 142, 145, 178, 195 и 240 мм, которые благодаря возможности изменения в широких пределах частоты вращения и момента силы на валу, применяются при бурении как шарошечными, так и безопорными долотами различных типоразмеров и серий. Основание для выбора диаметра — в соответствии с рекомендуемыми зазорами между стенками скважин и корпусом двигателя в конкретных горно-геологических условиях месторождений.

В основу конструкции редукторного турбобура положен агрегатный метод соединения машин. Поэтому он состоит из трех основных элементов: секций турби-

Рис. 3.20. Турбобур с маслонаполненным редуктором-вставкой:
А — турбинная секция (или модуль винтового двигателя); *В, D* — узел опорный; *С* — редуктор-вставка; *Е* — долото; *1* — входной вал; *2* — планетарная передача; *3* — корпус редуктора; *4* — вал выходной; *а* — раствор буровой; *б* — масло

ны, редуктора и шпинделя. Требуемые варианты компоновки редукторных турбобуров собирают непосредственно на буровой в зависимости от технологических требований строительства скважины.

Высокая прочность планетарного редуктора позволяет в зависимости от горно-геологических условий бурения компоновать редукторный турбобур одной или несколькими турбинными секциями различных типов, одним или несколькими редукторами с различным передаточным числом, шпинделем или шпиндель-редуктором. Также к нему можно присоединять керноотборный инструмент для отбора керна или отклонитель для зарезки наклонного участка ствола скважины или корректировки ее направления. Если по условиям бурения применение редуктора не требуется, например, при использовании алмазных долот, то турбобур собирается в обычной комплектации — из турбинных секций и шпинделя.

Редуктор турбобура (см. рис. 3.20, *С*) представляет собой сменный оригинальный узел, выполненный в отдельном корпусе. В него входят:

двухрядная зубчатая планетарная передача с косозубым зацеплением Новикова, способная передавать момент силы более 10 кН·м, отличающаяся высокой износостойкостью и прочностью при ограниченных радиальных размерах редуктора;

входной и выходной валы с несущими опорами (в качестве которых используются мощные роликовые подшипники, установленные с возможностью компенсации перекосов), соединяющие передачу с валами турбинной секции и шпинделя посредством соединительных муфт; предусмотрено предохранение передачи от перегрузок и влияния интенсивных колебаний момента силы на долоте;

система маслозащиты, включающая уплотнение торцевого типа и лубрикатор, предназначенный для компенсации возможных утечек смазочного материала в процессе эксплуатации и стабилизации давления в маслонаполненной полости редуктора; конструкция, материалы и технология изготовления уплотнений обеспечивают их надежную работу в абразивной и химически активной средах, при осевых и радиальных вибрациях и в условиях пульсаций давления бурового раствора.

В настоящее время разработаны редукторные турбобуры следующих типов:

ТРВ-142 — вставной редукторный турбобур, предназначенный для использования в составе комплекса вставного инструмента для бурения без подъема бурильной колонны труб. При бурении вставным инструментом существенно ускоряется процесс смены долота — турбобур с долотом транспортируется на поверхность восходящим потоком бурового раствора при обратной циркуляции. После смены долота турбобур под собственным весом опускается к забою и при создании циркуляции автоматически приводится в рабочее положение;

ТР-145Т — турбобур с маслонаполненным редуктором диаметром 145 мм предназначен для бурения глубоких и сверхглубоких скважин при высоких температурах до 300 °С и давлении (до 250 МПа) долотами диаметром от 158 до 165 мм при сниженной частоте вращения и увеличенном моменте силы на выходном валу турбобура с использованием воды или бурового раствора. Турбобур редукторный типа ТР-145Т состоит из турбинной и редукторной секций. Редукторная секция турбобура представляет собой оригинальный узел, размещенный в отдельном корпусе и состоит из ведущего вала, ведомого вала, системы маслозащиты и планетарной зубча-

той передачи. Ведущий и ведомый валы редукторной секции имеют комбинированные опорные узлы, включающие амортизированные шарикоподшипники, работающие в масляной полости, радиальные опоры скольжения из композиционных материалов, работающих в среде промывочной жидкости. Система маслозащиты снижает перепады давлений на уплотнениях и компенсирует утечки масла из маслонаполненной камеры. Планетарная передача предназначена для понижения частоты вращения и увеличения момента силы на выходном валу. Двухрядное исполнение позволяет снизить нагрузки в зубчатой передаче;

ТР-175/178 — редукторный турбобур с уменьшенным наружным диаметром с целью снижения гидродинамических давлений в скважине при спуске и подъеме бурильной колонны и циркуляции бурового раствора. Турбобур представляет собой новый универсальный гидравлический забойный двигатель для бурения нефтяных и газовых скважин долотами диаметром 212,7—215,9 мм. Уменьшение диаметра турбобура и требуемого расхода промывочной жидкости позволяет вести бурение скважин с соблюдением современной технологии, обеспечивающей повышение качества их строительства. Благодаря применению в турбобуре комбинации высокомоментной скоростной, специально разработанной для редукторного турбобура, и низкооборотной турбин удалось создать универсальный турбобур. Путем подбора рационального качества быстроходных и низкооборотных турбин можно иметь характеристику как для бурения шарошечными долотами, так и долотами с алмазно-твердосплавными вставками. Редуктор в сочетании с быстроходной турбиной позволяет иметь необходимый для бурения вращающий момент на выходе при кратном уменьшении длины турбобура.

Технические и энергетические характеристики турбобура приведены в табл. 3.10. Расчетные характеристики турбобура с турбинками двух типов приведены в табл. 3.11.

ТРМ-195 с редуктором РМ-195 — наиболее широко применяемая конструкция редукторного турбобура, в которой осевые опоры вынесены в отдельные узлы (в виде промежуточного и нижнего шпинделя). Компонуется в основном с турбобурами типов 3ТСШ1-195 с турбиной 26/16,5 — 195, А7Ш (секция), 2ТСШ-195, 1ТСША-195ТЛ и др. С его помощью пробурена глубочайшая в мире Кольская сверхглубокая скважина СГ-3, (глубина 12266 м). Высокая надежность турбобура обеспечила его успешное применение при бурении высокостойкими шарошечными долотами типов ГНУ и ГАУ с герметизированной маслонаполненной опорой и подшипниками скольжения отечественных и зарубежных фирм.

ТРШ-195 [49] — редукторный турбобур с одной или двумя турбинными секциями и редуктором-шпинделем с усиленными опорными узлами качения повышенной грузоподъемности, размещенными в маслонаполненной камере редуктора, воспринимающими осевые нагрузки от турбины и реакцию забоя скважины. Редукторный шпиндель типа РШ3-195 длиной 4,50 м имеет два передаточных числа i = 3,69 и i = 13,62 и обеспечивает два режима работы долот серий ГНУ и ГАУ. Опорные узлы этого турбобура расположены непосредственно в редукторе, который выполнен в качестве одной секции, за счет чего уменьшается длина редуктора и всего турбобура по сравнению с наиболее широко применяемым в настоящее время редукторным турбобуром ТРМ-195. Обычно турбобуры типов ТРМ-195 и ТРШ-195 используются с двумя турбинными секциями турбобура типа

Таблица 3.10

Технические характеристики редукторных турбобуров конструкции ПФ ВНИИБТ

Показатели	ТРВ-142	ТР-145	ТР-175/178	ТРМ-195	ТРМ1-195Ш	ТРМ3-195	ТР-195СТ	ТР-240	ТРШ-195	ТРОЗ-195М
Наружный диаметр корпуса, мм	142	145	178	195	195	195	195	240	195	195
Длина, мм	8600	8000	12987	25105	9200	6000	13000	10 680	12 100	14 300
Масса, кг	650	800	2 000	4 620	1370	800	2400	2 800	2 230	2 600
Рекомендуемый диаметр долота, мм	158,7–215,9	158,7–165,1	212,7–215,9	215,9–269,9	215,9–269,9	215,9–269,9	215,9–269,9	269,9–490,0	212,7–215,9	212,7–215,9
Передаточное число редукторов:										
с одной планетарной передачей	3,83	3,83	3,86	3,69	3,69	–	3,70	3,05	3,69	3,69
с двумя планетарными передачами	–	–	14,88	–	–	13,69	–	–	–	–
Турбинные секции:										
тип (секции или турбины)	ТРВ-142	ТРВ-142	ТР-178	3ТСШ1-195	17/8-195	15/18-195ТЛ	3ТСША-195ТЛ	3ТСШ1-240	17/8-195	15/18-195ТЛ
число ступеней турбины	100	100	101–151	204	–	–	–	–	–	–
Расход бурового раствора (воды), л/с	20–24	18–22	18–30	26–34	24–30	24–30	24–32	34–45	28–32	28–32
Момент силы на выходном валу редуктора, кН·м:										
с одной планетарной передачей	1–1,3	0,7–1	4,1–8,3	1,5–2,5	1,1–1,7	–	1,8–3	2,8–3,5	6,9–9,0	7,1–9,2
с двумя планетарными передачами	–	–	2–3,5	–	2–3	2–0,3	–	–	–	–
Частота вращения выходного вала редуктора, об/мин:										
с одной планетарной передачей	186–260	180–220	260–575	120–170	250–320	–	85–235	145–260	350–400	350–400
с двумя планетарными передачами	–	–	125–150	–	100–125	120–140	–	–	–	–
Максимальная мощность, кВт	20–30	13–23	35–68	22–50	27–52	30–47	33–78	43–96	63–94	65–96
Перепад давления в турбобуре, МПа	3,3–4,8	4,1–5,9	5,0–9,2	2,8–4,9	2,1–3,3	2,4–3,8	3,3–5,9	2,4–4,2	4,1–5,3	4,2–5,4
Максимальная температура в скважине, °С	250	300	250	147	147	107	300	147	250	250
Присоединительная резьба по ГОСТ 28487:										
к трубам	З-122	З-121	З-147	З-147	З-147	З-147	З-147	З-171	З-171	З-171
к долоту	З-102	З-88	З-117	З-117	З-117	З-117	З-117	З-152	З-102	З-88

Таблица 3.11

Техническая характеристика турбобура с турбинками двух типов

Расход бурового раствора, л/с	Частота вращения в режиме холостого хода, об/мин	Момент силы в тормозном режиме, Н·м			Давление в рабочем режиме, МПа		
		при плотности раствора, кг/м^3			при плотности раствора, кг/м^3		
		1000	1200	1400	1000	1200	1400
101 ступень турбины 18/18-172ТЛ							
18	431	3 384	4 061	4 738	3,6	4,3	5,0
20	479	4 178	5 013	5 849	4,4	5,3	6,2
22	527	5 055	6 066	7 077	5,3	6,4	7,4
24	575	6 016	7 219	8 422	6,3	7,6	8,9
75 ступеней турбины 18/18-172ТЛ + 39 ступеней турбины 36/10-172ТЛ							
20	385	3 892	4 671	5 449	3,9	4,7	5,4
22	423	4 710	5 652	6 594	4,7	5,6	6,6
24	462	5 065	6 726	7 847	5,6	6,7	7,8
26	500	6 578	7 894	9 209	6,6	7,9	9,2
50 ступеней турбины 18/18-172ТЛ + 77 ступеней турбины 36/10-172ТЛ							
20	315	3 628	4 354	5 079	3,4	4,1	4,8
22	346	4 390	5 268	6 146	4,1	5,0	5,8
24	378	5 224	6 269	7 314	4,9	5,9	6,9
26	409	6 131	7 357	8 584	5,8	6,9	8,1
25 ступеней турбины 18/18-172ТЛ + 114 ступеней турбины 36/10-172ТЛ							
22	287	4 045	4 855	5 664	3,5	4,2	4,9
24	313	4 814	5 777	6 740	4,2	5,0	5,9
26	339	5 650	6 780	7 910	4,9	5,9	6,9
28	365	6 553	7 864	9 174	5,7	6,9	8,0
151 ступень турбины 36/10-172ТЛ							
24	260	4 405	5 286	6 166	3,5	4,2	4,9
26	281	5 169	6 203	7 237	4,1	4,9	5,7
28	303	5 995	7 194	8 393	4,7	5,7	6,6
30	325	6 882	8 259	9 635	5,4	6,5	7,6

3ТСШ1-195. Дальнейшее увеличение механической скорости бурения возможно при использовании редуктора типа РШЗ-195 в компоновке с турбинной секцией быстроходного высокомоментного турбобура типа 3ТСША-195ТЛ. Выполнение турбобура типа ТРШ-195 в виде одной редукторной секции и компоновки его с одной турбинной секцией уменьшает затраты на ремонт и обслуживание турбобура.

ТРМЗ-195 — турбобур с уменьшенной длиной редуктора-шпинделя и короткой турбиной, предназначенный для бурения горизонтальных скважин и искривленных участков наклонно направленных скважин с малым радиусом. В этой схеме гидравлическая нагрузка от турбины передается через водила планетарных передач на выходной вал и уравновешивает нагрузку от долота. Канал для потока бурового раствора в редукторной вставке выполнен периферийным. Редукторный шпиндель типа РМЗ-195 имеет две ступени планетарной передачи с общим передаточным числом i = 13,62. Турбинная секция содержит 40 ступеней высокооборотной турбины 17/18-195 или 15/18-195ТЛ, разработанных ВНИИБТ. В качестве осевых опор применены новые упорные роликовые подшипники (с цилиндрическими роликами увеличенного диаметра), разработанные Пф ВНИИБТ;

ТР-195СТ — турбобур в термостойком исполнении с механизмом стопорения вала для бурения сверхглубоких скважин при температуре до 300 °С и давлении до 250 МПа. Механизм стопорения предназначен для

освобождения долота при его заклинивании и срабатывает при вращении бурильной колонны «вправо». Максимальный момент, передаваемый стопорным устройством заклиненному долоту ротором, составляет 20 кН·м;

ТРОЗ-195М [49] — редукторный турбобур, представляет собой новый универсальный гидравлический забойный двигатель для бурения нефтяных и газовых скважин долотами диаметром 212,7—215,9 мм. Благодаря применению планетарной передачи необходимый для бурения вращающий момент на выходе вала достигается при кратном уменьшении длины турбобура. Оптимальное сочетание энергетических параметров (частоты вращения, вращающего момента и других) с геометрическими размерами турбобура обеспечивается также использованием высокооборотной и высокомоментной турбины турбобура типа 3ТСША-195ТЛ. Малая длина шпинделя позволяет эффективно управлять траекторией скважины. Универсальность турбобура заключается в том, что он одинаково эффективен по сравнению с обычными турбобурами при бурении как прямых, так и искривленных участков скважины. Это достигается установкой кривого переводника с углом перекоса от 0,5 до 2° между шпинделем и редуктором непосредственно на буровой в зависимости от технологических требований. Поэтому на буровой нет необходимости иметь два и более двигателей разных типов одновременно. Турботур типа ТРОЗ-195М обеспечивает выполнение всех функций с помощью простой замены переводников.

Технические параметры турбобура типа ТРОЗ-195М приведены в табл. 3.10.

Семейство турбобуров типов **ТР-240** и **ТРЗ-240** (рис. 3.21, *а, б*) [49] — редукторные турбобуры являются универсальными и предназначены для бурения верхних интервалов глубоких скважин долотами диаметром от 269,9 до 490 мм. Их универсальность заключается в том, что в зависимости от технологических условий бурения у него можно изменять в широком диапазоне частоту вращения и момент силы. Это достигается использованием в турбобуре турбин с различными скоростными и моментными характеристиками; с целью получения промежуточных частот вращения сборкой турбинных секций с комбинированной турбиной в различном сочетании числа тихоходных и быстроходных турбин; компоновкой турбобура с обычным или редукторным шпинделем; выполнением редукторного шпинделя с одной или двумя ступенями передачи, понижающими частоту вращения выходного вала.

В зависимости от компоновки турбобура ему присваиваются типы:

ТР-240 — с редукторным шпинделем с одной ступенью передачи;

ТРЗ-240 — с двухступенчатым редуктором, размещенным в турбинной секции, шпинделем и сменным переводником между шпинделем и турбинно-редукторной секцией, имеющим угол перекоса от 0 до 2°.

Редукторный маслонаполненный шпиндель типа РШЗ-240 (рис. 3.21, *в*) представляет собой отдельный узел, присоединяемый на буровой к турбинной секции взамен серийного шпинделя. Включает планетарную передачу, ведущий и ведомый валы с системой маслозащиты, осевые и радиальные опоры. При необходимости, на его корпусе устанавливается лопастной спиральный стабилизатор. Соединение ведущего вала редуктора с валом турбинной секции осуществляется с помощью конусно-шлицевой муфты. Обычно с редукторным шпинделем используется одна турбинная секция турбобура 3ТСШ1-240 или А9Ш. Для привода энергоемких долот и малых

Рис. 3.21. Редукторные турбобуры диаметром 240 мм конструкции НПП «Нефтегазтехника»:
а — типа ТР-240; *б* — типа ТРЗ-240; *в* — редукторно-шпиндельная секция типа РШЗ-240

расходах бурового раствора может быть собрана компоновка редукторного турбобура с двумя турбинными секциями.

Турбобур типа ТР-240 состоит из одной турбинной секции и короткого маслонаполненного редукторного шпинделя РШЗ-240. Тип турбинной секции выбирается в зависимости от технических условий бурения. Турбобур может быть собран с секцией тихоходной турбины ТВШ-240 или в комбинации ее с быстроходной высокомоментной турбиной А9П3-Т3. Применение различных турбинных секций позволяет изменять частоту вращения и момент силы в широком диапазоне. Ведущий вал редуктора соединяется с валом турбинных секций конусно-шлицевой муфтой. Технические характеристики редукторных турбобуров диаметром 240 мм приведены в табл. 3.12.

Турбобур типа ТРЗ-240 является универсальным гидравлическим забойным двигателем для бурения скважин диаметром 269,9—445 мм. Его универсальность заключается в том, что он может использоваться для бурения прямых и искривленных участков скважин. Это обеспечивается малой длиной турбобура и установкой между турбинно-редукторной и шпиндельной секциями сменного переводника, который может быть прямым или с углом перекоса осей резьб от 0 до 2°. Оптимальные энергетические параметры при малой длине турбобура достигаются использованием уменьшенного числа ступеней быстроходной, высокомоментной турбины и двух ступеней планетарного редуктора.

Технические характеристики этих турбобуров приведены в табл. 3.12

Применение редукторного турбобура позволяет изменять мощность, момент силы и частоту вращения выходного вала забойного двигателя непосредственно на строящейся скважине путем изменения числа секций турбин, смены или последовательного соединения нескольких редукторов с различными передаточными числами. Этим обеспечиваются оптимальные режимы работы долот всех типов и серий при сниженных расходах бурового раствора.

Использованные в редукторе турбобура технические решения запатентованы в США, Великобритании, Франции, Германии, Японии.

Таблица 3.12

Технические характеристики редукторных турбобуров НПП «Нефтегазтехника» [26]

Показатели	ТР-240	ТРЗ-240
Наружный диаметр, мм	240	240
Диаметры применяемых долот, мм	269,9 – 393,7	269,9 – 393,7
Длина турбобура, мм	10 680	9 647
Длина турбинной секции, мм	6 740	7 175
Длина редукторно-шпиндельной секции, мм	3 940	2 472
Присоединительная резьба:		
к бурильным трубам	З-171	З-171
к долоту	З-152	З-152
Передаточное число планетарной передачи	3,53	12,46
Максимальная плотность бурового раствора, кг/м^3	1900	1900
Максимальный момент силы на выходном валу, кН·м	16,8	36,0
Предельная осевая нагрузка, кН	300	300
Предельно-допустимая температура в скважине, °С	250	150 и 250
Масса, кг	2 800	2 400
Тип турбинной секции	ТВШ-240	А9П3-Т3
Число турбинных секций	1	1
Расход бурового раствора, л/с	34 – 45	32 – 40
Частота вращения в режиме холостого хода, об/мин	250 – 330	133 – 166
Перепад давления, МПа	3,0 – 5,3	3,8 – 6,4
Максимальная мощность, кВт	57 – 133	51 – 100

Основные параметры и энергетические характеристики редукторных турбобуров при различных расходах воды приведены в таблице 3.10.

Изготовитель: Пермский филиал ВНИИБТ и НПП «Нефтегазтехника».

Редукторные турбобуры типов ТРМ-105 и ТСМ-105 [23, 46] предназначены для бурения глубоких скважин шарошечными и безопорными долотами диаметром от 120,6 до 139,7 мм в условиях высоких температур.

Рабочим органом турбобура ТРМ-105 являются одна или две турбинные секции с наружным диаметром 105 мм, работающих в компоновке с понижающим частоту вращения редукторным шпинделем. Редукторный шпиндель выполнен маслонаполненным и включает двухрядную планетарную передачу, опорные узлы, воспринимающие гидравлические и забойные нагрузки вала турбинных секций и реакцию забоя, систему маслозащиты с твердосплавными торцовыми уплотнениями. Турбобур обеспечивает легкий запуск и эксплуатацию.

Турбобур ТСМ-105 — секционный шпиндельный маслонаполненный предназначен для ремонта скважин. Включает три секции турбины и маслонаполненный шпиндель с шариковым упорно-радиальным подшипником. Подшипник имеет тороидальные дорожки качения.

В турбинных секциях и шпинделе установлены твердосплавные радиальные опоры. Нижняя опора шпинделя имеет увеличенную длину и выполняет роль сальника, предупреждающего выход бурового раствора в затрубное пространство между валом и корпусом. Благодаря работе осевого подшипника в масляной камере облегчается запуск турбобура и повышается стойкость подшипника и турбобура в целом.

Основные параметры и энергетическая характеристика турбобуров типов ТРМ-105 и ТСМ-105 приведены в табл. 3.13.

Изготовитель: НПП «Нефтегазтехника».

Таблица 3.13

Технические характеристики турбобуров типов ТРМ-105 и ТСМ-105 конструкции Пф ВНИИБТ и НПП «Нефтегазтехника»

Показатели	ТРМ1-105	ТРМ2-105	ТСМ-105
Наружный диаметр корпуса, мм	105		
Диаметр применяемых долот, мм	120,6 – 139,7		
Длина, мм	6130	9 960	10570
Максимальный момент, Н·м	3000		3000
Максимальная плотность бурового раствора, кг/м^3	1400		1400
Максимальная осевая нагрузка, кН	50		50
Предельно допустимая температура, °С	250		250
Тип турбинных секций	3Т-105К		ТПВ-105
Число турбинных секций	1	2	3
Расход бурового раствора, л/с	12 – 14	10 – 12	10 – 12
Перепад давления при прокачке раствора плотностью 1200 кг/м^3, МПа	4,2 – 5,7	5,6 – 8,3	5,0 – 6,2
Момент на тормозном режиме, Н·м	1115 – 1517	1560 – 2230	360 – 480
Частота вращения вала в режиме холостого хода, об/мин	530 – 618	440 – 530	940 – 1130
Максимальная мощность, кВт	15,5 – 24,6	18,0 – 30,9	10,7 – 17,1
Масса, кг	302	490	560

Редукторные турбобуры типов ТР2-120FL и ТР3-120Т [49] – турбобуры нового поколения. Их конструкция основана на сочетании высокооборотной повышенной энергоемкости турбины с частотой вращения до 3000 – 4000 об/мин и планетарной передачи. Это позволяет получить требуемые энергетические параметры для привода шарошечных, алмазных долот и долот с алмазно-твердосплавными пластинами.

Турбобур представляет соединенные кривым переводником турбинно-редукторную и шпиндельную секции. В верхней секции размещены ведущий вал с 90 ступенями турбины, планетарные передачи, система маслозащиты и опорный узел. Твердосплавные радиальные опоры обеспечивают надежную работу конструкции в условиях повышенных частот вращения и абразивной среды бурового раствора. В шпиндельной секции размещены радиальные опоры, многорядный осевой подшипник и нижнее торцевое уплотнение, замыкающее маслонаполненную камеру. Передача вращения от планетарной передачи на вал шпинделя осуществляется торсионным валом, допускающим перекос до 1,5°. Все узлы редуктора и шпинделя работают в масляной среде одной маслонаполненной камеры. Для уменьшения утечек бурового раствора между валом шпинделя и корпусом на валу шпинделя устанавливается твердосплавная радиальная опора увеличенной длины.

Благодаря малой длине шпиндельной секции редукторный турбобур ТР2-120FL может использоваться для корректировки направления скважины в скользящем режиме и стабилизации направления в ротационном режиме.

Основные параметры и энергетические характеристики турбобуров типов ТР2-120FL и ТР3-120Т приведены в табл. 3.14.

Изготовитель: НПП «Нефтегазтехника».

Таблица 3.14

Технические характеристики типов ТР2-120FL и ТР3-120Т

Показатель	ТР2-120FL	ТР3-120Т
Наружный диаметр корпуса в зоне расположения резьб, мм	122/127	122/122
Диаметр применяемых долот, мм	146,0 – 171,4	
Длина турбинно-редукторной секции + шпиндельной секции, мм	5991 + 1634	4000 + 1570
Максимальный момент силы на выходном валу, Н·м	3400	
Максимальная плотность бурового раствора, кг/м^3	1400	
Максимальная осевая нагрузка, кН	50	
Предельно допустимая температура, °С	250	
Тип турбин турбинной секции	21/10 – 120	
Число турбинных секций	1	
Число планетарных передач	1	2
Передаточное число планетарной передачи	3,5	12,6
Расход бурового раствора, л/с	12 – 14	10 – 12
Перепад давления при прокачке раствора плотностью 1200 кг/м^3, МПа	6,2 – 8,5	2,3 – 3,7
Момент силы в тормозном режиме, Н·м	925 – 1080	2365 – 3400
Частота вращения вала в режиме холостого хода, об/мин	530 – 618	214 – 256
Максимальная мощность, кВт	44 – 69	10 – 17
Масса, кг	550	420

Редукторные турбобуры типов ТР2-120Г и ТР3-120Г [46] предназначены для забуривания новых стволов и бурения наклонных и горизонтальных интервалов глубоких скважин шарошечными и безопорными долотами диаметром от 151 до 158,7 мм с промывкой буровым раствором в условиях высоких температур.

Турбобуры типов ТР2-120Г и ТР3-120Г разработаны из условий применения высокооборотной энергонасыщенной турбины с частотой вращения

Таблица 3.15

Технические характеристики турбобуров типов ТР2-120Г и ТР3-120Г конструкции Пф ВНИИБТ

Показатель	ТР2-120Г	ТР3-120Г
Наружный диаметр, мм:		
корпуса турбобура	122	122
резьбовых соединений турбобура	127	127
Диаметр применяемых долот, мм	151 – 158,7	
Длина, мм:		
турбинной секции	3 770	5 350
шпиндельной секции	1 650	1630
Число планетарных передач	1	2
Максимальный момент, Н·м	3 400	3 400
Максимальная плотность бурового раствора, кг/м^3	1 400	1 400
Максимальная осевая нагрузка, кН	50	50
Предельно допустимая температура, °С	250	250
Расход бурового раствора, л/с	10 – 14	8 – 12
Перепад давления при прокачке бурового раствора плотностью 1200 кг/м^3, МПа	3,1 – 7,0	2,3 – 3,7
Момент на тормозном режиме, Н·м	1550 – 3040	1470 – 3310
Частота вращения вала в рабочем режиме, об/мин	385 – 538	100 – 150

до 3000—4000 об/мин и одной или двух ступеней планетарной передачи. Это позволяет получить требуемые энергетические параметры для привода шарошечных и алмазных долот и бурголовок.

Турбобур состоит из соединенных искривленным переводником турбинно-редукторной и шпиндельной секций. В верхней секции размещены ведущий вал с 40—90 ступенями турбины, планетарные передачи, система маслозащиты и опорный узел. Твердосплавные радиальные опоры обеспечивают надежность работы двигателя в условиях повышенных частот вращения и абразивной среды бурового раствора. В шпиндельной секции размещены радиальные опоры, многорядный осевой подшипник и торцовое уплотнение, герметизирующее нижнюю часть маслонаполненной камеры. Передача вращения от планетарной передачи осуществляется через торсионный вал, допускающий перекос до 2°. Все узлы редуктора и шпинделя работают в масляной среде единой маслонаполненной камеры. Для уменьшения утечек бурового раствора через ниппельную часть нижняя радиальная опора выполнена с увеличенной длиной.

Благодаря небольшой длине шпиндельной секции редукторные турбобуры типов ТР2-120Г и ТР3-120Г могут использоваться для корректировки направления скважины в оперативном порядке и стабилизации направления в ротационном режиме.

Работы по созданию турбобуров типов ТР2-120Г и ТР3-120Г проводились совместно с немецкой фирмой «TIEBO Tifbohrservce». Новые конструкции турбобуров прошли успешные испытания при бурении глубоких наклонных и горизонтальных скважин в России и Германии.

Основные параметры и энергетические характеристики турбобуров типов ТР2-120Г и ТР3-120Г приведены в табл. 3.15.

Изготовитель: НПП «Нефтегазтехника».

Короткий редукторный турбобур (рис. 3.22) предназначен для бурения наклонных и горизонтальных скважин раз-

Рис. 3.22. Короткий редукторный турбобур:
1 — планетарная передача; *2* — насос масляный; *3* — турбина высокоскоростная специальная; *4* — уплотнения валов; *5* — переводник кривой

личного назначения. В отличие от существующих турбобуров в нем применена специальная высокоскоростная турбина *3* с планетарной передачей *1* с передаточным отношением 1/6, что позволяет за счет редуцирования оборотов и мощности многократно снизить длину турбинной секции по сравнению с современными турбобурами. При этом все опорные узлы вала работают в масляной среде. Маслозащита работает исключительно надежно благодаря созданию постоянного перепада давления с помощью масляного насоса *2* на вращающиеся уплотнения валов *4*. Оригинальное предохранительное устройство предупреждает об израсходовании масла в системе из-за возникших утечек. Для бурения наклонных и горизонтальных скважин этот турбобур комплектуется регулируемым кривым переводником *5*, позволяющим устанавливать на поверхности требуемый угол искривления. Термостойкий вариант турбобура типа ТРМ-195 позволяет бурить высокотемпературные скважины с забойной температурой до 300 °С.

Изготовитель: Пермский филиал ВНИИБТ.

3.3. ТУРБИННЫЕ ОТКЛОНИТЕЛИ

Турбобуры-отклонители типа ТО (ТО-172, ТО-195 и ТО-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 172, 195 и 240 мм и состоят из турбинной и шпиндельной (отклонительной) секций.

Корпусы секций соединяются с помощью искривленного переводника с углом искривления 1,5°, а валы — шарнирной муфты, позволяющей передавать момент силы валов с пересекающимися осями вращения.

В турбобурах-отклонителях типа ТО используется турбинная секция от секционных турбобуров типа ТС, в верхнем переводнике которой помещен узел ориентации, а в секции отклонителя смонтированы проточная осевая и радиальная опоры от турбобура Т12М3.

Основные и энергетические параметры турбобуров-отклонителей типа ТО при различных расходах воды приведены в табл. 3.2.

Турбобуры-отклонители типа ТО2 с независимой подвеской валов турбинной секции (ТО2-172, ТО2-195, ТО2-240 и ТР2Ш-195) 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 наружным диаметром 172, 195 и 240 мм и состоят из турбинной и шпиндельной (отклонительной) секций.

Во всех турбобурах-отклонителях типа ТО2 (рис. 3.23) смонтирована специальная турбинная секция, имеющая существенные отличия от турбинных секций турбобуров типа ТСШ1 и АШ. Турбобуры-отклонители типов ТО2-195 и ТО2-240 унифицированы с турбобурами типов А7Ш2 и А9Ш2. Основное отличие состоит в том, что валы турбинной и шпиндельной секций соединяются между собой с помощью одинакового шарнирного соединения, состоящего из двух полумуфт, а корпусы — с помощью искривленного переводника с углом искривления 1,5° (по заказу потребителя

Рис. 3.23. Турбобур-отклонитель типа ТО2 с независимой подвеской валов турбинной секции:
1 — переводник промежуточный; *2*, *15* — полумуфты; *3*, *4*, *12*, *18*, *19*, *24* — кольца регулировочные; *5*, *7* — верхний и нижний фонари; *6*, *22* — многорядные упорно-радиальные шарикоподшипники; *8* — статор; *9* — ротор; *10* — опора средняя; *11*, *13* — корпус и вал турбинной секции; *14*, *16* — соединительный и искривленный переводники; *17* — шарнирное соединение; *20* — опора нижняя; *21* — ступени пяты-сальника; *23*, *26* — корпус и вал шпиндельной (отклонительной) секции; *25* — гайка ниппельная; *27* — переводник вала

шпиндельная секция может комплектоваться переводниками с углом перекоса осей — 1, 1,25 и 2°).

В турбинной секции турбобура отклонителя типа ТР2Ш-195 ТО каждая ступень турбины включает фрикционный шариковый редуктор, целью которого является снижение частоты вращения вала турбобура.

Основные параметры и энергетические характеристики турбобуров-отклонителей типа ТО2 при промывке водой приведены в табл. 3.16. Ос-

Таблица 3.16

Технические характеристики турбобуров-отклонителей типа ТО2 конструкции ОАО НПО «Буровая техника»

Показатели	ТО2-172	ТО2-195	ТО2-240
Диаметр корпуса, мм	172	195	240
Длина в сборе, мм	9712	10110	10170
Масса, кг	1363	1774	2507
Расстояние от плоскости искривления до места присоединения долота, мм	2200	2200	2600
Расход рабочей жидкости, л/с	28	30	45
Частота вращения вала турбобура, об/мин	705	520	420
Перепад давления, МПа	3,9	3,6	3,0
Момент силы на валу, Н·м	785	870	1370
Диаметры рекомендуемых долот, мм	190,5	215,9—244,5	269,9—295,3
Присоединительная резьба:			
к бурильным трубам	З-147	З-147	З-171
к долоту	З-117	З-117	З-152

Таблица 3.17

Технические характеристики турбобуров-отклонителей типа ТО2 Кунгурского машиностроительного завода для бурения наклонно направленных скважин и зарезки вторых стволов из аварийных скважин

Показатели	ТО2-172	ТО2-195	ТО2-240
Диаметр корпуса, мм	172	195	240
Длина в сборе, мм	9715	10110	10170
Масса, кг	1363	1774	2506
Число ступеней в турбобуре	106	105	93
Расход рабочей жидкости, л/с	25 – 28	30	45
Частота вращения вала турбобура, $с^{-1}$	10,4 – 11,7	8,7	7,0
Перепад давления, МПа	2,9 – 3,9	3,5	2,9
Момент силы на валу, Н·м	637 – 785	853	1343
Диаметры рекомендуемых долот, мм	190,5	215,9 – 244,5	269,9 – 295,3
Присоединительные резьбы			
к бурильным трубам	З-147	З-147	З-171
к долоту	З-117	З-117	З-152
Присоединительный размер к шпинделю, мм	320 ± 2	310 ± 2	285±2

новные параметры турбобуров-отклонителей производства Кунгурского машиностроительного завода приведены в табл. 3.17.

Изготовители:

Опытный завод ВНИИБТ.

Кунгурский машиностроительный завод.

Шпиндель-отклонитель типа ШО1-195 (рис. 3.24) 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 с наружным диаметром 195 мм и применяется в сочетании с двумя или с тремя турбинными секциями турбобура типа 3ТСШ1-195 или 3ТСШ1-195ТЛ.

Шпиндель-отклонитель типа ШО1-195 выполнен в виде самостоятельной секции, являющейся осевой опорой турбобура, замена которой, как и обычного шпинделя турбобура, может производиться непосредственно на строящейся скважине. Он состоит из двух узлов, корпусы которых соединены между собой с помощью искривленного переводника с углом искривления 1,25° (по заказу потребителей шпиндель-отклонитель может поставляться с искривленным переводником, имеющим угол искривления 1 и 1,5°), 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 типа ШО1-195 в ремонтном цехе, так как двойной шарнир позволяет исключить влияние его расположения относительно плоскости искривления корпуса на долговечность шарнира и условия запуска турбобура.

Рис. 3.24. Шпиндель-отклонитель типа ШО1-195:
1 — переводник нижней секции; *2* — полумуфта вала шпинделя; *3*, *10* — корпусы; *4* — упорно-радиальный многорядный шарикоподшипник; *5* — нижняя опора; *6*, *11* — валы; *7* — переводник; *8* — шарнир двойной; *9* — переводник искривленный; *12* — гайка ниппельная; *13* — переводник вала

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 шпинделя-отклонителя.

Благодаря описанной конструкции шпинделя-отклонителя достигается высокая наработка на отказ — в 4—5 раз по сравнению с серийными турбинными отклонителями типов ТО-195 и ТО2-195, повышенная надежность работы и запуска отклоняющей компоновки.

Техническая характеристика шпинделя-отклонителя типа ШО1-195 Павловского машиностроительного завода

Наружный диаметр корпуса, мм	195
Длина, мм	4600
Масса, кг, не более	875
Длина от плоскости искривления до места присоединения долота, мм	2485
Присоединительная резьба (ГОСТ 5286):	
к турбинной секции	З-171
к долоту	З-117
Допустимая частота вращения выходного вала турбобура на рабочем режиме, об/мин	500
Максимальный момент силы, кГ·м	7000

3.4. ВИНТОВЫЕ ЗАБОЙНЫЕ ДВИГАТЕЛИ (ВЗД)

Винтовые забойные гидравлические двигатели подразделяются на следующие двигатели:

общего назначения;

для наклонно направленного и горизонтального бурения;

для отбора керна;

для ремонта скважин;

с разделенным потоком;

турбовинтовые.

Классификация винтовых забойных двигателей предложена Д.Ф. Балденко, Ф.Д. Балденко и А.Н. Гноевых по 17 признакам: по кратности действия рабочих органов; по кинематике рабочих органов; по конструктивной компоновке; по конструкции силовой секции; по характеру распределения потока рабочей жидкости; по конструкции ротора рабочих органов; по конструкции узла соединения ротора и вала шпинделя; по конструкции шпинделя; по конструкции вала шпинделя; по типу осевой опоры в шпинделе; по конструкции уплотнения вала шпинделя; по назначению; по наружному диаметру; по термостойкости; по частоте вращения выходного вала; по типу механизма искривления; по роду рабочего агента; по типу зацепления профилей рабочих органов. Подробно классификация изложена в работе [3].

По принципу действия ВЗД являются объемной (гидростатической) машиной, многозаходные рабочие органы которой представляют собой планетарно-роторный механизм с внутренним косозубым зацеплением.

ОАО НПО «Буровая техника» и Пермским филиалом ВНИИБТ разработана широкая гамма высокоэффективных винтовых забойных двигателей общего назначения типов Д и ДС с высокими энергетическими и эксплуатационными параметрами и повышенной надежности.

Выпускаемые в России ВЗД общего назначения выполняются по единой схеме, имеющей неподвижный статор и вращающийся ротор, соединяемые со шпинделем, и охватывают диапазон диаметров корпуса от 127 до 240 мм и предназначены для привода долот шарошечных и безопорных, бурголовок, фрезеров и райберов диаметром от 139,7 до 295,3 мм с обеспечением минимального технологически требуемого зазора между корпусом двигателя и стенками скважины в конкретных горно-геологических условиях разрезов нефтяных, газовых и газоконденсатных месторождений.

ВЗД эксплуатируются с использованием воды и буровых растворов плотностью (1000 кг/м^3 и менее) до максимальной (2000 кг/м^3), включая аэрированные растворы и пены (при бурении и капитальном ремонте скважин), с содержанием песка не более 1 % по весу, максимальным размером частиц не более 1 мм, при забойной температуре не выше +100 °С.

3.4.1. ДВИГАТЕЛИ ОБЩЕГО НАЗНАЧЕНИЯ

Двигатели общего назначения для бурения выпускаются под шифрами типов Д, Д0, Д1, Д2, Д3, Д4 и Д5.

Односекционные ВЗД типа Д (рис. 3.25) включают двигательную и шпиндельную секции и переливной клапан, корпусы которых соединяются между собой с помощью конической резьбы. Рабочими органами двига-

Рис. 3.25. Винтовой забойный двигатель типа Д:
1, 6 — переводник соединительный; *2* — статор; *3* — ротор; *4* — торсион; *5* — шпиндель

тельной секции являются многозаходные винтовые ротор и статор. Внутри стального статора привулканизирована резиновая обкладка с винтовыми зубьями левого направления. На наружной поверхности стального ротора нарезаны зубья того же направления. Число зубьев ротора на единицу меньше числа зубьев статора, а отношение шагов винтовых линий пропорционально числу зубьев. Узел соединения ротора и выходного вала шпинделя, который может быть выполнен в виде двухшарнирного карданного соединения или гибкого вала, предназначен для пребразования планетарного движения ротора во вращение вала шпинделя и передачи осевой гидравлической силы с ротора на подшипник шпинделя.

С целью уменьшения угла перекоса шарниры разнесены по длине и соединены между собой по конусным поверхностям посредством промежуточной (соединительной) трубы. Присоединение карданного вала к ротору и валу шпинделя достигается с помощью конусно-шлицевых соединений. Благодаря такой конструкции на выходной вал двигателя передается высокий момент силы при низкой частоте вращения, а также обеспечивается высокая долговечность и надежность работы двигателя, что позволяет эффективно использовать его в сочетании с современными конструкциями высокопроизводительных долот с герметизированными маслонаполненными опорами при сравнительно высоких осевых нагрузках.

Шпиндельная секция ВЗД различных типоразмеров имеет отличительные особенности и в общем виде включает корпус, выходной вал, осевую опору — многорядный упорно-радиальный подшипник качения и радиальные резинометаллические опоры. На нижнем конце выходного вала установлен наддолотный переводник для соединения вала с долотом.

Для применения гидромониторных долот с целью снижения утечек бурового раствора в опорном узле двигателя монтируется уплотнение (сальниковое устройство торцевого типа с твердосплавными уплотняющими элементами), обеспечивающее бурение при перепадах давления на долоте до 8—10 МПа. Переливной клапан служит для сообщения внутренней полости бурильной колонны с затрубным пространством в процессе проведения спуско-подъемных операций в скважине с целью снижения гидродинамического воздействия на разбуриваемые породы при спуске и подъеме бурильной колонны, исключения холостого вращения вала двигателя и потерь бурового раствора при проведении указанных операций.

ВЗД разработаны на уровне лучших мировых образцов. Большинство конструкторских и технологических решений выполнены на уровне изобретений, защищены авторскими свидетельствами и патентами. Кроме того, оформлены патенты во многих ведущих зарубежных странах.

Основные параметры и энергетические характеристики односекционных ВЗД для бурения при различных расходах воды приведены в табл. 3.18 (ОАО НПО «Буровая техника») и 3.19 (Пф ВНИИБТ).

Таблица 3.18

Технические характеристики винтовых забойных двигателей для бурения скважин конструкции ОАО НПО «Буровая техника»

Показатели	Д1-145	Д-155	Д-155*	Д5-172**	Д5-172М	ДВ-172	ДГ1-172
Диаметр наружный корпуса, мм	145	155	155	172	172	172	172
Длина общая, мм	4670	4870	4330	5660	6160	4860	3870
В том числе от торца наддолотного переводника до середины искривленного переводника	2250	–	1600	2600	2600	2600	1750
Масса, кг	418	500	475	710	770	590	455
Присоединительная резьба по ГОСТ 28487:							
к трубам	З-117	З-133	З-133	З-147	З-147	З-147	З-147
к долоту	З-88	З-117	З-117	З-117	З-117	З-117	З-117
Диаметры применяемых долот, мм	159–191	191–216	191–216	191–216	191–216	191–216	191–216
Расход воды, л/с	15–20	24–30	24–30	25–35	25–35	24–32	24–35
Частота вращения вала, об/мин	120–180	125–220	125–220	80–100	90–120	180–220	150–190
Перепад давления на ВЗД, МПа	7–9	6,5–7,5	6,5–7,5	4,5–6,0	7,4–9,8	5,0–6,5	3,5–4,0
Момент силы на валу, кН·м	3–4,5	3–4	3–4	4,5–6,0	7,4–9,8	5–6,5	3,5–4,0
Максимальный угол перекоса, градус	1,5	–	3	1,5 (3)	1	1	3

Продолжение табл. 3.18

Показатели	ДГ-176	Д2-195**	Д5-195**	Д4-195	Д3-195	ДГ-195	Д1-240	ДО-240
Диаметр наружный корпуса, мм	176	195	195	195	195	195	240	240
Длина общая, мм	5325	5960	6000	6400	6600	6870	6930	7280
В том числе от торца наддолотного переводника до середины искривленного переводника	1565	2890	2515	2890	2890	3040	2975	3160
Масса, кг	750	1020	1080	1190	1100	1300	1660	1860
Присоединительная резьба по ГОСТ 28487:								
к трубам	З-147	З-147	З-147	З-171	З-147	З-171	З-171	З-171
к долоту	З-117	З-117	З-117	З-117	З-117	З-117	З-152	З-152
Диаметры применяемых долот, мм	216	216–245	216–245	216–245	216–245	216–245	270–295	270–295
Расход воды, л/с	25–35	25–35	25–35	25–35	25–35	25–35	30–50	30–50
Частота вращения вала, об/мин	90–120	90–115	80–110	120–160	80–190	80–100	70–130	70–130
Перепад давления на ВЗД, МПа	7,4–9,8	5,2–7,0	9,5–11	8–10,5	10,5–14	9,5–11	10–14	10–14
Момент силы на валу, кН·м	7,4–9,8	5,2–7,0	9,5–11	8–10,5	10,5–14	9,5–11	10–14	10–14
Максимальный угол перекоса, градус	3	1,5 (3)	1 (3)	1,5	1	2	1	3

* Двигатели могут быть изготовлены с искривленным переводником с регулируемым углом перекоса.
** Возможно изготовление специального варианта двигателя-отклонителя с увеличенным углом прекоса.
Примечание. Сечение рабочих органов двигателей с заходностью 6:7, 7:8 и 9:10.

Таблица 3.19

Технические характеристики винтовых забойных двигателей для бурения скважин конструкции Пермского филиала ВНИИБТ

Показатели	Д1-145	Д5-172**	Д5-172М	ДГ1-172	ДГ-176М	ДР-176М	Д3-176	ДВ-176
Диаметр корпуса наружный, мм	145	172			176/195			
Длина двигателя (без клапана), мм*	4670	5630/6060	5830/6260	3870	5315	5330	6440	5835
Масса двигателя, кг	418	610	770	455	750	780	910	754
Диаметр применяемых долот, мм	165,1 – 190,5	190,5 – 215,9			215,9			
Присоединительная резьба к долоту по ГОСТ 28487	З-88	З-117			З-117			
Присоединительная резьба к бурильным трубам по ГОСТ 28487	З-117	З-147			З-147			
Длина шпинделя до искривления, мм	2250	2600	2600	1720	1515	1705	–	–
Углы искривления между секциями, градусы	0 – 1,5	0 – 1(3)		0 – 3,0	0 – 2,5		–	–
Длина активной части статора, мм	1800	1800	2400	1460	2400		3000	2400
Заходность рабочих органов, $Z_р/Z_{ст}$***	7/8	9/10		6/7	9/10			6/7
Расход рабочей жидкости, л/с	15 – 20	25 – 35			25 – 35			
Частота вращения выходного вала на холостом ходу, об/мин	150 – 240	108 – 150		180 – 270	108 – 150			210 – 300
Частота вращения выходного вала в режиме максимальной мощности, об/мин	120 – 180	90 – 115		120 – 210	90 – 120			150 – 240
Момент силы на выходном валу в режиме максимальной мощности, кН·м	3,0 – 4,0	5,2 – 7,0	7,0 – 9,0	4,0 – 5,5	7,0 – 9,0		9,0 – 12,0	5,5 – 7,0
Перепад давления в режиме максимальной мощности, МПа	7,0 – 9,0	5,0 – 7,0	6,0 – 9,0	7,0 – 9,5	6,0 – 9,0		8,0 – 11,0	8,0 – 12,0
Мощность максимальная, кВт	35 – 75	50 – 80	65 – 110	50 – 120	50 – 80		65 – 110	50 – 120
Максимальный эффективный КПД, %	45	40	45	50	45			50
Допустимая осевая нагрузка, кН	150	200			200			

Продолжение табл. 3.19

Показатели	Д2-195**	Д5-195	ДГ-195	Д4-195	Д4-195М	Д3-195	ДВ-195	Д1-240	ДО-240
Диаметр корпуса наружный, мм	195				195			240	
Длина двигателя (без клапана), мм*	5330/5620	6000/6375	6870	6000/6375	6840/7215		6375	6985	7280
Масса двигателя, кг	890	1030/1080	1330	1030/1080	1030/108	1060/117	1135/1180	1660	1860
Диаметр применяемых долот, мм	215,9 – 244,5				215,9 – 244,5			269,9 – 295,3	
Присоединительная резьба к долоту по ГОСТ 28487	З-117				З-117			З-152	
Присоединительная резьба к трубам бурильным по ГОСТ 28487	З-171			З-147	З-147	З-171		З-171	
Длина шпинделя до искривления, мм	2750	2890	3040	2750	–	2890	–	2975	3160
Углы искривления между секциями, градусы	0 – 1 (2)		0 – 2	0 – 1,5	–	0 – 1,5	–	0 – 1	1 – 3
Длина активной части статора, мм	1800	2400			3000		2400	3000	
Заходность рабочих органов, $Z_р/Z_{ст}$	9/10			7/8	7/8	9/10	6/7	7/8	
Расход рабочей жидкости, л/с.	25 – 35				25 – 35			30 – 50	
Частота вращения выходного вала на холостом ходу, об/мин	108 – 150			140 – 190	140 – 190	110 – 150	210 – 300	90 – 150	
Частота вращения выходного вала в режиме максимальной мощности, об/мин	90 – 115	90 – 120		110 – 145	110 – 140	90 – 120	150 – 240	70 – 130	
Момент силы на выходном валу в режиме максимальной мощности, кН·м	5,2 – 7,0	7,0 – 9,0		6,0 – 8,0	8,0 – 10,0	9,0 – 11,0	5,5 – 7,0	10,0 – 14,0	
Перепад давления в режиме максимальной мощности, МПа	5,0 – 7,0	6,0 – 9,0		7,0 – 9,0	9,0 – 12,0	8,0 – 11,0	8,0 – 12,0	6,0 – 8,0	
Мощность максимальная, кВт	50 – 80	65 – 110		70 – 120	90 – 150	85 – 150	85 – 175	75 – 190	
Максимальный эффективный КПД, %	40	45			45		50	45	
Допустимая осевая нагрузка, кН	250				250			350	

* Длина двигателя зависит от применяемого шпинделя.
** Характеристики двигателей Д5-172 и Д2-195 приведены для сравнения.
*** $Z_р$ – число заходов ротора; $Z_{ст}$ – число заходов статора.

Изготовители:
Опытное производство Пф ВНИИБТ.
ОАО НПО «Буровая техника».
Кунгурский машиностроительный завод.
Павловский машиностроительный завод.
Пермский машиностроительный завод им. Ленина.

Секционные винтовые забойные гидравлические двигатели предназначены для бурения вертикальных (ДС) и наклонно направленных (ДГ) скважин различного назначения с использованием буровых растворов при температуре не выше 100 °С.

Поскольку энергетическая характеристика односекционного ВЗД ухудшается по мере износа рабочих винтовых пар и при зазоре в них свыше 1,0 мм, применение такого двигателя становится практически нецелесообразным, то секционирование рабочих органов, в том числе повторным использованием отработанных винтовых пар, является одним из наиболее перспективных направлений повышения долговечности винтовых пар — межремонтного периода работы ВЗД в целом. Последнее обстоятельство обусловливается тем, что при таком конструктивном решении снижаются удельные нагрузки в рабочей паре, а требуемый момент силы на выходном валу обеспечивается при сниженном расходе бурового раствора, вследствие чего уменьшается износ рабочих пар. Благодаря этому расширяется область эффективного применения ВЗД в районах с осложненными условиями бурения с промывкой буровыми растворами на водной основе различных типов — от облегченных до утяжеленных.

Секционный забойный двигатель типа ДС-195 собирается в промысловых условиях из двух или трех двигательных секций, состоящих из винтовых пар серийных двигателей типа Д1-195 (рис. 3.26) и одной шпиндельной секции с шаровой или резинометаллической опорой. Они выпускаются с наружным диаметром 195 мм и применяются при бурении скважин в конкретных горно-геологических условиях разрезов нефтяных, газовых и газоконденсатных месторождений.

Для секционирования рабочих органов двигателя разработаны различные варианты сочленения роторов и статоров и приспособления для осуществления их сборки. Конструктивное исполнение секционных двигателей может быть следующим:

сборка с ориентированием рабочих органов по винтовой линии с жестким соединением статоров и роторов с помощью переводника;

сборка без ориентирования рабочих органов с жестким соединением статоров и соединением роторов с помощью шарнира или гибкого вала.

Сочленение на конусах может быть надежным при выполнении обязательного условия установки сверху винтовой пары с меньшим зазором, т.е. верхняя секция должна быть ведущей. В противном случае возможен подъем верхней секции ротора и рассоединение конусов и, как следствие, нарушение сочленения.

Для соединения ротора двигательной секции с валом шпиндельной секции может применяться карданный или гибкий вал.

Секционный двигатель позволяет работать при перепадах давления в насадках используемых долот до 8—10 МПа.

Основные параметры и энергетические характеристики двухсекционных ВЗД для бурения при различных расходах воды приведены в табл. 3.18 (ОАО НПО «Буровая техника») и 3.19 (Пф ВНИИБТ).

Рис. 3.26. Двигательная секция двухсекционного двигателя типа Д1-195 с соединением роторов при помощи шарнира:
1 — клапан; *2* — переводник соединительный; *3* — втулка распорная; *4* — статор; *5* — ротор; *6* — муфта; *7, 9, 10* — переводники; *8* — шарнир; *11* — вал

Изготовители:
Опытное производство Пф ВНИИБТ.
ОАО НПО «Буровая техника».
Кунгурский машиностроительный завод.
Павловский машиностроительный завод.
Пермский машиностроительный завод им. Ленина.

3.4.2. ДВИГАТЕЛИ ДЛЯ РЕМОНТА СКВАЖИН

Двигатели для ремонта нефтяных и газовых скважин выпускаются с наружным диаметром от 42 до 120 мм Д, Д1, ДГ, ДК, ДО, ДО1, ДР и ДГР. Основные технические и энергетические параметры ВЗД для ремонта скважин различного назначения приведены в табл. 3.20 (ОАО НПО «Буровая техника») и 3.21 (Пф ВНИИБТ).

ВЗД используются при разбуривании цементных мостов, песчаных и гидратных пробок, фрезеровании насосно-компрессорных труб, кабелей электропогружных насосов и прочих посторонних предметов. Этими двигателями можно осуществлять бурение как внутри эксплуатационных, так и насосно-компрессорных трубных колон. При проведении капитального ремонта скважин могут использоваться также двигатели с наружным диаметром 127 мм.

По своей конструкции ВЗД для ремонта скважин принципиально не отличаются от двигателей общего назначения.

Таблица 3.20

Технические характеристики винтовых забойных двигателей для ремонта скважин конструкции ОАО НПО «Буровая техника»

Показатели	Д-42	Д-48	Д1-54	ДГ-60	ДГ-75	Д-85	Д1-88	ДО-88**	Д-95	ДГ-95*
Наружный диаметр корпуса, мм	42	48	57	60	76	88	88	88	95	95
Длина общая, мм	700	1850	1890	2300	3820	3230	3225	3750	3035	2640
В том числе от торца наддолотного переводника до середины искривленного переводника	—	—	—	1350	1160	—	1450	1450	—	530
Масса, кг	9	18	27	34	104	110	110	85	106	100
Присоединительная резьба по ГОСТ 28487:										
к трубам	По заказу	По заказу	З-42	З-42	З-66	З-66	З-66	З-66	З-76	З-76
к долоту			З-42	З-42	З-66	З-66	З-66	З-66	З-76	З-76
Диаметры применяемых долот, мм	58	55—93	76—93	76—98	83—98	98—121	98—121	112—121	121—140	121—140
Расход воды, л/с	0,3—0,5	0,5—1,5	2,3—3,0	1—2	3—5,5	4,8	4,5—7	5—7	6—10	6—10
Частота вращения вала, об/мин	240—400	250—400	350—500	180—360	180—330	130	160—300	180—300	120—200	120—200
Перепад давления на ВЗД, МПа	2—4	4—5	4,5—5,5	4,5—5,5	5—9	5,5	5,8—7,0	5,8—7,0	4,5 — 6,0	4,5—6,0
Момент силы на валу, кН·м	0,03	0,08	0,08—0,1	0,07—0,1	0,5—0,7	0,5	0,8—0,95	0,4—0,6	0,6—0,9	0,6—0,9
Максимальный угол перекоса, градус	—	—	—	1,5	1,5	—	0,5	3 (5)	—	4

Продолжение табл. 3.20

Показатели	Д-105**	ДГ-105**	Д-106	ДО-106*	Д-108	ДК-108-1	ДК-108-2	ДК-108-3	ДГ-108*	Д1-127*	ДГ-127
Наружный диаметр корпуса, мм	106	106	106	106	108	108	108	108	108	127	127 (136)
Длина общая, мм	3740	2355	4240	5265	2900	5000	3000	3000	2565	5800	4780
В том числе от торца наддолотного переводника до середины искривленного переводника	1670	825	–	1450	–	–	–	–	620	2135	1280
Масса, кг	180	120	220	270	150	250	150	150	130	402	350
Присоединительная резьба по ГОСТ 28487:											
к трубам	З-88	З-88	З-88	З-88	З-88	З-88	З-88	З-88	З-88	З-101	З-101
к долоту	З-76	З-76	З-76	З-76	З-88	З-88	З-88	З-88	З-88	З-88	З-88
Диаметры применяемых долот, мм	121–151	121–140	121–151	121–151	121–151	121–151	121–151	121–151	121–140	140–159	140–159
Расход воды, л/с	6–10	6–10	4–12	4–12	6–12	3–6	6–12	6–12	6–12	15–20	15–20
Частота вращения вала, об/мин	160–230	170–240	65–190	65–190	80–150	18–42	80–150	120–240	80–150	200–260	200–260
Перепад давления на ВЗД, МПа	5–8	5–8	5–9	5–9	3,5–5,5	5,5–7,5	3,5–5,5	3–5	5–7,5	5,5–8,5	5,5–8,5
Момент силы на валу, кН·м	0,8–1,4	0,6–1,0	1–2,3	1–2,3	0,8–1,3	2–2,7	0,8–1,3	0,5–0,8	0,8–1,3	2,2–3	2,2–3
Максимальный угол перекоса, градус	1,5 (3)	3 (5)	–	3	–	–	–	–	3,5	1 (3)	3

* Двигатели могут быть изготовлены с искривленным переводником с регулируемым углом перекоса.
** Возможно изготовление специального варианта двигателя-отклонителя с увеличенным углом перекоса (указан в скобках).
Примечание. Сечение рабочих органов двигателей с заходностью 6:7, 7:8 и 9:10 (по требованию заказчика).

Таблица 3.21

Технические характеристики винтовых забойных двигателей для ремонта скважин конструкции Пермского филиала ВНИИБТ

Показатели	Д-42	Д-75	Д-76	Д-85	Д1-88	ДО1-88	Д1-105*	ДГ-105М	Д-106*	ДО-106*	ДР-106*	Д1-127	ДР-127	ДГ1-127	ДГР-127
Наружный диаметр корпуса, мм	42	76		88			106					127		127/136	
Длина двигателя (без клапан), мм	740	3280	4610	3235	3230	2995	3740	2355	4240	5245		5800		4830	
Масса двигателя, кг	7	97	115	110		90	180	120	220	270	280	400	405	360	370
Диаметр применяемых долот, мм	58	83,0–98,4		98,4–120,6			120,6–151,0					139,7–165,1			
Присоединительная резьба к долоту по ГОСТ 28487 (ГОСТ Р 50864)	М16×1,5	З-66		З-66			З-76 (З-88) **	З-76	З-76 (З-88) **			З-88			

Присоединительная резьба к бурильным трубам по ГОСТ 28487 (ГОСТ Р 50864)	G1-A ГОСТ 6357−81	З-66		З-66			З-88 (З-86) **					З-101 (З-102)			
Длина шпинделя до искривления, мм	−	1160	1090	−	−	1455	1670	825 (675)	−	1450	1770	2135	2400	1280	1545
Угол искривления между секциями, градусы	−	0,5; 0,75	0−1	−	−	0−3	0−3	0−3	−	0 − 3	0 − 3	0−2,5	0−3	0−2,5	0−3
Длина активной части статора, мм	250	2000		770	1220	1080	1500	1000	2000	2000	2000	2000			
Заходность рабочих органов, $Z_р/Z_{ст}$	9/10	4/5		9/10	5/6		5:6	6:7	7:8*	9:10*	6:7*	9:10			
Расход рабочей жидкости, л/с	0,3−0,5	3 − 5		4−6	5−7		6−10	6−10	6−12	4−12	6−12	12−20			
Частота вращения выходного вала на холостом ходу, об/мин	4,1−6,9	3,6−6,0		4−6	5−7		190−310	180−300	95−190	48−140	140−270	150−240			
Частота вращения выходного вала в режиме максимальной мощности, об/мин	2,8−4,7	2,6−4,4		3−4	3,5−5,0		140−230	145−240	72−145	30−90	115−220	110−180			
Момент силы на выходном валу в режиме максимальной мощности, кН·м	0,02−0,04	0,5−0,7		0,4−0,6	0,8−0,9	0,5−0,7	0,8−1,4	0,6−1,0	1,5−3,0	1,2−3,2	0,8−2,3	3,0−4,5			
Перепад давления в режиме максимальной мощности, МПа	3,0−4,2	6,0−10,0		6,0−9,0	8−9	6,0−8,0	5−8	4−7	5−10	3−8	6−12	6−12			
Мощность максимальная, кВт	0,4−1,2	8−19		5−15	17−28	11−22	13−33	10−25	12−45	3−30	15−60	34−84			
Максимальный эффективный КПД, %	40	50		38	45	40	50	45	45	35	50	40			
Допустимая осевая нагрузка, кН	2	10		30			60	30	60			100		80	

* Двигатели комплектуются рабочими парами с заходностью 6:7, 7:8 и 9:10 (по желанию заказчика).
** В соответствии с заказом.
Примечание. ВЗД имеют сертификат соответствия ГОСТ Р № РОО RU.H005.B00002.

Рис. 3.27. Винтовой забойный двигатель типа Д2-195 с полым ротором

Наибольшими возможностями обладает многофункциональный двигатель ДК-108, разработанный ОАО НПО «Буровая техника» в трех модификациях рабочих органов. Особенностью данного двигателя является широкий диапазон его характеристик, обеспечивающий выполнение разнообразных видов ремонтно-восстановительных работ при капитальном ремонте глубоких скважин в различных горно-геологических условиях.

Изготовители:

Опытное производство Пф ВНИИБТ.

ОАО НПО « Буровая техника» .

3.4.3. ДВИГАТЕЛИ С ПОЛЫМ ВАЛОМ

Винтовые забойные двигатели с разделенным потоком (рис. 3.27) предназначены для бурения вертикальных, наклонно направленных и горизонтальных скважин различного назначения с промывкой буровым раствором на водной основе плотностью до 1300 кг/м^3 в условиях температуры до 100 °С.

Отличительной особенностью этих двигателей является то, что в них соединение полого ротора с валом шпинделя осуществляется через торсион, размещенный внутри ротора. Ротор изготавливается из трубной заготовки методом фрезерования или еще более перспективным методом штамповки из тонкостенной трубы.

Уменьшение массы ротора и применение торсиона, размещенного в роторе, позволили уменьшить длину и массу двигателей на 10—15 %, а также существенно (в 3—4 раза) увеличить стойкость узла соединения ротора с валом шпинделя. Кроме того, такая конструкция двигателя позволяет улучшить энергетическую характеристику двигателя, повысить его КПД и в 2—4 раза снизить уровень вибраций двигателя.

За счет унификации присоединительных элементов рабочих органов и торсиона эти двигатели могут быть секционированы, что позволяет повысить момент силы на валу и мощность, а также значительно увеличить срок службы рабочих органов.

В двигателях применяется простой и надежный переливной клапан манжетного типа.

Технические решения, использованные в конструкции ВЗД, защищены авторскими свидетельствами и патентами во многих странах мира.

Изготовители:

Пермский филиал ВНИИБТ.

ОАО НПО « Буровая техника» .

3.4.4. ДВИГАТЕЛИ ДЛЯ НАКЛОННОГО И ГОРИЗОНТАЛЬНОГО БУРЕНИЯ

Винтовые забойные двигатели типа ДГ (рис. 3.28) предназначены для бурения горизонтальных скважин, в том числе с малым радиусом искривления.

В отличие от других ВЗД двигатель имеет укороченный шпиндель, оснащен опорно-центрирующими элементами и корпусными шарнирами, обеспечивающими эффективную проводку горизонтальных скважин по

Рис. 3.28. Винтовой забойный двигатель типа ДГ-108:
1 — переводник верхний; *2* — ротор в сборе; *3* — статор; *4* — вал гибкий; *5* — шарнир; *6* — корпус шпинделя; *7* — опора осевая; *8* — опора радиальная; *9* — переводник наддолотный

заданной проектом траектории. Кроме этого, созданы ВЗД типов ДР и ДГР, предназначенные для капитального ремонта скважин, отличающиеся от других типов наличием искривленного переводника с регулируемым углом перекоса.

Основные параметры и энергетические характеристики винтовых забойных двигателей типа ДГ при различных расходах воды приведены в табл. 3.18 (ОАО НПО «Буровая техника») и 3.19 (Пф ВНИИБТ) и для капитального ремонта скважин — в табл. 3.20 (ОАО НПО «Буровая техника») и 3.21 (Пф ВНИИБТ).

Изготовитель: ОАО НПО « Буровая техника» .
Пф ВНИИБТ.

3.4.5. ДВИГАТЕЛИ ДЛЯ ОТБОРА КЕРНА

Двигатели для отбора керна: гидравлический забойный двигатель типа ГДК конструкции ВНИИБТ (рис. 3.29) [3] предназначен для отбора керна в глубоких нефтяных и газовых скважинах различного назначения.

Рис. 3.29. Двигатель для отбора керна конструкции ВНИИБТ [3]:
1 — бурильная труба; *2, 11* — подшипник; *3, 8, 10* — каналы для прохождения жидкости; *4, 9* — гибкие трубы; *5* — керноотборная труба; *6* — наружный рабочий орган; *7* — внутренний рабочий орган; *12* — центратор наружный; *13* — бурильная головка

Рабочие органы двигателя состоят из двух секций с разными направлениями нарезок. Наружный элемент *6* рабочего органа, совершающий планетарное движение, посредством гибких труб *4* и *9* соединяется соответственно с наружным центратором *12* и бурильной головкой *13*, вращается в подшипниках *2* и *11*. Внутренний полый элемент *7* неподвижен и соединен с колонной труб *1*. Внутрь полого элемента спускается керноотборная труба *5*. Для прохождения потока промывочной жидкости выполнены каналы *3, 8* и *10*.

Двигатель работает следующим образом. Рабочая жидкость поступает в кольцевой зазор между внутренней поверхностью полого вала и грунтоноской, далее проходит через каналы в полом валу и разделяется на два потока. Один поток, проходя через винтовые каналы в верхней секции двигателя и каналы в верхнем трубчатом элементе, попадает в затрубное пространство. Другой поток проходит через нижнюю секцию и продольные каналы нижнего подшипника и затем поступает к забою.

Изготовитель: ОАО НПО « Буровая техника» .

Гидравлические забойные двигатели типа ДВК конструкции Камского НИИКИГСа предусматривают размещение внутри вала шпинделя и полого ротора съемной грунтоноски. Двигатели ДВК-195 и ДВК-240 позволяют отбирать керн диаметром 60 мм длиной до 7,2 м, а двигатели ДВК-172 — керн диаметром 40 мм и длиной 6,4 м. Упомянутые типоразмеры двигателей прошли промысловые испытания в ПО «Удмуртгеология» и буровых предприятиях Пермской области, и освоен их серийный выпуск.

Изготовитель: НИИКИГС.

3.4.6. МНОГОМОДУЛЬНЫЕ ДВИГАТЕЛИ

Многомодульные двигатели типа ДММ (рис. 3.30) разработаны ВНИИБТ, их рабочие органы представляют собой агрегированные в корпусе элементы статора, а на валу — элементы ротора. Схемы модульного секционирования предполагают [3] применение отдельных модулей статора при монолитном роторе; отдельных модулей ротора при монолитном статоре; агрегирование модулей ротора и статора.

Рис. 3.30. Многошаговый модульный двигатель типа ДММ-172 конструкции ВНИИБТ [3]:
1 — переводник верхний; *2* — корпус; *3* — вал; *4* — модуль статора; *5* — модуль ротора; *6*, *7* — шпонки; *8* — вал гибкий; *9* — переводник нижний; *10* — втулка вала

Конструкция модулей позволяет проводить сборку секции автоматически, без какой-либо настройки.

Изготовитель: ОАО НПО « Буровая техника» .

3.4.7. ШПИНДЕЛИ И КОМПЛЕКТУЮЩИЕ УЗЛЫ

Все винтовые двигатели выпускаются в шпиндельном исполнении. Под термином «шпиндель» подразумевается автономный узел двигателя, состоящий из корпуса, выходного вала, осевых и радиальных подшипников. Большинство конструкций ВЗД позволяет произвести отсоединение шпинделя от силовой секции без ее демонтажа, в том числе в условиях буровой.

Все узлы трения шпинделя смазываются и охлаждаются буровым раствором. Он является одним из главных узлов двигателя и передает крутящий момент и требуемую осевую нагрузку на породоразрушающий инструмент, а также воспринимает реакцию забоя и гидравлическую осевую нагрузку, действующую в рабочих органах двигателя, и радиальные нагрузки от долот и шарнирного соединения секций. При использовании долот с гидромониторными насадками шпиндель выполняет функции уплотнения выходного вала, позволяя создавать необходимый перепад давления в насадках.

Шпиндель ВЗД является унифицированным узлом со шпинделями, применяемыми в турбобурах. Наиболее распространенной конструкцией является шпиндель, изображенный на рис. 3.31. Он состоит из корпуса, монолитного полого вала, соединяемого с помощью муфты вверху с шар-

Рис. 3.31. Секция шпиндельная ВЗД [17]:
1 — переводник нижний; *2* — муфта; *3*, *17* — втулка регулировочная; *4* — кольцо регулировочное; *5*, *11* — втулка подкладная; *6* — опора нижняя; *7* — втулка нижней опоры; *8* — сальник торцовый; *9*, *12*, *15* — кольцо; *10* — вал шпинделя; *13* — пакет подшипников упорных; *14*, *18* — втулка упорная; *16* — втулка кольца уплотнительного; *19*, *21* — переводник; *20* — гайка; *22* — корпус шпинделя

ниром или с гибким валом, и внизу с помощью наддолотного переводника — с долотом. Для восприятия осевых нагрузок используются упорно-радиальные и осевые подшипники качения и скольжения. Осевые подшипники выполняются многорядными и способны работать при износе до 5—7 мм.

Упорно-радиальные подшипники качения применяются следующих типов:

с коническими дорожками качения (серия 128700), применяются в двигателях с наружным диаметром 105, 108, 195 и 240 мм (рис. 3.32, *а*);

с тороидными дорожками качения (серия 296000), используются в двигателях с наружным диаметром 85, 88 и 127 мм (рис. 3.32, *б*);

с комбинированными дорожками качения (рис. 3.32, *в*) используются в двигателях типов Д-48, Д1-54, ДГ-95 и ДГ-108.

В некоторых моделях двигателей с наружным диаметром 172 мм использовались упорные подшипники качения с тороидными дорожками и резиновым компенсатором износа типа ШШО (серия 538000). Общий вид ступени многорядного упорного подшипника качения с резиновым компенсатором типа ШШО изображен на рис. 3.33.

Размеры упорно-радиальных и упорных подшипников качения шпинделей ВЗД приведены в табл. 3.22.

В некоторых конструкциях шпинделей ВЗД используются **многорядные упорные резинометаллические подшипники скольжения** непроточного типа (рис. 3.34). Выбор типа осевого подшипника зависит от условий эксплуатации двигателя. Исследованиями установлено, что эти подшипники эффективны при эксплуатации двигателей в абразивной среде и при высоких нагрузках.

Рис. 3.32. Подшипники качения упорно-радиальные:
а — с коническими дорожками качения; *б* — с тороидными дорожками качения; *в* — с комбинированными дорожками качения; *1* — кольцо наружное; *2* — кольцо внутреннее; *3* — шар; *4*, *5* — втулки распорные; *6* — вал; *7* — кольцо проставочное

Таблица 3.22

Технические характеристики подшипников качения ВЗД [3]

Тип двигателя	Тип подшипника	Диаметр, мм		Длина подшипника, мм	Число рядов	Число шариков в ряду	Диаметр шариков, мм	Масса, кг
		наружный	внутренний					
Д1-240*	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,	538920**	148	97,3	88	2	19	19,05	4,16
Д5-172	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

* В эксплуатации находятся двигатели с диаметрами валов шпинделей 115 и 130 мм с резинометаллической опорой. Для конкретных целей потребители могут оснащать шпинделя шаровыми осевыми опорами.

** ГПЗ поставляет подшипник в одноступенчатом варианте. Опора комплектуется 10 подшипниками вместе с компенсаторами и втулками при сборке двигателя.

*** В шпинделях двигателей типов Д1-127, Д1-88, Д-85 устанавливается по два подшипника

Рис. 3.33. Ступень подшипника качения многорядного упорного с компенсатором типа ШШО:
1 — подпятник; *2* — кольцо крайнее; *3* — обойма наружная; *4* — кольцо среднее; *5* — шарик; *6* — втулка внутренняя

Рис. 3.34. Многорядная осевая резинометаллическая опора скольжения:
1 — кольцо наружное; *2* — диск; *3* — кольцо внутреннее; *4* — подпятник; *5* — корпус шпинделя; *6* — вал

Размеры упорных подшипников скольжения приведены в табл. 3.23.

Радиальные подшипники шпинделя в большинстве случаев представляют собой пары трения скольжения. Конструкция подшипника изображена на рис. 3.35. Он состоит из неподвижного резинометаллического элемента с профильными канавками и подвижного, выполненного из металла с упрочнением рабочей поверхности для лучшего сопротивления износу.

В двигателях для наклонно направленного и горизонтального бурения подшипники выполняются в виде пары «металл — металл» для повышения их стойкости в условиях повышенных радиальных нагрузок, возникающих за счет действия отклоняющих сил на долоте.

Основные параметры и размеры подшипников скольжения приведены в табл. 3.24.

Размер зазора в радиальных опорах определяется возможной точностью изготовления деталей и требуемой утечкой жидкости для ее охлаждения в процессе эксплуатации.

Рис. 3.35. Опора радиальная шпинделя ВЗД

Рис. 3.36. Сальник торцовый шпинделя:
1 — втулка наружная; *2* — элемент сальника неподвижный; *3* — пружина; *4* — элемент сальника подвижный; *5* — кольцо уплотнительное; *6* — втулка внутренняя

Уплотнение выходного вала ВЗД осуществляется уплотнениями четырех вариантов конструкции:

торцовым сальником, устанавливаемым в верхней части шпинделя под радиальной опорой, используемым в двигателях диаметром 172 и 195 мм (рис. 3.36);

многорядным упорным подшипником скольжения, выполняющим роль уплотнения и используемым в двигателях диаметром 172—240 мм;

Таблица 3.23

Технические характеристики подшипников скольжения, применяемых в ВЗД

Тип двигателя	Тип подпятника	Диаметр, мм		Диаметр обкладки подпятника, мм		Ширина проточной канавки B, мм	Число канавок $z_к$	Высота подпятника h, мм	Высота ступени H, мм	Число ступеней, шт
		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

* Подпятники типа П2 изготавливаются по ГОСТ 4671—76, остальные — по индивидуальным проектам.
** Подпятник с «утопленной» резиной.

Таблица 3.24

Технические характеристики радиальных подшипников ВЗД

Тип двигателя	Тип радиальной опоры	Диаметр, мм		Длина, мм	Масса, кг	Примечания
		наружный	внутренний			
Д1-240	ОН-240/155*	205	155	200	18,0	Резинометаллические опоры
Д2-195	ОН-195/135	165	135	400	25,0	То же
Д3-172	ОН-172/120	148	120	200	8,0	"—"
Д5-172						
ДГ-155	ДГ-155.025	128	102	110	6,4	Металлические опоры
Д1-127	Д1-127.060	105	85	200	4,0	Резинометаллические 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	Резинометаллические 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

* Радиальные опоры типа ОН изготавливаются по ГОСТ 4671—76, остальные — по индивидуальным проектам

лабиринтным уплотнением, выполняющим роль дросселирующего устройства;

упорно-радиальным подшипником с резиновыми тороидными кольцами, устанавливаемыми вместо одного ряда шаров шаровой опоры.

3.4.8. ДВИГАТЕЛИ ДРУГИХ ЗАВОДОВ

ВЗД односекционные, двухсекционные и универсальные шпиндельные с наружным диаметром 105, 172, 195 и 240 мм выпускаются серийно Кунгурским машиностроительным заводом [49] типов Д1, Д2, Д5 и ДУ по документации ОАО НПО «Буровая техника», разработанной в 80-е и последующие годы. Основные параметры и энергетические характеристики упомянутых двигателей при прокачке воды приведены в табл. 3.25 и 3.26.

Изготовитель: Кунгурский машиностроительный завод.

Таблица 3.25

Технические характеристики винтовых забойных двигателей Кунгурского машзавода [49]

Показатели	Д1-105	Д5-172	Д2-195	Д2-240
Диаметр корпуса, мм	106	172	195	240
Длина в сборе, мм	3770	6220	6535	7570
Масса, кг	180	770	1100	1746
Расход рабочей жидкости, л/с	6—10	25—35	25—35	30—50
Частота вращения вала турбобура, $с^{-1}$	2,6—3,8	1,3—1,8	1,5—1,9	1,2—2,2
Перепад давления, МПа	5,0—8,0	4,5—7,0	4,3—6,7	6,0—8,0
Момент силы на валу, Н·м	800—1400	4500—6000	5200—7000	10000—14000
Диаметры рекомендуемых долот, мм	120,6—151,0	190,5—215,9	215,9—244,5	269,9—295,3
Присоединительные резьбы:				
к бурильным трубам	З-88	З-147	З-147	З-171
к долоту	З-76	З-117	З-117	З-152

Таблица 3.26

Технические характеристики универсальных винтовых двигателей Кунгурского машзавода

Показатели	ДУ-105	ДУ-172	ДУ-195	ДУ-240
Диаметр корпуса, мм	106	172	195	240
Длина в сборе, мм	3960	5920	6600	6890
Масса, кг	190	707	1117	1562
Расход рабочей жидкости, л/с	6 – 10	25 – 35	25 – 35	30 – 50
Частота вращения вала турбобура, $с^{-1}$	2,2 – 3,8	1,3 – 1,8	1,5 – 1,9	1,2 – 2,2
Перепад давления, МПа	5,0 – 8,0	4,5 – 7,0	4,3 – 6,7	6,0 – 8,0
Момент силы на валу, Н·м	800 – 1400	4500 – 6000	5200 – 7000	10000 – 14000
Диаметры рекомендуемых долот, мм	120,6 – 151,0	190,5 – 215,9	215,9 – 244,5	269,9 – 295,3
Присоединительная резьба:				
к бурильным трубам	З-88	З-147	З-147	З-171
к долоту	З-76	З-117	З-117	З-152
Диапазон углов искривления, градус	0,5 – 2,0	0,5 – 3	0,5 – 3	0,5 – 3

Двигатели СП «ИСОТ» [49] состоят из силовой секции и узла с подшипниками. Они соединены между собой с помощью фиксированного или регулируемого корпусного узла (переводника). Корпусной соединительный узел легко регулируется при помощи регулировочного кольца от 0 до 3°. Большинство двигателей комплектуется наддолотными стабилизаторами. Кроме того, для стабилизации верхней или средней части двигателя на них могут устанавливаться стабилизаторы различной конструкции.

В отличие от ВЗД Российского производства двигатели СП «ИСОТ» имеют выходной вал большего диаметра, что обеспечивает ему большую прочность и снижает возможность искривления и возникающие нагрузки.

Секции двигателя используются для выполнения самых различных буровых работ. Двигатели используются с различной конструкцией по за-

Таблица 3.27

Технические характеристики высокоскоростных двигателей СП «ИСОТ» [49]

Показатели	Наружный диаметр двигателя, мм						
	121	159	165	171	197	203	244
Число заходов	1/2	1/2	1/2	1/2	1/2	1/2	1/2
Число секций	3	4	4	4	4	4	5
Длина от конца вала до середины подшипника, м	0,43	0,49	0,61	0,61	0,52	0,67	0,64
Длина от конца вала до середины регулируемого переводника, м	1,71	2,19	2,53	2,53	2,41	2,74	2,80
Общая длина двигателя, м	6,16	7,19	7,59	7,96	8,23	8,56	9,11
Диаметр долота, мм	152 – 200	191 – 222	191 – 222	216 – 251	244 – 311	244 – 311	311 – 445
Тип верхней резьбы	3 1/2 IF	4 1/2 Reg	4 1/2 Reg	4 1/2 Reg	6 5/8 Reg	6 5/8 Reg	6 5/8 Reg
Тип нижней резьбы	3 1/2 Reg	4 1/2 Reg	4 1/2 Reg	4 1/2 Reg	6 5/8 Reg	6 5/8 Reg	6 5/8 Reg
Максимальный расход раствора, л/с	12,7	22	22	31,5	37,8	37,8	50,5
Перепад давления при максимальном вращающем моменте, МПа	2,62	3,45	3,45	3,45	3,45	3,45	4,34
Максимальный вращающий момент, кН·м	0,58	1,38	1,38	1,86	2,54	2,54	4,54
Максимальная частота вращения, об/мин	450	460	460	505	425	425	400
Максимальная нагрузка, кН	570	840	960	960	1450	2220	1630

Таблица 3.28

Технические характеристики низкоскоростных двигателей с большим моментом вращения СП «ИСОТ» [49]

Показатели	Наружный диаметр двигателя, мм													
	121	121	121	121	159	159	159	159	165	165	165	165	171	171
Число заходов	4/5	4/5	5/6	7/8	4/5	4/5	7/8	8/9	4/5	4/5	7/8	8/9	4/5	4/5
Число секций	3,5	6,0	3,0	2,2	4,3	7,5	2,8	4,0	4,3	7,5	2,8	4,0	4,8	7,0
Длина от конца вала до середины подшипника, м	0,43	0,43	0,43	0,43	0,49	0,49	0,49	0,49	0,61				0,61	
Длина от конца вала до середины регулируемого переводника, м	1,71	1,71	1,71	1,71	2,19	2,19	2,19	2,19	2,53				2,53	
Общая длина двигателя, м	6,16	5,77	5,77	5,46	6,28	8,29	6,28	6,61	6,68	8,69	6,68	7,01	7,28	8,84
Диаметр долота, мм	152 – 200				190,5 – 222			190,5 – 222,0					216 – 251	
Резьба:														
верхняя	3 1/2 IF	3 1/2 Reg			4 1/2 Reg			4 1/2 Reg						
нижняя	3 1/2 IF				4 1/2 Reg			4 1/2 Reg						
Максимальный расход раствора, л/с	15,8				25,2			25,2					37,8	
Перепад давления при максимальном вращающем моменте, МПа	3,5	5,9	3,1	2,4	4,2	7,4	3,1	3,45	4,2	7,4	3,1	3,45	4,8	4,8
Максимальный вращающий момент, кН·м	1,55	2,74	1,14	1,63	3,04	5,42	3,82	4,6	3,05	5,4	3,8	4,6	5,1	4,6
Максимальная скорость вращения, об/мин	265		290		140	265	265	135	130	265	265	135	305	300
Максимальная нагрузка, кН	570				840			840	960				960	

Продолжение табл. 3.28

Показатели	Наружный диаметр двигателя, мм											
	171	171	171	197	203	203	203	244	244	244	286	286
Число заходов	7/8	7/8	8/9	7/8	4/5	7/8	9/10	5/6	5/6	9/10	3/4	6/7
Число секций	3,0	5,0	3,0	3,0	5,3	3,0	2,9	3,0	4,0	3,3	3,6	3,0
Длина от конца вала до середины подшипника, м	0,61			0,52	0,67			0,64	0,64	0,64	0,76	0,76
Длина от конца вала до середины регулируемого переводника, м	2,53			2,41	2,74			2,80	2,80	2,80	2,13	2,13
Общая длина двигателя, м	6,71	8,44	6,71	7,53	9,60	7,86	6,64	8,41	9,66	6,58	8,66	6,58
Диаметр долота, мм	216–251			244–311		228–311		311–445			375–508	
Резьба:												
верхняя	4 1/2 Reg			6 5/8 Reg				З-152 или З-171			З-171	
нижняя	4 1/2 Reg			6 5/8 Reg				З-152 или З-171			З-171	
Максимальный расход раствора, л/с	37,8		25,2	56,8			37,8	75,7	75,7	56,8	94,7	88,3
Перепад давления при максимальном вращающем моменте, МПа	5,6	3,45	3,31	5,24	3,31	2,28	3,0	3,1	4,14	2,83	3,38	3,24
Максимальный вращающий момент, кН·м	4,49	9,7	6,4	7,93	10,1	7,93	5,53	10,9	16,3	9,0	14,5	14,9
Максимальная скорость вращения, об/мин	175		105	145	230	145		135	130	150	175	145
Максимальная нагрузка, кН	960			1450	1110			1630	1630	1630	3290	3290

Таблица 3.29

Технические характеристики двигателей для ремонта скважин СП «ИСОТ» [49]

Показатели	Наружный диаметр двигателя, мм											
	42	54	60	60	60	73	73	73	86	86	86	95
Число заходов	5/6	5/6	1/2	5/6	5/6	1/2	4/5	5/6	1/2	4/5	7/8	4/5
Число секций	2,5	6,0	7,0	2,5	5,2	5,2	3,0	3,3	5,5	5,0	3,0	3,5
Длина от конца вала до середины подшипника, м	—	—	—	—	—	—	—	—	0,30	0,30	0,30	0,34
Длина от конца вала до середины регулируемого переводника, м	—	—	0,58	0,58	0,58	1,19	1,19	1,19	1,58	1,58	1,58	1,58
Общая длина двигателя, м	3,14	3,20	4,05	2,59	3,81	4,72	3,51	3,14	6,55	5,18	5,18	5,30
Диаметр долота, мм	48—70	70—89	73—102			89—121	89—121		114—152			
Резьба:												
верхняя	NC12	1 1/4 Reg				З-60	З—60					З-73
нижняя	NC12	1 1/4 Reg				З-60	З-60		З-60 или З-73			З-73
Максимальный расход раствора, л/с	1,0	3,2				4,3	5,0	5,0	6,3	7,0	7,0	10,2
Перепад давления при максимальном вращающем моменте, МПа	2,55	6,14	6,1	2,55	5,31	4,48	3,0	3,4	4,8	5,0	3,3	3,5
Максимальный вращающий момент, Н·м	68	217	112	136	325	200	220	260	370	750	850	950
Максимальная скорость вращения, об/мин	220	640	1375	400	370	800	475	480	650	360	175	260
Максимальная нагрузка, кН	30	70	120	120	120	120	120	120	210	210	210	260

ходности (от 1/2 до 9/10). Многозаходные двигатели могут комплектоваться перепускным клапаном, способствующим пропускать часть циркулирующей жидкости мимо рабочих органов.

Для удобства выполнения процессов спуска и подъема в состав двигателя включается перепускной (загрузочный) переводник, представляющий собой нормально открытый клапан, который позволяет буровому раствору обходить двигатель при своем движении. Клапан автоматически закрывается при включении циркуляции.

Технические характеристики ВЗД этого изготовителя приведены в табл. 3.27, 3.28 и 3.29.

Изготовитель: СП «ИСОТ».

3.5. ОТКЛОНЯЮЩИЕ УСТРОЙСТВА И КЛАПАНЫ

3.5.1. ОТКЛОНЯЮЩЕЕ УСТРОЙСТВО С НАКЛАДКОЙ

Отклонитель с накладкой (рис. 3.37) представляет собой сочетание кривого переводника и забойного двигателя с накладкой. Его применяют для достижения значительных зенитных углов при помощи односекционных турбобуров. Накладку крепят к турбобуру примерно в середине сборки долото — турбобур или несколько ниже. Над турбобуром устанавливается кривой переводник и далее бурильные трубы. Высота накладки не должна выходить за габариты долота. Величина накладки определяется по рекомендациям А.Г. Калинина, приведенным в [28].

Отклонитель с накладкой рекомендуется применять в тех случаях, когда непосредственно над кривым переводником необходимо устанавливать бурильные трубы малой жесткости (например, немагнитные и обычные бурильные трубы), так как применение отклонителей других типов снижает интенсивность искривления ствола, а иногда не позволяет увеличить зенитный угол ствола выше 20—25°.

Изготовитель: ОАО НПО «Буровая техника».

Рис. 3.37. Отклоняющее устройство с накладкой:
1 — бурильные трубы; *2* — кривой переводник; *3* — турбобур; *4* — накладка; *5* — долото

3.5.2. ТУРБИННЫЕ ОТКЛОНИТЕЛИ

Турбинные отклонители типов ТО и ШО (рис. 3.38 и 3.39) конструктивно выполняются посредством соединения нижнего узла турбобура с верхним узлом через кривой переводник, а валов — через специальный шарнир. В настоящее время освоено производство турбинных отклонителей типов ТО-172, ТО2-195, ТО2-240 и шпинделей-отклонителей типа ШО1-195.

Основные технические и энергетические параметры ряда турбинных отклонителей типа ТО приведены в табл. 3.16 и 3.17, шпинделя-отклонителя типа ШО1-195 на с. 137.

На конусную часть вала отклонителя установлен специальный шарнир. Верхняя секция турбобура-отклонителя представляет собой верхнюю секцию серийного турбобура. Угол искривления кривого переводника — 1, 1,5 и 2°.

Рис. 3.38. Турбинный отклонитель типа ТО2:
1 — турбинная секция; *2* — шарнирное соединение вала; *3* — секция шпиндельная

Рис. 3.39. Шпиндель-отклонитель типа ШО-195:
1 — переводник присоединительный; *2* — корпус; *3* — опора осевая; *4* — вал

Таблица 3.30

Технические характеристики турбинных отклонителей

Показатель	ТО-172	ТО2-195	ТО2-240
Наружный диаметр отклонителя, мм	172	195	240
Длина отклонителя, мм	10745	10110	10170
Масса расчетная, кг	1500	1848	2593
Число ступеней турбины	109	95	106
Длина нижнего плеча отклонителя, мм	2000	2020	2350
Присоединительная замковая резьба:			
к долоту (муфта)	З-117	З-117	З-152
к бурильным трубам (муфта)	З-147	З-147	З-171
Расход жидкости (вода), л/с	25	30	50
Частота вращения турбины, мин $^{-1}$	670	660	660
Крутящий момент при максимальной мощности, Н·м	650	810	2040
Максимальная мощность турбины, кВт	45,6	55,9	139,1
Перепад давления при максимальной мощности, МПа	3,8	3,3	4,1
КПД турбины, %	50,7	53,0	69,0

Таблица 3.31

Технические характеристики отклонителей типа ДГ конструкции ОАО НПО «Буровая техника» для бурения горизонтальных скважин

Показатель	ДГ-95	ДГ-108	ДГ1-106	ДГ2-106	ДГ-155	ДГ-172
Наружный диаметр, мм	95	108	106	106	155	172
Длина секции, мм:						
шпиндельной	530	650	660	1420	1600	1390
двигательной	2110	2580	790	1500	2700	1555
Максимальный угол изгиба искривленного переводника, градус	4,0	3,5	3,5	3	3	3,5
Радиус кривизны скважины, м	30 – 50	50 – 80	20 – 30	20 – 40	50 – 80	50 – 80
Диаметр долота, мм	120,6 – 139,7	120,6 – 151,0	120,6 – 151,0	120,6 – 151,0	190,5 – 215,9	215,9
Расход промывочной жидкости, л/с	6 – 10	6 – 12	6 – 12	6 – 14	24 – 30	25 – 35
Частота вращения, мин $^{-1}$	120 – 200	80 – 160	80 – 160	80 – 160	130 – 160	80 – 110
Вращающий момент, Н·м	600 – 900	800 – 1300	500 – 550	1000 – 1200	3500 – 4000	1500 – 3000
Перепад давления, МПа	4,5 – 6,0	3,5 – 5,5	3,0 – 5,5	6,5 – 7,5	6,5 – 7,5	3,5 – 4,5

Шпиндель-отклонитель типа ШО1-195 эксплуатируется с секционным турбобуром или винтовым забойным двигателем, вместо обычного шпинделя. Он представляет собой осевую опору забойного двигателя, выполненную в виде отдельного узла, искривленного под определенным углом относительно оси турбобура.

Преимущество этих отклонителей — малое расстояние от долота до точки перекоса, что снижает деформацию этого участка и повышает отклоняющую способность отклонителей.

Для бурения горизонтальных скважин со средним радиусом кривизны в пределах от 30 до 80 м в ОАО НПО «Буровая техника» разработан ряд типоразмеров отклонителей, техническая характеристика которых приведена в табл. 3.31.

Изготовители:

ОАО НПО «Буровая техника».

Кунгурский машиностроительный завод — типов ТО2-195 и ТО2-240.

3.5.3. ЭКСЦЕНТРИЧНЫЙ НИППЕЛЬ

Эксцентричный ниппель (рис. 3.40) представляет собой металлическую опору, прикрепленную к ниппелю забойного двигателя. Металлическая опора может быть облицована резиновым листом. Для обеспечения лучшей проходимости забойного двигателя с эксцентричной накладкой на ниппеле и долотом по стволу скважины нижний и верхний торцы опоры выполнены с конусной фаской.

Рис. 3.40. Ниппель забойного двигателя с накладкой:
1 — турбобур; *2* — накладка; *3* — долото

Толщина накладки на ниппеле может превышать на 15 мм разность радиусов долота и забойного двигателя, но должна быть меньше радиального зазора. Нормальная составляющая веса верхней части турбобура создает момент, под действием которого долото прижимается к верхней стенке ствола и фрезерует его. Вследствие этого с ростом зенитного угла эффективность работы ниппеля с эксцентричной накладкой по искривлению ствола возрастает.

Турбобур с эксцентричным ниппелем рекомендуется применять для набора зенитного угла в устойчивых породах, в которых отсутствует опасность заклинивания или прихвата бурильной колонны.

Изготовитель: Механические мастерские буровых предприятий по документации ОАО НПО «Буровая техника».

3.5.4. УПРУГИЙ ОТКЛОНИТЕЛЬ

Упругий отклонитель (рис. 3.41) представляет собой специальную с резиновой рессорой накладку, являющуюся сменной деталью, легко заменяемой при износе. Металлическую накладку приваривают к ниппелю турбобура. Изменяя толщину резиновой рессоры, регулируют интенсивность

Рис. 3.41. Отклонитель упругий:
1 — забойный двигатель; *2* — отклонитель; *3* — рессора резиновая; *4* — долото

искривления ствола скважины. Упругий отклонитель можно применять во всех случаях бурения наклонно направленных скважин, в том числе в породах, где возможны заклинивание и прихват бурильного инструмента и ниппель с накладкой не может быть использован.

Изготовитель: Механические мастерские буровых предприятий по документации ОАО НПО «Буровая техника».

3.5.5. ОТКЛОНИТЕЛЬ-СТАБИЛИЗАТОР

Отклонитель-стабилизатор представляет собой управляемый механизм с опорой-центратором, предназначенный для изменения направления бурения скважин любого профиля, набора угла наклона направленной скважины и его стабилизации в процессе проходки. Схема отклонителя-стабилизатора изображена на рис. 3.42. Схемы компоновок бурильной колонны с использованием отклонителя-стабилизатора изображены на рис. 3.43.

Отклонитель-стабилизатор изготавливается под шифром ОТУ195 и ОТУ125. Технические характеристики отклонителей типов ОТУ195 и ОТУ125 приведены в табл. 3.32.

Отклонитель позволяет осуществлять искривление скважины без извлечения устройства на поверхность для смены КНБК, оперативно управлять параметрами траектории при совместном использовании устройств

Рис. 3.42. Схема отклонителя-стабилизатора:
1 — подпружиненный поршень; *2* — сопло; *3* — корпус; *4* — фиксатор; *5* — управляющий узел (корпус); *6* — вилка; *7* — кулиса; *8* — шатун; *9* — шток; *10* — рессора; *11* — отклоняющий узел (корпус); *12* — подпружиненный клапан; *13* — разделитель сред; *14* — опора-центратор; *15* — поперечный поршень; *16* — пружина; *17* — переключающий узел; *18* — отверстие

Рис. 3.43. Схема установки отклонителя-стабилизатора в КНБК:
а — над коротким двигателем без центратора; *б* — над турбобуром с центратором над долотом; *I, II* — направление соответственно отклонителя и опоры центратора; *1* — отклонитель; *2* — укороченный забойный двигатель; *3* — долото; *4* — турбобур; *5* — центратор

Таблица 3.32

Технические характеристики отклонителей-стабилизаторов типа ОТУ конструкции ОАО НПО «Буровая техника»

Показатель	ОТУ125	ОТУ195
Диаметр корпуса, мм	125	195
Длина, мм	1140	2320
Диаметр скважины, мм	139,7—165,1	215,9—244,5
Отклоняющее усилие на опоре, кН	10—30	50—250
Масса, кг	95	260

обратной связи типа телесистемы, телесигнализаторов или инклинометров.

В зависимости от типа приводного управляющего модуля команда задается импульсом давления трапецеидальной или синусоидальной формы или сбрасываемыми внутрь колонны шарами.

Ведутся работы над конструкциями с меньшими габаритами.

Изготовитель: ОАО НПО «Буровая техника».

3.5.6. ОТКЛОНИТЕЛЬ МНОГОПОЗИЦИОННЫЙ УПРАВЛЯЕМЫЙ

Отклонитель многопозиционный управляемый (ОМУ) предназначен для искривления ствола скважины в процессе бурения по команде сверху. Позволяет осуществлять корректировку траектории наклонно направлен-

Рис. 3.44. Схема конструкции отклонителя типа ОМУ:
1, 8 — переводник; *2* — кольцевой поршень; *3* — пружина; *4* — полый вал; *5* — корпус; *6* — подпружиненный палец; *7* — поршневое кольцо; *9* — нижний переводник; *10* — шары; *11* — кольцо; *12* — шлицевые пазы; *13* — зигзагообразная канавка

Рис. 3.45. Схема установки отклонителя типа ОМУ в КНБК:
а — в компоновку с турбобуром; *б* — с коротким двигателем; *в* — рабочее положение отклонителя в КНБК; *1* — УБТ; *2* — турбобур; *3* — торсионный вал; *4* — отклонитель; *5* — шпиндельная секция турбобура; *6* — долото; *7* — двигатель

Таблица 3.33

Технические характеристики отклонителя типа ОМУ конструкции ОАО НПО «Буровая техника»

Показатели	ОМУ172	ОМУ195	ОМУ240
Диаметр корпуса, мм:			
наружный	172	195	240
внутренний	50—60	60	70
Длина, мм	2150	2220	2380
Диаметр шара, мм	36—48	47,6	50,8
Присоединительная резьба по ГОСТ Р 50864—96	З-121	З-147	З-171
Масса, кг	150	290	460

ной скважины без извлечения устройства на поверхность. Устройство имеет несколько фиксированных углов искривления (например 0; 1,5; 3,0°), каждому из которых соответствует своя команда.

Схема конструкции отклонителя типа ОМУ изображена на рис. 3.44, а схема его установки и рабочего положения — на рис. 3.45. В зависимости от типа приводного модуля команда задается импульсом давления или сбрасыванием шара внутрь колонны труб.

Технические характеристики отклонителей диаметром 240, 195 и 172 мм приведены в табл. 3.33.

Изготовитель: ОАО НПО «Буровая техника».

3.5.7. МАЛОГАБАРИТНЫЙ ОТКЛОНИТЕЛЬ

Малогабаритный отклонитель типа МО предназначен для включения в состав малогабаритных компоновок низа с использованием винтового забойного двигателя при бурении горизонтальных участков диаметром до 140 мм из бездействующих скважин с небольшим радиусом искривления (10—15 м). Отклонитель в зависимости от регулирования обеспечивает искривление в широком диапазоне радиуса искривления — от малого до

Рис. 3.46. Схема расположения в компоновке низа малогабаритного отклонителя конструкции ОАО НПО «Буровая техника»:
1 — колонна бурильных труб; *2* — гибкие соединительные звенья; *3* — малогабаритный управляемый отклонитель; *4* — двигатель забойный укороченный; *5* — долото

большого. Отклонитель с наружным диаметром 125 и 105 мм имеет длину 1250 мм. Управление отклонителем осуществляется путем плавного изменения перепада давления. Соответственно изменяется угол искривления в отклонителе.

Компоновка низа включает в себя укороченный винтовой забойный двигатель диаметром 125 или 105 мм и гибкие соединительные звенья, передающие рабочий крутящий момент и осевую нагрузку. Схема расположения отклонителя в скважине изображена на рис. 3.46.

Разработчик и поставщик: ОАО НПО «Буровая техника».

3.5.8. МЕХАНИЗМЫ ИСКРИВЛЕНИЯ ДВИГАТЕЛЯ [3]

Механизм искривления двигателя (МИ) является неотъемлемым узлом ВЗД, предназначенного для бурения наклонно направленных и горизонтальных скважин. Он предназначен для перекоса осей секций или секции и шпинделя забойного двигателя. МИ может устанавливаться над двигателем. В качестве МИ используются искривленные (кривые) переводники и корпусные шарниры.

Искривленные переводники. Наиболее распространенным искривленным переводником с фиксированным углом перекоса осей является жесткий искривленный переводник. Он представляет собой корпусный переводник с ниппельными резьбами по концам, оси которых смещены на определенный угол — от 1 до 6 °.

Двигатели оснащаются комплектом таких переводников с различными углами перекоса. МИ в этом исполнении применяются при наборе кривизны по большому и среднему радиусам.

Регулируемые на поверхности искривленные переводники под названием ПИР (рис. 3.47), действующие по принципу поворота двух сопряженных осей, разработаны ВНИИБТ и используются в конструкциях современных ВЗД.

Рис. 3.47. Переводник искривленный регулируемый:
1 — переводник верхний; *2* — переводник нижний; *3* — палец; *4* — труба эластичная; *5*, *6* — кольца; *7* — гайка

Корпусные шарниры. Корпусные шарнирные соединения используются в компоновках ВЗД, как правило, при бурении горизонтальных скважин по малому и среднему радиусам искривления.

Разработаны шарниры с двумя и одной степенью свободы.

Шарниры первого типа устанавливаются над забойными двигателями в основном 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 этого шарнира рассчитывается как для искривленного переводника, и 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

Рис. 3.48. Шарнир корпусной двигателя типа ДГ-108:
1 — переводник верхний; *2* — уплотнение; *3* — палец; *4* — труба эластичная; *5* — переводник нижний

Таблица 3.34

Технические характеристики корпусных шарниров ВЗД типа ДГ, разработанных ВНИИБТ

Показатели	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
Присоединительная резьба по ГОСТ Р 50864–96	З-76	З-88	З-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
Присоединительная резьба	МК 84×4×1:16	МК 97,5×4×1:16	МК 140×6×1:16

опоры. Этот прием позволяет уменьшить радиус искривления скважины при использовании отклоняющей компоновки. Один из вариантов конструкции корпусного шарнира изображен на рис. 3.48.

Основные технические характеристики верхних (с двумя степенями свободы) и нижних (с одной степенью свободы) корпусных шарниров, разработанных ВНИИБТ, приведены в табл. 3.34.

3.5.9. ПЕРЕЛИВНЫЕ И РЕДУКЦИОННЫЕ КЛАПАНЫ ВЗД

Винтовые двигатели от зашламления в период спуско-подъемных операций оснащаются специальными клапанами, называемыми переливными и редукционными. В большинстве двигателей они автономны, но иногда встраиваются в ротор.

Используются несколько конструкций **переливных клапанов**, разработанных в ОАО НПО «Буровая техника» и Пф ВНИИБТ. Для двигателей типа Д1-105 разработан клапан, конструкция которого изображена на рис. 3.49. Клапан устанавливается в верхней части ротора и состоит из корпуса *7*, соединенного с переводником *1*. Внутри них размещены кольцо *2* и упор *3*, под которыми установлены армированная манжета *4*, втулка *5* и уплотнение *6*.

В переливном клапане (рис. 3.50) для двигателей диаметром 172 и 240 мм уплотнительный элемент клапана похож на уплотнитель клапана бурового насоса. Выполнение основных функций клапана обеспечивает специальная гидравлическая коробка. При спуске и подъеме бурильной колонны через переливной клапан выходит или входит излишняя жидкость и тем самым предотвращается вращение двигателя. Кроме того, СП ЗАО «Удмуртские долота» выпускается ряд типоразмеров перепускных клапанов типа ПК, предназначенных для слива бурового раствора из бурильной колонны при подъеме ее из скважины, а также для заполнения — при спус-

Рис. 3.49. Клапан переливной двигателя типа Д1-105:
1 — переводник; *2* — кольцо; *3* — упор; *4* — манжета армированная; *5* — втулки; *6* — уплотнение; *7* — корпус

Рис. 3.50. Клапан переливной двигателя типа Д-240:
1 — коробка гидравлическая; *2* — седло; *3* — клапан; *4* — корпус; *5* — пружина; *6* — шток; *7* — переводник

Рис. 3.51. Клапан редукционный двигателя типа ДГУ-95:
1 — корпус; *2* — шайба упорная; *3* — поршень; *4* — пружина; *5*, *6* — уплотнения

Таблица 3.35

Технические характеристики перепускных клапанов типа ПК конструкции СП ЗАО «Удмуртские долота»

Показатели	ПК-95	ПК-108	ПК-120	ПК-172
Наружный диаметр, мм	95	108	120	172
Диаметр проточной части, мм	18	18	25	36
Длина клапана, мм, не более	455	475	480	620
Присоединительная замковая резьба по ГОСТ 5286	З-76	З-88	З-88	З-147
Максимально допустимый крутящий момент, кН·м	10	15	15	40
Максимальная допустимая осевая нагрузка на растяжение, т	70	100	100	180
Максимальное давление при циркуляции жидкости, МПа	10	10	10	10
Давление срабатывания клапана, МПа	1 + 0,5	1 + 0,5	1 + 0,5	1 + 0,5
Масса, кг, не более	22	30	37,5	95

ке. Технические характеристики перепускных клапанов типа ПК приведены в табл. 3.35.

Изготовители:

СП ЗАО «Удмуртские долота».

ОАО НПО «Буровая техника».

Пф ВНИИБТ.

Редукционные клапаны применяются очень редко, когда по технологическим соображениям требуется увеличить расход для очистки забоя и затрубного пространства. Редукционный клапан конструкции ВНИИБТ для двигателей диаметром 95 мм устанавливается автономно в переводнике выше рабочих органов двигателя (рис. 3.51). Принцип действия клапана заключается в следующем. При увеличении расхода жидкости создается перепад давления перед клапаном и поршень, преодолевая усилие пружины, перемещается вниз и обеспечивает прохождение части потока по затрубью, минуя рабочие органы.

Изготовители:

ОАО НПО «Буровая техника».

Пф ВНИИБТ.

3.5.10. ПЕРЕКЛЮЧАТЕЛЬ ПОТОКА ЖИДКОСТИ ТИПА ППЖ

Переключатель потока жидкости типа ППЖ предназначен для заполнения бурильной колонны буровым раствором, снижения гидродинамического давления при спуске ее в скважине, удаления загрязненного шламом бурового раствора из полости колонны после спуска, предупреждения сифона и зашламовывания КНБК и забойного двигателя при наращивании труб, технологической промывки, минуя двигатель и долото, слив бурового раствора при подъеме бурильной колонны. Схемы вариантов размещения переключателя в КНБК изображены на рис. 3.52.

Переключатель потока жидкости устанавливается непосредственно над забойным двигателем или долотом (при роторном способе бурения) и используется при любых способах вращательного бурения с применением промывочной жидкости любого типа и независимо от климатических условий.

Назначение механизма — по команде оператора с поверхности:

пропускать промывочную жидкость через боковые отверстия внутрь бурильной колонны и обратно;

пропускать жидкость через торцевое отверстие в забойный двигатель;

Рис. 3.52. Схема последовательности работ с использованием переключателя потока жидкости при спуске бурильной колонны в скважину:
а — спуск бурильной колонны; *б* — промывка скважины через переливной клапан; *в* — при бурении скважины; *1* — бурильная колонна труб; *2* — УБТ; *3* — переливной клапан; *4* — ГЗД; *5* — долото

Таблица 3.36

Технические характеристики переключателей потока типа ППЖ конструкции ОАО НПО «Буровая техника»

Показатель	ППЖ100	ППЖ195
Наружный диаметр корпуса, мм	100	195
Число команд	3	2
Длина переключателя, мм	2100	1880
Масса, кг	135	290

не пропускать жидкость из скважины в полость колонны и (или) обратно.

Использование переключателя позволяет:

снизить потери промывочной жидкости за счет исключения сифона при наращивании бурильных труб;

уменьшить вероятность гидроразрыва пластов при спуске колонны в скважину за счет снижения гидродинамического сопротивления спускаемой компоновки;

увеличить срок службы забойных двигателей в результате исключения зашламовывания при спуске, прокачивании загрязненной жидкости после спуска бурильной колонны или после ее наращивания;

повысить срок службы сменных деталей бурового насоса за счет проведения технологических промывок при пониженном давлении.

Переключатель потока типа ППЖ разработан в двух- и трехкомандном вариантах с наружным диаметром 100 и 195 мм.

Технические характеристики переключателей потока типа ППЖ приведены в табл. 3.36.

Разработчик и изготовитель: ОАО НПО «Буровая техника».

3.6. ТУРБИННО-ВИНТОВЫЕ ЗАБОЙНЫЕ ДВИГАТЕЛИ (ТВЗД)

Модульные турбинно-винтовые двигатели типа ТВД, разработанные ОАО НПО «Буровая техника», являются новой концепцией привода породоразрушающего инструмента [29].

Двигатели типа ТВД предназначены для бурения глубоких вертикальных и наклонно направленных скважин различного назначения. Они могут выполнять также функции забойного привода керноотборных устройств при бурении с отбором керна и двигателя-отклонителя (при замене обычного шпинделя на шпиндель-отклонитель).

Эти двигатели выпускаются с наружным диаметром 195 и 240 мм и применяются при бурении скважин в сочетании с шарошечными (всех типов и серий), лопастными и алмазными, в том числе армированными алмазно-твердосплавными пластинами типа АТП, долотами и бурильными головками соответствующих диаметров, обеспечивающих минимальный технологически обоснованный зазор между корпусом двигателя и стенками скважины.

Турбинно-винтовой двигатель типа ТВД (рис. 3.53) представляет собой универсальный забойный двигатель, содержащий три основных узла: одну, две или три турбинных секции *2*, один винтовой модуль *3* и шпиндель *1* с осевой опорой (при необходимости — шпиндель-отклонитель).

Рис. 3.53. Турбинно-винтовой двигатель типа ТВД:
1 — шпиндель; *2* — турбинная секция; *3* — винтовой модуль

Конструктивно предусмотрены различные варианты агрегирования указанных узлов в условиях как специализированного цеха по ремонту забойных двигателей, так и в условиях буровой на строящейся скважине, благодаря чему бурение верхних интервалов скважин может осуществляться при относительно высокой частоте вращения долота — 380 об/мин (без использования винтового модуля), а нижних интервалов — при сравнительно низкой частоте вращения долота — 75 об/мин (с применением винтового модуля).

Учитывая различные технологические требования, предъявляемые в конкретных горно-геологических условиях разрезов месторождений, тур-

бинно-винтовые двигатели могут быть агрегатированы в единую компоновку в соответствии с приведенными в табл. 3.37.

Двигатель типа ТВД-195 выполнен с учетом максимального использования унифицированных узлов серийно выпускаемых турбобуров, высокомоментных турбобуров типа А7П3 и серийных винтовых пар. Такая компоновка двигателя обеспечивает высокие значения момента силы на выходном валу при относительно низкой частоте его вращения. При этом предусмотрена разгрузка винтового модуля на номинальном режиме работы двигателя: модуль либо повышает, либо поглощает момент силы только при преодолении пика момента на долоте или его перегрузке, что предопределяет значительное увеличение безотказной наработки винтовой пары.

По сравнению с известными в практике бурения турбобурами и винтовыми забойными двигателями турбинно-винтовой забойный двигатель типа ТВД обладает рядом принципиально важных достоинств. Он органично сочетает стабильность во времени энергетической характеристики, свойственную турбинному приводу, а также высокое соотношение параметров M/n и высокую жесткость линии моментов, свойственную объемным гидромашинам.

Этот двигатель избавлен от недостатков турбобура (относительно низкий момент силы на валу и «мягкость» линии моментов) и от недостатков винтового забойного двигателя (низкий срок службы винтовой пары и отрицательное воздействие на долото поперечных колебаний, генерируемых близко расположенной к нему винтовой рабочей парой).

Высокая надежность двигателя обеспечена применением в его конструкции ряда оригинальных технических решений, обеспечивающих высокие эксплуатационные показатели. К этим решениям относятся: узлы соединения торсиона с винтовым ротором и валом турбинной секции; система, устраняющая негативное влияние силы, вызванной вращением неуравновешенной массы торсиона и винтового ротора, а также перекашивающего момента, действующего на последний. Часть этих технических решений запатентована в США, Франции, Германии, Канаде, Бразилии.

Условиями, ограничивающими применение двигателей типа ТВД, являются температура бурового раствора более 120 °С; плотность бурового раствора более 1700 кг/м^3; содержание в буровом растворе углеводородных соединений более 5 %.

Ввиду того, что современные долота обладают стойкостью, превышающую 100 ч, должна быть обеспечена и работоспособность двигателя, гарантирующая отработку не менее трех таких долот. Такая гарантия обеспечивается при использовании турбинно-винтового двигателя, конструкция которого в целом и его узлов относительно отработаны.

Таблица 3.37

Компоновка турбинно-винтовых двигателей

Технологические требования	Компоновка двигателя
Минимальный осевой габарит забойного двигателя	Шпиндель + винтовой модуль
Надежность, повышенная частота вращения, «мягкая» характеристика $M - n$	Шпиндель + турбинная секция (одна, две или три)
Надежность, независимая от нагрузки частота вращения, высокий момент силы на валу	Шпиндель + турбинная секция (одна, две или три) + винтовой модуль

Основные параметры и энергетические характеристики двигателей типа ТВД приведены в табл. 3.38.

Изготовитель: ОАО НПО «Буровая техника».

Универсальные турбинно-винтовые двигатели типа ТПС-У с преобразователями частоты вращения вала (ТПС-172У и ТПС-195У) предназначены для бурения глубоких вертикальных и наклонно направленных скважин различного назначения с использованием буровых растворов плотностью до 1800 кг/м^3 при температуре не более 90 °С (при использовании современных полимерных материалов — до 120 °С).

Турбинно-винтовые двигатели типа ТПС-У выпускаются с наружными диаметрами 172 и 195 мм и применяются при бурении скважин шарошечными и безопорными долотами различных типоразмеров и серий, обеспечивающих минимальный технологически необходимый зазор между корпусом двигателя и стенками скважины в конкретных горно-геологических условиях разрезов месторождений.

Турбинно-винтовые забойные двигатели типа ТПС-У (рис. 3.54) состоят из взаимозаменяемых двух или трех турбинных секций, шпиндельной секции с осевой опорой и преобразователя частоты вращения выходного вала. В комплект поставки двигателя типа ТПС-У входят секции турбобура, в которых устанавливается 190 ступеней турбины, четыре радиальных опоры с втулками и восемь дисков. Конструкции двигателей типа ТПС-У разработаны на базе оригинальной схемы турбобуров с плавающими статорами типа ТПС, обладающих рядом энергетических и эксплуатационных преимуществ по сравнению с турбобурами, сконструированными по обычной схеме.

Система размещения 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 закрепленными на нем деталями. Благодаря этому они отличаются повышенной надежностью и безотказностью в работе.

Двигатели типа ТПС-У обеспечивают при постоянном расходе бурового раствора ступенчатое изменение частоты вращения выходного вала в диапазоне от 80 до 400 об/мин в зависимости от конструктивного исполне-

Таблица 3.38

Технические параметры турбинно-винтовых двигателей

Показатели	ТВД-195	ТВД-240	ТПС-172У	ТПС-195У	2ТУ240КД
Расход бурового раствора, л/с	20—28	30—40	25	28	30—40***
Частота вращения выходного вала, об/мин	75, 120, 150, 180, 215, 270		500*, 250, 140	325*, 240, 130	130—175
Момент силы на валу, кН·м	3—6,5	6—11	1,7*; 2,2; 2,2	1,8*; 2,3; 2,3	3,2—5,6
Перепад давления, МПа	6,5—8,2	6,2—7,8	7*; 8,5	3,8*; 5,5	5,7; 10,1
Длина, м	13,5**; 20,8**	13,5**; 20,8**	18,28; 22,86; 22,86	26,85*; 30,35; 30,35	23,4
Масса, кг	2580**; 3980**	3910**; 6030**	2220*; 2710;	4200*; 4690	—
Рекомендуемые диаметры долот, мм	215,9—244,5	269,9—393,7	190,6—215,9	215,9—269,9	269,9—393,7

* Турбобур без преобразователя частоты вращения.
** Длина и масса двигателя включают соответственно одну и две турбинные секции.
*** Параметры приведены для расхода воды 40 л/с.

а

Рис. 3.54. Универсальный турбинно-винтовой двигатель типа ТПС-У:
а — турбинная секция; *б* — шпиндель; *1* — пробка к резьбе верхнего переводника; *2, 12* — полумуфты; *3, 9* — переводник; *4* — кольцо; *5, 6* — турбина (статор, ротор); *7* — опора радиальная; *8* — корпус; *10* — вал; *11* — колпак

ния применяемых винтовых пар в преобразователе частоты вращения вала. Последний заменяется при необходимости непосредственно на строящейся скважине. Исключение преобразователя частоты вращения вала из компоновки двигателя ведет к увеличению частоты вращения вала до 400 об/мин.

Преобразователь частоты вращения вала двигателя монтируется между шпинделем и нижней секцией турбобура. Однако допускается и конструктивно предусмотрена установка преобразователя между любыми турбинными секциями двигателя.

Преобразователь частоты вращения вала двигателя (рис. 3.55) включает винтовую пару — ротор и статор, гибкие валы, конусно-шлицевые полумуфты и соединительные переводники. В частности, в двигателе типа ТПС-172У для получения частоты вращения выходного вала 250 об/мин применяется преобразователь типа ТПС-172У.060, а для частоты вращения вала 150 об/мин — преобразователь типа ТПС-172У.060.01.

Конструкция шпиндельной секции позволяет монтировать в ней либо многоступенчатую резинометаллическую опору скольжения с двумя радиальными опорами, либо шаровую амортизированную опору качения с лабиринтным уплотнением вала. Оба типа опор обеспечивают работу двигателя при бурении с долотами с перепадом давления в насадках 6—8 МПа.

Конструктивная схема турбинно-винтовых двигателей типа ТПС-У позволяет получать практически постоянную частоту вращения вала при изменении осевой нагрузки на долото в широких пределах.

Основные параметры и энергетические характеристики турбинно-винтовых забойных двигателей типа ТПС-У при расходе воды приведены в табл. 3.38.

Изготовитель: Кунгурский машиностроительный завод.

Унифицированные модульные турбинно-винтовые двигатели типа 2ТУ240КД с улучшенными энергетическими характеристиками, увеличенной в 1,5 раза наработкой на отказ и уменьшенной удельной металлоемкостью являются новой концепцией конструкции Кунгурского машиностроительного завода и предназначены для бурения вертикальных и наклонно направленных скважин различного назначения с использованием шарошечных и безопорных долот различных типов и серий диаметрами от 269,9 до 393,7 мм, обеспечивающих технологически необходимый зазор между корпусом двигателя и стенками скважин в конкретных горно-геологических условиях разрезов месторождений.

Двигатель типа 2ТУ240КД состоит из трех унифицированных секций-модулей, имеющих стандартные присоединительные размеры, взаимозаменяемых с серийными турбобурами.

Нижняя секция двигателя представляет собой односекционный турбобур типа ТУ240К.

Средняя секция двигателя конструктивно выполняется аналогично серийной турбине с той лишь разницей, что в ней установлено 120 ступеней турбины пониженной высоты по оси типа 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 типа 37/11-240ТЛ, ли-

Рис. 3.55. Преобразователь частоты вала турбинно-винтового двигателя типа ТПС-У:
1 — пробка к резьбе верхнего переводника; *2*, *4*, *9* — переводники; *3* — полумуфта; *5* — вал; *6* — втулка; *7* — статор; *8* — винтовой ротор; *10* — наставка вала; *11* — полумуфта; *12* — колпак

бо полукокильным методом — литьем в земляные формы — турбина типа 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 торсиона. Отличительной особенностью тормозного модуля является его полная взаимозаменяемость с серийной секцией, не вносящая никаких дополнительных затруднений при ее монтаже в условиях буровой на строящейся скважине. Верхняя секция так же, как и средняя и нижняя секции, оснащается турбиной пониженной высоты, взаимозаменяемой с серийной турбиной любого типа.

Все турбинные секции и тормозной модуль содержат радиальные опоры повышенной долговечности (упрочненные втулки).

В двигателе предусмотрены унификация турбинных секций (с возможностью замены их непосредственно на буровой) и опорных узлов, а также узлы для установки опорно-центрирующих элементов на его корпусе.

Основные параметры и энергетические характеристики унифицированных модульных турбинно-винтовых двигателей типа 2ТУ240КД при различных расходах воды приведены в табл. 3.38.

Изготовитель: Кунгурский машиностроительный завод.

Наиболее приемлемым у потребителей оказалась конструкция турбинно-винтового двигателя, выполненного путем агрегирования турбинных и героторных (винтовых) рабочих органов, типа ТНВ (турбобур низкооборотный с винтовым модулем).

Современный турбинно-винтовой двигатель [12, 29] имеет модульную конструкцию, включающую три основных узла: шпиндель, две или одну турбинные секции и винтовой модуль. Предусмотрены различные варианты соединения указанных узлов. Основной вариант компоновки состоит из всех трех узлов, а вспомогательные — из шпинделя и турбинных секций для осуществления высокооборотного бурения или из шпинделя и винтового модуля для получения короткого винтового двигателя. Все варианты

Таблица 3.39

Технические параметры турбинно-винтовых двигателей типа ТНВ конструкции ОАО НПО «Буровая техника»

Наружный диаметр двигателя, мм	Длина, м*	Масса, кг	Рекомендуемый диаметр долота, мм	Присоединительная резьба: к долоту и к бурильным трубам	Расход жидкости, л/с**	Частота вращения вала, об/мин	Момент силы на валу, Н·м	Перепад давления, МПа
172	13,5 20,8	2010 3100	190,5—215,9	З-117 З-147	18—24	80—120 150—180 220—270	2200—4600	6,9—9,1
195	13,5 20,8	2580 3980	215,9—244,5	З-117 З-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	З-152 З-171	30—40	80—120 150—180 220—270	6000—10 000	6,2—7,8

* Длина и масса приведены для двигателей, включающих одну и две турбинные секции, соответственно.

** Плотность жидкости 1100 кг/м^3. Приведенные параметры соответствуют радиальному зазору в винтовой паре, равному 0,3—0,5 мм.

Рис. 3.56. Турбинно-винтовой двигатель типа ТНВ-195:
1 — верхний переводник; *2* — резьба РКТ177х5,08х1:16; *3* — резьба МК94×4×1:32; *4* — корпус винтового модуля; *5* — турбинная секция; *6* — шпиндельная секция; *7* — переводник наддолотный

компонования могут осуществляться в условиях буровой, что позволяет одной машиной производить бурение и верхних интервалов, где необходим высокооборотный режим бурения, и нижних, где целесообразно низкооборотное бурение скважин.

В таблице 3.39 приведены технические данные по трем типам турбинно-винтовых двигателей типа ТНВ.

Наибольшее применение имеет двигатель типа ТНВ-195 (рис. 3.56) с наружным диаметром 195 мм. Он состоит из серийной шпиндельной, двух турбинных секций, оснащенных 220 ступенями турбины А7П3 (А7П3БК), и винтового модуля. Винтовой ротор с валом верхней турбинной секции соединен посредством торсиона.

Основным фактором высокой надежности этих двигателей является обеспечение легких условий работы его винтовой пары и осевой опоры. Рабочие органы ТНВ компонуются таким образом, чтобы требуемый рабочий момент силы при его необходимом запасе создается собственно турбиной. При этом функция винтовой пары сводится к стабилизации рабочей частоты вращения вала. Достигается это тем, что винтовая рабочая пара включается в работу только при отклонениях момента силы от расчетного. Так, если момент силы в системе «долото — забой» оказывается ниже расчетного, вследствие пониженной моментоемкости или нагрузки на долото, то винтовая пара переходит на насосный режим, частично разгружая при этом буровой насос. При возникновении в системе «долото — забой» момента силы выше расчетного винтовая пара переходит на двигательный режим, создавая дополнительный момент силы при соответствующих перепадах давления.

Происходит улучшение условий работы осевой опоры двигателя на режиме холостого хода и близкого к нему. При этом через винтовой ротор на опору действует сила, направленная снизу вверх, частично уравновешивая гидравлическую силу от перепада давления на турбине. По мере нагружения двигателя сила, действующая на винтовой ротор, снижается, однако примерное силовое равновесие на осевой опоре сохраняется в результате компенсирующего действия силы реакции забоя. Такой механизм силового взаимодействия не только допускает применение в низкооборотной машине резинометаллической опоры, но и позволяет нарабатывать на ней до 600 ч.

Принципиальное значение имеет место расположения винтового модуля в турбинно-винтовом двигателе. При размещении винтового модуля над турбинными секциями удается существенно снизить влияние поперечных вибраций на работу долота. Такое размещение винтового модуля исключает аварийно-опасное раскрепление двигателя, повышает надежность узлов соединения винтового ротора с роторной системой турбинной части двигателя.

Изготовитель: ОАО НПО « Буровая техника» .

3.7. 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 типов РТБ-394, РТБ-445, РТБ-490, РТБ-590, РТБ-640 (рис. 3.57), 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

Рис. 3.57. Роторно-турбинный бур типа РТБ

Рис. 3.58. Реактивно-турбинный бур:
1 — переводник; *2* — траверса; *3* — ниппель; *4* — переводник предохранительный; *5* — переводник глухой; *6* — турботур; *7* — хомут верхний; *8* — груз-утяжелитель верхний; *9* — груз-утяжелитель средний; *10* — груз-утяжелитель нижний; *11* — плита; *12* — переводник вала; *13* — долото

забуривать новые стволы из скважин с искривлением более 3—4°, расширять и прорабатывать скважины с меньшей кривизной.

Роторно-турбинные буры комплектуются верхними секциями со шпинделями турбобуров типа 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 призводят 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 [29].

Основные конструктивные параметры роторно-турбинных буров и их энергетические характеристики при соответствующих расходах воды приведены в табл. 3.40.

Изготовитель: Кунгурский машиностроительный завод (КМЗ).

Реактивно-турбинные буры типов РТБ-760, РТБ-920, РТБ-1020, РТБ-1260, РТБ-1560, РТБ-2080, РТБ-2600, предназначены для бурения водопонижающих и другого назначения скважин, вспомогательных и вентиляционных шахтных стволов диаметром от 760 до 2600 мм. Общий вид реактивно-турбинного бура приведен на рис. 3.58.

Реактивные силы, возникающие в процессе бурения бурами типа РТБ,

Таблица 3.40

Технические характеристики роторно-турбинных буров типа РТБ

Показатель	РТБ-394	РТБ-445	РТБ-490	РТБ-590	РТБ-640
Диаметр ствола при бурении, мм	394	445	490	590	640
Диаметр корпуса турбобура, мм/число долот	172/2	195/2	195/2	195/2	195/2
Диаметр долота номинальный, мм	190,5	215,9	269,9	269,9	295,3
Расход бурового раствора, л/с	50—56	60—70	60—70	60—70	60—70
Максимальный поперечный размер бура, мм	382	435	480	576	624
Нагрузка на долото рекомендуемая, кН, не более	80	105	120	155	165
Масса бура, кг	8 200	10 800	12 000	15 800	17 000

Таблица 3.41

Технические характеристики реактивно-турбинных буров типа РТБ

Показатель	РТБ760	РТБ920	РТБ1020	РТБ1260	РТБ1560	РТБ2080	РТБ2600
Диаметр ствола при бурении, мм	760	920	1020	1260	1560	2080	2600
Тип/число турбобуров		Т12РТ-240 / 2		Т12РТ-240 / 3		Т12РТ-240 / 4	
Диаметр, мм/число долот	349,2 / 2	444,5 / 2	490 / 2	444,5 / 3	490 / 3	490 / 3	490/3 750°/1
Расход бурового раствора, л/с	100—110	100—110	100—110	150—165	150—165	150—165	150—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

могут оказаться достаточными для вращения бура на забое (вращение бурильной колонны ротором в этом случае исключается. Диаметр и глубина бурения скважин обусловливается грузоподъемностью буровой установки, характеристикой буровых насосов, типоразмерами и числом используемых турбобуров, диаметром бурильных труб и т.д.

Основные параметры реактивно-турбинных буров и их энергетические характеристики при соответствующих расходах воды приведены в табл. 3.41.

Изготовитель: Кунгурский машиностроительный завод (КМЗ).

Разработчик и справочная информация: ОАО НПО «Буровая техника».

3.8. НЕСТАНДАРТНОЕ ОБОРУДОВАНИЕ ДЛЯ ОСНАЩЕНИЯ ЦЕХОВ ПО РЕМОНТУ ГИДРАВЛИЧЕСКИХ ЗАБОЙНЫХ ДВИГАТЕЛЕЙ

Комплект нестандартного оборудования предназначен для ремонта и обслуживания гидравлических забойных двигателей любого типа, в состав которого могут быть включены:

ключ турбобурный типа К-2 или К-7 для свинчивания и развинчивания корпусов с резьбовыми соединениями;

стенды распрессовочные типа СР-35 или СР-70 для извлечения вала с пакетом деталей из корпуса забойного двигателя при разборке и введения его в корпус при сборке;

установка моечная для мойки и сушки воздухом узлов и деталей ГЗД после их ремонта;

Стенд обкаточно-испытательный для обкатки и снятия характеристики ГЗД после их ремонта.

Опытное производство Пермского филиала ВНИИБТ по требованию заказчика может поставить как комплектное оборудование, так и отдельные узлы его, не связывая их с поставкой всего комплекта.

В зависимости от наличия производственных мощностей для размещения оборудования и имеющихся видов энергоносителей (электроэнергия, сжатый воздух, пар, горячая вода и т.п.) по техническим требованиям заказчика в конструкцию механизмов указанного оборудования могут быть внесены соответствующие изменения, обеспечивающие их эффективное использование при минимальных затратах на эксплуатацию.

3.8.1. КЛЮЧИ ТУРБОБУРНЫЕ

Ключи турбобурные типов К-2 и К-7 (рис. 3.59) предназначены для свинчивания и развинчивания резьбовых соединений корпусных деталей забойных двигателей при их ремонте. Ключ состоит из привода вращения патрона *1*, пульта управления *2* и механизма задержки *3*, установленного подвижно на стальной раме. Шпиндель привода вращения и задерживающее устройство ключа имеют центральное проходное отверстие, что делает возможным сборку-разборку любых компоновок ГЗД. Активная система измерения крутящего момента производит контроль его во время ра-

Рис. 3.59. Ключ турбобурный типа К-2(7):
1 — привод вращения патрона; *2* — пульт управления; *3* — механизм задержки; *4* — рама стальная

Таблица 3.42

Технические характеристики ключей турбобурных типов К-2 и К-7

Показатели	К-2	К-7
Диапазон диаметров зажимаемых деталей, мм	54—127	80—240
Максимальный крутящий момент, кг·м	2200	7000
Диапазон частоты вращения патрона, об/мин	2—4	1,3—17
Давление воздуха в пневмосистеме, МПа	—	0,6—0,8
Габаритные размеры, мм	7100×2100×1200	8000×2000×1500
Масса, кг	2700	8500
Параметры привода:		
тип электродвигателя с фазным ротором	МТФ-112-6	МТФ-312-6
мощность электродвигателя, кВт	5,0	15,0
частота вращения, об/мин	960	960
Напряжение в сети переменного тока, В	380	380
Управляющий контроллер	ККТ-61	ККТ-61

боты и автоматическое отключение привода вращения при достижении заданных параметров. Высокую производительность ремонтных работ обеспечивает регулируемое круговое вращение приводного патрона.

Основные параметры ключей типов К-2 и К-7 приведены в табл. 3.42.

Изготовитель: Пермский филиал ВНИИБТ.

3.8.2. СТЕНДЫ РАСПРЕССОВОЧНЫЕ ТИПА СР-35 И СР-70

Стенд распрессовочный типа СР-35 и СР-70 (рис. 3.60) применяется при ремонте ГЗД, в том числе:

для извлечения роторов из статоров винтовых забойных двигателей;

для извлечения валов с набранными и закрепленными на них деталями из корпусов шпинделей, а также заталкивания их в корпус;

для распрессовки турбинных и шпиндельных секций турбобуров.

Стенд может быть использован для работы с другими видами изделий, требующими использования при сборке — разборке осевых (толкающих) усилий. Высокая безопасность и производительность ремонтных работ

Рис. 3.60. Стенд распрессовочный типа СР-35(70) конструкции Пермского филиала ВНИИБТ:
1 — привод лебедки; *2* — захват; *3* — пресс; *4* — маслостанция; *5* — пульт управления

Таблица 3.43

Технические характеристики распрессовочных стендов типов СР-35 и СР-70

Показатели	СР-35	СР-70
Диапазон диаметров ГЗД, устанавливаемых на стенд, мм	54 – 127	54 – 240
Максимальное усилие распрессовки (тянущее), т	35	70
Рабочее давление гидроцилиндра, МПа	14,5	25,0
Рабочий ход гидроцилиндров, мм	3500	7000
Скорость прямого хода, мм/мин	1750	1460
Скорость обратного хода, мм/мин	4870	4060
Габаритные размеры (без гидростанции), мм	9000×680×700	17000×1100×500
Масса, кг	2200	3200
Параметры гидростанции:		
насос шестеренчатый	НШ-32-4	НШ-32-4
мощность электродвигателя, кВт	22	22
частота вращения привода, об/мин	1460	1460
объем масла, л	277	277
производительность насоса, л/мин	43	43
марка используемого масла	ИГП-18 (И-20А)	ИГП-18 (И-20А)

обеспечивается размещением гидроцилиндров внутри рамы стенда и увеличенным (на всю длину рамы) рабочим ходом.

Основные параметры стендов распрессовочных приведены в табл. 3.43.

Изготовитель: Пермский филиал ВНИИБТ

3.8.3. МОЕЧНАЯ УСТАНОВКА

Моечная установка (рис. 3.61) предназначена для мойки и сушки воздухом узлов и деталей ГЗД после их ремонта. Моечная установка состоит из емкости *1* для подогрева и сбора воды, коллектора *2* для ввода горячей

Рис. 3.61. Установка моечная конструкции Пермского филиала ВНИИБТ:
1 — емкость для подогрева воды; *2* — коллектор подачи горячей воды; *3* — насосная установка; *4* — площадка моечная; *5* — емкость для сбора масла

воды, насосной установки *3* с электроприводом, моечной площадки *4* и емкости *5* для сбора масла после мойки.

Техническая характеристика моечной установки

Давление рабочей жидкости, м вод. ст.	35
Производительность насоса, л/с	3,5
Температура моющего раствора, °С	До 45
Время нагрева воды, ч	≈ 4
Давление в пневмосистеме, МПа	0,6 – 0,8
Длина деталей в мойке, мм	До 2300
Вес деталей в мойке, кг	До 400
Габаритные размеры, мм:	
длина	4150
ширина	3140
высота	2540
Масса, кг	2500

Изготовитель: Пермский филиал ВНИИБТ.

В последнее десятилетие в качестве моечной установки забойных двигателей с наибольшим эффектом стали применяться импортные (из Германии) моечные установки для мойки автомобилей, снабженные устройствами для получения горячей воды и пара.

3.8.4. СТЕНДЫ ОБКАТОЧНО-ИСПЫТАТЕЛЬНЫЕ ТИПА СОИ

Стенды обкаточно-испытательные типов СОИ-250, СОИ-500 и СОИ-1500 (рис. 3.62) предназначены для проверки качества проведенного ремонта гидравлических забойных двигателей (ГЗД); снятия параметров и энергетических характеристик ГЗД; проведения обкатки ГЗД после ремонта с целью обеспечения взаимной приработки сопрягаемых деталей и узловых соединений.

Выпускаются стенды с добавлением в шифре индекса (К), укомплектованного персональным компьютером с программным пакетом автоматической обработки результатов испытаний.

Рама стендов типов СОИ-500 и СОИ-1500 имеет возможность сегмент-

Таблица 3.44

Основные параметры обкаточно-испытательных стендов типа СОИ гидравлических забойных двигателей конструкции Пф ВНИИБТ

Показатель	СОИ-250 (К)	СОИ-500 (К)	СОИ-1500 (К)
Диапазон диаметров ГЗД, мм	54 – 127	85 – 240	85 – 240
Максимальный момент торможения, кН·м	2,50	5,00	15,00
Максимальная частота вращения вала ГЗД, $с^{-1}$	41,6	41,6	11,8
Тип установочной базы	Цельная с механическим зажимом	Сегментная с гидрозажимом	
Габаритные размеры (без гидростанции), мм	9300×850×950	14500×2100×1200	16000×2100×1200
Масса стенда, кг	2200	4500	6800
Параметры гидростанции с электроприводом:			
тип электродвигателя		АИРХ160S6	
напряжение, В		380	
мощность, кВт		11	
частота вращения, об/мин		1000	
объем бака для масла, л		110	
тип приводного насоса		НШ-32А-3	
производительность, л/мин		30	
марка используемого масла		И-20А	

Рис. 3.62. Стенд обкаточно-испытательный типа СОИ (К):
1 — муфта порошковая; *2* — редуктор; *3* — бак; *4* — опора; *5* — пульт управления; *6* — гидравлический забойный двигатель; *7* — переводник для подвода рабочей жидкости

ного поворота для установки гидравлических забойных двигателей в криволинейной компоновке, а гидравлические зажимы производят быстрое и надежное их закрепление. Комплекс датчиков обеспечивает контроль частоты вращения и крутящего момента на валу испытываемого двигателя, а также расход и давление промывочной жидкости. Прямая активная система измерения крутящего момента позволяет получить точные рабочие характеристики двигателя.

Комплектация стенда компьютером с программным пакетом автоматической обработки данных испытаний (вариант К) обеспечивает высокую точность построения графиков и таблиц рабочих характеристик испытываемых двигателей.

Основные параметры и технические характеристики стендов типа СОИ приведены в табл. 3.44.

Изготовитель: Пермский филиал ВНИИБТ.

4

ОПОРНО-ЦЕНТРИРУЮЩИЕ ИНСТРУМЕНТЫ

К опорно-центрирующим инструментам относятся элементы бурильной колонны (калибраторы, центраторы и стабилизаторы), устанавливаемые в нижней ее части для обеспечения процесса сооружения скважины с заданными параметрами по эффективному диаметру и пространственному положению.

Отечественной промышленностью освоены калибраторы и центраторы лопастного и шарошечного типов для роторного бурения и с использованием забойных двигателей — турбинных и винтового типа.

4.1. КАЛИБРАТОРЫ, ЦЕНТРАТОРЫ И СТАБИЛИЗАТОРЫ

Калибратор предназначен для калибрования стенок ствола скважины до номинального диаметра при износе долота в абразивных породах, а также центрирования и улучшения условий работы долота, нижней части компоновки бурильной колонны, в том числе забойного двигателя. Калибратор устанавливается над долотом. Применение калибратора позволяет получить ствол скважины максимального эффективного диаметра.

Калибраторы в зависимости от конструктивных особенностей рабочих элементов подразделяются на лопастные и шарошечные.

Центратор предназначен для центрирования нижней части бурильной колонны и забойного двигателя, стабилизации или изменения направления ствола скважины. Центратор устанавливается в колонне бурильных труб или на корпусе забойного двигателя.

Стабилизатор предназначен для стабилизации направления ствола скважины и устанавливается в нижней части колонны бурильных труб над калибратором. В качестве стабилизатора могут использоваться калибраторы и центраторы. Число используемых одновременно стабилизаторов может быть до трех.

Виды, области применения и типы вооружения этих устройств приведены в табл. 4.1.

Таблица 4.1

Типы конструкций, виды, типы вооружения и области применения опорно-центрирующих устройств бурильной колонны труб

Устройство	Конструктивное исполнение	Вид	Тип	Твердость породы	Тип вооружения
Калибратор	Лопастной с прямыми лопастями	К	МС	Мягкие и средней твердости	Твердосплавные вставки
		КА	СТ	Средней твердости и твердые	Природные и синтетические алмазы, твердосплавные вставки
		КИ	МСТ	Мягкие, средние и твердые	Славутич, твердосплавные вставки
	Лопастной со спиральными лопастями	КС	СТ	Средней твердости и твердые	Твердосплавные вставки
		КСА			Природные и синтетические алмазы, твердосплавные вставки
		КСИ	СТК	Средние, твердые и крепкие	Славутич, твердосплавные вставки
	Шарошечный	КШ	МС	Мягкие, средние	Зубья, выполненные заодно с телом шарошки
			СТ	Средней твердости и твердые	
			ТК	Твердые и крепкие	Твердосплавные вставки
Центратор забойного двигателя	Лопастной с прямыми лопастями	ЦД	МСТ	Мягкие, средние и твердые	Твердосплавные вставки
			МСТК	Мягкие, средние, твердые, крепкие	Славутич, твердосплавные вставки
	Лопастной со спиральными лопастями	ЦДС	МСТ	Мягкие, средние и твердые	Твердосплавные вставки
			МСТК	Мягкие, средние, твердые, крепкие	Славутич, твердосплавные вставки
	Шарошечный	ЦДШ	МС	Мягкие и средней твердости	Зубья, выполненные на теле шарошки
			ТК	Твердые и крепкие	Твердосплавные вставки
Центратор колонный	Лопастной с прямыми лопастями	Ц	МСТ	Мягкие, средние и твердые	Твердосплавные вставки
			МСТК	Мягкие, средние, твердые и крепкие	Славутич, твердосплавные вставки
	Лопастной со спиральными лопастями	ЦС	МСТ	Мягкие, средние и твердые	Твердосплавные вставки
			МСТК	Мягкие, средние, твердые и крепкие	Славутич, твердосплавные вставки
	Шарошечный	ЦШ	МС	Мягкие и средней твердости	Зубья, выполненные на теле шарошки
			ТК	Твердые и крепкие	Твердосплавные вставки
Стабилизатор	Лопастной с прямыми лопастями	С	–	Мягкие, средние и твердые	Твердый сплав (наплавочный или вставки)
	Лопастной со спиральными лопастями	СС			

Номенклатура выпускаемых серийно калибраторов и центраторов приведена в табл. 4.2.

Пример условного обозначения калибратора со спиральными лопастями вида КС, типа СТ, диаметром 215,9 мм, пятой модели: 5-КС215,9СТ.

Таблица 4.2

Перечень типоразмеров и видов выпускаемых центраторов и калибраторов

Вид	Тип	Условный диаметр калибратора, мм															
		140	159	165	188	190	214	216	245	270	295	394	445	490	552	555	590
К	МС	+						+			+	+				+	
	МСТ							+		+	+	+					
КС	СТ	+	+	+		+		+		+	+	+		+			+
	СТК	+			+	+	+	+			+	+					
КШ	МС	+						+			+						
	МСТК							+			+						
Ц	МСТ							+		+	+	+			+		
ЦС	МСТ					+		+		+	+	+					
ЦШ	ТК							+	+	+	+	+					
ЦД	МСТ						+	+			+						

В настоящее время отечественными машиностроительными заводами выпускаются следующие типы калибраторов, центраторов и стабилизаторов:

калибраторы лопастные спиральные;

калибраторы лопастные в антисальниковом исполнении;

калибраторы лопастные с прямыми лопастями;

центраторы забойного двигателя передвижные;

калибраторы шарошечного типа;

стабилизаторы лопастного типа.

Каждый типоразмер калибратора, центратора и стабилизатора имеет свои характерные особенности, которые определяют его назначение и область применения.

4.2. КАЛИБРАТОРЫ И ЦЕНТРАТОРЫ ЛОПАСТНОГО ТИПА

Калибраторы и центраторы лопастного типа (рис. 4.1) являются наиболее простой конструкцией калибраторов, предназначенных для использования при бурении глубоких скважин на нефть и газ. Калибратор состоит из ствола с тремя или четырьмя вертикальными лопастями, армированными твердосплавными штырями. Причем штыри в калибраторе или запрессованы в отверстия в лопастях, или расположены в пазах вдоль лопасти и заплавлены.

Для установки между секциями УБТ калибраторы и центраторы изготавливаются с верхней муфтовой и нижней ниппельной замковыми резьбами по ГОСТ 5286–75. А для установки над долотом – с двумя муфтовыми резьбами.

Калибраторы диаметром 394 мм и более могут быть выполнены как единое целое трехгранного вида, так и со сменными калибрующими элементами, устанавливаемыми на шпонках и закрепляемыми специальной втулкой (рис. 4.1, *б*, *в*). Кроме трехлопастных ВНИИБТ разработана [14] конструкция четырехлопастного калибратора для бурения стволов диаметром 346 и 394 мм. Калибратор (рис. 4.1, *г*) состоит из ствола *1*, лопастей *6*, армированных твердосплавными штырями *3*, и переводников *7* и *8* с муфтовой *9* и ниппельной *10* замковыми резьбами по ГОСТ 5286–75.

Калибраторы в отличие от центраторов, как правило, выполняются с

Рис. 4.1. Калибраторы и центраторы лопастные:
а — трехлопастной; *б* — с трехлопастной съемной муфтой; *в* — с трехлопастной составной муфтой; *г* — четырехлопастной; *1* — ствол; *2* — муфта с армированными лопастями; *3* — твердосплавные штыри; *4* — шпонка; *5* — втулка фиксирующая; *6* — лопасть сменная; *7, 8* — переводники; *9, 10* — резьба замковая муфтовая и ниппельная

более мощной защитой твердосплавным вооружением лопастей от износа в связи с особенностями выполняемой ими работы.

Центраторы и калибраторы изготавливаются со следующими основными размерами: диаметр наружный — 139,7—311,1 мм; длина — 1000—1800 мм; длина контакта лопастей — 260—400 мм.

В последние годы в ОАО НПО «Буровая техника» разработан новый принцип классификации колонных и наддолотных калибраторов (стабилизаторов) лопастного типа, приведенный в табл. 4.3, который учитывает как трудоемкость их изготовления, так и требования потребителей с учетом особенностей их применения. В этих калибраторах предусмотрена запрессовка твердосплавных зубков из сплава ВК-8 диаметром от 10 до 14 мм; высота лопастей от 0,8 до 2,5 диаметра долота (по требованию потребите-

Таблица 4.3

Калибраторы и стабилизаторы лопастные конструкции ОАО НПО «Буровая техника»

Параметры	Тип исполнения и предельные значения					
	I	II	III	IV	V	VI
Номинальный диаметр D, мм	120,6—508,0		215,9—311,1		295,3—508,0	
Диаметр ствола D_1 и D_2, мм	В соответствии $D_н$ для замковых резьб по ГОСТ Р 50864—96					
Диаметр внутренний D_0, мм	40—90		70—90		90—100	
Диаметр по впадинам D_3, мм	D_1		D_2		D_3	
Длина L, мм	До 2500 $(100\ D)_{max}$					
Длина лопастей $L_к$, мм	0,8—2,5 D					
Тип армировки лопастей	Запрессовка зубков диаметром 10—14 мм из сплава ВК-8					
Типоразмер замковой резьбы *A, B, C, E*	В соответствии с ГОСТ Р 50864—96 (по заказу)					
Резьба *F*	Резьба специальная цилиндрическая, трапецеидальная					

Рис. 4.2. Калибраторы спиральные колонные и наддолотные конструкции ОАО НПО «Буровая техника» (см. табл. 4.3)

ля); типоразмер резьбы и длина L_1 под ключ — по требованию потребителя. В связи с этим длина калибратора и его конструкция определяются требованиями потребителя. Общий вид таких калибраторов приведен на рис. 4.2.

Пример обозначения калибратора (стабилизатора) исполнения III с наружным диаметром 311 мм, внутренним диаметром 70 мм, длиной 1900 мм, с высотой калибрующей части 381 мм и резьбой А/Е: калибратор IIIКС 311, D_0 = 70, L = 1900, $L_к$ = 381 мм, резьба А/Е = З-171/З-152.

Изготовитель: ОАО НПО «Буровая техника».

Изготавливаются калибраторы и центраторы лопастные типов 1К и 2К (с вертикальными лопастями для бурения в мягких и средней твердости породах) и 1КС и 2КС (со спиральными лопастями для бурения в породах от средних до твердых) с защитой от износа вставными твердосплавными штырями из сплава ВК6 — ВК15. Основные параметры указанных калибраторов, предусмотренные ТУ 3664-004-00221801—96, приведены в табл. 4.4 [49].

Таблица 4.4

Технические характеристики лопастных калибраторов конструкции ОАО «Завод «Сибнефтегазмаш»

Показатель	1К215,9МС	1КС215,9СТ	2К295,3МС	2КС295,3СТ
Номинальный диаметр, мм	215,9	215,9	295,3	295,3
Диаметр промывочного отверстия, мм	60	60	100	100
Допустимая нагрузка, кН	250	250	350	350
Присоединительная резьба по ГОСТ 28487	З-117*	З-117*	З-152*	З-152*

* По требованию заказчика может быть выполнена и другая замковая резьба

Рис. 4.3. Центратор типа ЦБИ:
1 — ребра; *2* — корпус; *3* — резьба; *4* — расточка внутренняя; *5, 7* — конические поверхности; *6* — элемент зажимной; *8* — бурт; *9* — гайка запорная; *10* — элемент расклинивающий; *11* — прорезь; *12* — втулка

Изготовители:
ОАО «Волгабурмаш».
ОАО «Завод «Сибнефтегазмаш».

Центратор бурильного инструмента типа ЦБИ (рис. 4.3) предназначен для центрирования нижней части бурильной колонны.

Центратор состоит из корпуса *2*, с ребрами *1* и внутренней расточкой *4* на верхнем торце; зажимных элементов *6* с внутренней насечкой и наружными противоположно направленными коническими поверхностями *5* и *7*; связанной с ними верхней части корпуса с помощью резьбы *3*; запорной гайки *9*; расклинивающего элемента *10* с внутренней насечкой и резьбой под болт. Запорная гайка *9* выполнена с внутренней эксцентричной расточкой для размещения в ней элемента *10*. Первая из конических поверхностей *5* зажимного элемента *6* взаимодействует с конической поверхностью расточки *4* корпуса, а вторая его коническая поверхность *7* взаимодействует с внутренней поверхностью запорной гайки под эксцентричной расточкой. Зажимные элементы *6* выполнены с буртом *8* для демонтажа устройства. Втулка *12*, ввинченная в запорную гайку *9*, предохраняет расклинивающий элемент *10* от выпадения его в скважину.

Центратор типа ЦБИ собирается следующим образом.

На подвешенную бурильную трубу снизу надевают с ослабленной резьбой *3* центратор в собранном виде. С помощью болта (не показан), пропущенного через прорезь *11* запорной гайки *9* и соединительного элемента *10*, проворачивают последний по часовой стрелке до момента заклинивания его между запорной гайкой *9* и бурильной трубой. Затем выворачивают болт и цепным ключом проворачивают запорную гайку *9* против часовой стрелки, тем самым закрепляя ее на бурильной трубе с помощью расклинивающего элемента *10*. После этого этим же ключом закрепляют корпус *2* относительно запорной гайки *9*, при этом зажимные элементы 6 прижаты к бурильной трубе.

В скважине при осевой нагрузке на центратор поверхности *5* и *7* усиливают закрепление его на бурильной трубе. При приложении тангенциальной нагрузки на центратор увеличивается расклинивающее усилие на элемент *10*, благодаря чему центратор не проворачивается относительно трубы. При этом усилие передается гайке *9*, которая сама затягивает резьбу *3*, и в случае ее ослабления сильнее прижимает зажимные элементы *6* к трубе. Вынесенный за пределы центратора элемент *10* позволяет производить эксцентричную расточку под сектор во всех размерах центраторов.

Рис. 4.4. Калибратор лопастной со спиральными лопастями типа КЛС конструкции НПП «Азимут»

На конструкцию центратора типа ЦБИ выдано авторское свидетельство.

Изготовитель: ОАО НПО «Буровая техника».

Калибраторы лопастные конструкции ОАО НПО «Буровая техника» в зависимости от типа вооружения выпускаются под шифрами К, 5КС, 8К, 9-К, 9КП, 10КСИ и 13КСИ.

Калибратор К, 5КС, 8К и 9-К предназначены для калибрования стволов скважин, центрирования и улучшения условий работы долот и забойных двигателей при бурении нефтяных и газовых скважин различного назначения диаметром от 138,1 до 393,7 мм в породах с различными механическими свойствами — от мягких до твердых. Калибратор представляет собой единую полую деталь с тремя спиральными или четырьмя прямыми вертикально расположенными лопастями. Для соединения с другими деталями бурильной колонны калибраторы оснащены снизу и сверху присоединительными замковыми резьбами по ГОСТ 5286—75 или ГОСТ Р 50864—96. Через внутренний канал осуществляется прокачка бурового раствора.

Лопасти спиральных калибраторов типов К, 5КС, 10КСИ и 13КСИ полностью перекрывают в плане сечение скважины и образуют непрерывный круговой контакт с ее стенкой. Такие калибраторы рекомендуется использовать при бурении пород средней твердости и твердых. Калибраторы типов 8К, 9-К и 9КП с прямыми вертикальными лопастями позволяют снизить гидравлические сопротивления при бурении мягких пород, склонных к набуханию и образованию толстой глинистой корки. Лопасти калибраторов армируются твердосплавными зубками из вольфрамо-кобальтовых сплавов (К, 5КС) или алмазно-твердосплавными пластинами (КСИ).

От известных конструкций наддолотные калибраторы ОАО НПО «Буровая техника» отличаются: увеличенной концентрацией вооружения по концам лопастей, обеспечивающей их равностойкость по всей длине и со-

Таблица 4.5

Основные технические характеристики лопастных калибраторов типа КЛС конструкции НПП «Азимут»

Тип калибратора	Наружный диаметр, мм	Присоединительная резьба по ГОСТ 28487—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 139,9 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 МС	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

хранение центрирующих свойств до полного износа вооружения; минимальной металлоемкостью конструкции.

Изготовители: заводы ОАО НПО «Буровая техника» — типов 5КС-138,1СТ, К-215,9МС-2, 5КС-215,9СТ-2, К-295,3МС, К-295,3МС-2, 5КС-295СТ, 8К-393,7МС, 9КП-215,9МСТ, 10КСИ-215Ю9СТК, 13КСИ-295,3СТК.

Калибратор лопастной типа КЛС со спиральными лопастями (рис. 4.4) конструкции НПП «Азимут» представляет собой переходный переводник с тремя спирально расположенными приваренными лопастями, армированными твердосплавными вставками для уменьшения износа, и замковыми присоединительными резьбами по ГОСТ 5286—75. Параметры калибраторов типа КЛС приведены в табл. 4.5.

Изготовители: НПП «Азимут» и др.

4.3. КАЛИБРАТОРЫ ШАРОШЕЧНЫЕ УНИФИЦИРОВАННЫЕ ТИПА КШУ

Калибраторы шарошечные типа КШУ (рис. 4.5) 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, а расширение желобов осуществляется снизу вверх.

Размерный ряд и технические характеристики калибраторов типа КШУ приведены в табл. 4.6. 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 с фрезерованным, твердосплавным или комбинированным вооружением.

Шарошки имеют герметизированные маслонаполненные опоры качения. Клиновое крепление калибрующих узлов позволяет восстанавливать номинальный диаметр калибратора при его износе до 6 мм. Присоединительные резьбы: З-171.

Число запасных комплектов породоразрушающих узлов и типы шарошек определяются при заказе.

Изготовители:

Опытный завод ВНИИБТ ОАО НПО «Буровая техника».

Экспериментальный завод ВНИИБТ.

Рис. 4.5. Схема шарошечного калибратора типа КШУ:
1 — корпус; *2* — клинья; *3* — узел калибрующий

Таблица 4.6

Технические характеристики калибраторов типа КШУ

Тип калибратора	Диаметр скважины, мм		Длина, мм	Масса, кг	Максимальная частота вращения, об/мин
	Номинальный	Минимальный			
КШУ 393,7 СТК	393,7	380	900	280	150
КШУ 444,5 СТК	444,5	430	1050	320	120
КШУ 555,0 СТК	555	540	1250	510	90

4.4. КАЛИБРАТОРЫ ЛОПАСТНЫЕ СО СМЕННОЙ МУФТОЙ

Калибраторы лопастные спиральные типов 8КС-295,3СТ и 8КС-393,7СТ (рис. 4.6) являются наддолотными калибрующими и опорно-центрирующими устройствами. Они 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 устанавливается на корпус с помощью резьбы. В корпусе выполнен центральный промывочный канал, внутренние замковые присоединительные резьбы по концам и коническая резьба с упорным торцом под муфту. Технические характеристики калибраторов приведены в табл. 4.7.

Для бурения в мягких породах с прослоями пород средней твердости выпускаются калибраторы типов 8К-295,3МС и 8К-393,7МС с шестью прямыми лопастями на сменных муфтах.

От известных конструкций калибраторы типов 8-КС и 8-К отличаются увеличенной концентрацией вооружения по концам лопастей и наличием в теле последних антисальниковых промывочных отверстий.

Калибраторы являются простым и надежным средством для решения задач по безориентируемому управлению траекторией стволов глубоких скважин и повышению их качества. Это позволяет осуществлять спуск обсадных колонн до требуемых глубин без дополнительных проработок и осложнений.

Кроме указанных, калибраторы имеют также варианты исполнения по

Таблица 4.7

Технические характеристики спиральных лопастных калибраторов типов 8К и 8КС

Показатели	8КС-295,3СТ	8К-295,3МС	8КС-393,7СТ	8КС-393,7МС
Наружный диаметр, мм	295,3	295,3	393,7	393,7
Длина, мм	850	863	1270	1270
Длина лопастей, мм	409	463	458	455
Диаметр центрального промывочного отверстия, мм	100	103	80	80
Вооружение лопастей калибратора	Твердосплавные вставки Г54 диаметром 12х10-ВК4-8 ТУ 48-19-281—77			
Максимально допустимая осевая нагрузка, кН	300	350	400	400
Масса, кг	200	260	400	450

Рис. 4.6. Схема калибратора лопастного спирального типа 8-КС со сменной муфтой:
1 — резьба замковая (муфта); *2* — корпус; *3* — сменная муфта со спиральными калибрующими лопастями; *4* — резьба замковая (ниппель)

Рис. 4.7. Калибратор-центратор типа КЦЛ:
1 — корпус; *2* — уплотнение сальниковое; *3* — лопасть; *4* — втулка

наружному диаметру и выпускаются типов 8КС-293,7СТ; 8КС-292,1СТ; 8КС-390,5СТ; 8КС-387,3СТ; 8К-292,1МС и 8К-390,5МС.

Калибратор-центратор лопастной типа КЦЛ (рис. 4.7) предназначен для использования в компоновке низа бурильной колонны в качестве калибрующего и опорно-центрирующего элемента при бурении скважин диаметром 215,9, 244,5, 269,9, 295,3 и 393,7 мм роторным и турбинным способами в сложных горно-геологических условиях, характеризующихся высокой прочностью, абразивностью и пластичностью горных пород.

Калибратор типа КЦЛ состоит из корпуса *1* и втулки *4* с приваренными четырьмя лопастями *3*. Втулка наворачивается на корпус на резьбе типа РКТ. В верхней части торцевого упора между втулкой и корпусом расположено резиновое уплотнение *2*, которое предохраняет попадание илового шлама в резьбовое соединение. Калибратор-центратор имеет два запасных породоразрушающих комплекта, которые представляют собой втулки с

приваренными лопастями. Рабочие поверхности лопасти армированы твердосплавными штырями, в средней части лопасти имеются противосальниковые окна. Лопасть шириной 75 мм и длиной 300 мм наклонена относительно оси корпуса на угол 15° по ходу часовой стрелки. Применение калибраторов типа КЦЛ при бурении нефтяных и газовых скважин позволяет получать хорошее качество ствола, что обеспечивает нормальную проходимость (до забоя) обсадной колонны и не требует значительных затрат времени на его подготовку перед спуском колонн. Установка КЦЛ в КНБК непосредственно над долотом улучшает показатели их работы, а в пластичных глинистых породах существенно уменьшает возможность сальникообразования. Смена отработавшего комплекта на запасной осуществляется непосредственно в условиях буровой.

По сравнению с серийно выпускаемыми лопастными калибраторами показатели работы одного сменного породоразрушающего комплекта по стойкости в 1,5 раза, а по скорости в 1,3 раза больше. Стоимость одного комплекта КЦЛ на 30—35 % ниже трех лопастных серийных калибраторов.

Изготовители:
Опытный завод ВНИИБТ ОАО НПО «Буровая техника».
Экспериментальный завод ВНИИБТ.

4.5. КОЛОННЫЕ ЦЕНТРАТОРЫ И КАЛИБРАТОРЫ ДЛЯ РОТОРНОГО БУРЕНИЯ

Калибраторы и центраторы для роторного бурения (рис. 4.8) предназначены для использования в конструкции низа бурильной колонны в качестве опорно-центрирующих и калибрующих устройств при бурении глубоких скважин на нефть и газ с высокими осевыми нагрузками на долото в сложных горно-геологических условиях.

Колонные калибраторы и центраторы для роторного бурения изготавливаются из высокопрочной хромоникелевой катаной стали и представляют единую деталь с тремя спиральными лопастями, армированными твердосплавными зубками из вольфрамокобальтовых сплавов. Лопасти полностью перекрывают сечение скважины и обеспечивают круговой контакт с ее стенками.

Для установки между секциями УБТ колонные центраторы изготавливаются с внутренними и наружными замковыми присоединительными резьбами. Для установки над долотом калибратор изготавливается с двумя внутренними резьбами.

От аналогичных устройств других фирм колонные центраторы для роторного бурения обладают повышенной прочностью и выгодно отличаются вооружением лопастей с большей концентрацией

Рис. 4.8. Схема колонного центратора со спиральными лопастями для роторного бурения

вооружения по концам, обеспечивающей их равностойкость по всей длине и сохранение центрирующих свойств до полного износа вооружения. Кроме того, на нижних заходных фасках калибраторов выполняется специальное режущее вооружение. Оно позволяет повысить качество калибрования стволов и существенно снизить крутящий момент при вращении КНБК.

Основные размеры колонных центраторов следующие: номинальный наружный диаметр — 120,6—555 мм, длина L — 600—1800 мм, длина лопастей l — 260—400 мм.

Изготовители:

Опытный завод ВНИИБТ ОАО НПО «Буровая техника».

Экспериментальный завод ВНИИБТ.

4.6. ПЕРЕДВИЖНОЙ ЦЕНТРАТОР ЗАБОЙНОГО ДВИГАТЕЛЯ ТИПА 3-ЦДП

Передвижные центраторы забойного двигателя типа 3-ЦДП (рис. 4.9) предназначены для управления зенитным углом скважины со стабилизацией азимута. Передвижной центратор состоит из муфты с шестью прямыми лопастями, армированными износостойким твердосплавным вооружением, и цанги с одной ступенчатой прорезью. Муфта и цанга свинчиваются посредством конической резьбы. Для закрепления центратора на корпусе двигателя муфта навинчивается на цангу, последняя сжимается, охватывая поверхность корпуса двигателя и обеспечивая закрепление центратора за счет возникающей силы трения покоя. С целью увеличения силы трения покоя на внутренней поверхности цанги наплавлены продольные полосы из зерен вольфрамокобальтового 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 поверхности цанги обеспечивают простоту и удобство манипуляций с центратором в условиях буровой, высокую надежность и большие усилия страгивания центратора после закрепления. Ступенчатая прорезь цанги 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.

Основные технические характеристики центраторов типа 3-ЦДП приведены в табл. 4.8. Центраторы типа 3-ЦДП изготавливаются в трех исполнениях применительно к характеристике проходимых пород с соответствующими буквенными символами в обозначении: МС — для мягких пород с про-

Рис. 4.9. Схема передвижного центратора типа 3-ЦДП для забойного двигателя

Таблица 4.8

Технические характеристики передвижных центраторов типа 3-ЦДП забойного двигателя

Тип центратора	Номинальный диаметр корпуса забойного двигателя	Диаметр центратора, мм		Длина, мм	
		Наружный D	Внутренний, d^*	общая L	лопастей l
3-ЦДП212/172Т	172	212	174—168	290—360	35
3-ЦДП214/172Т	172	214	174—168	290—360	35
3-ЦДП212/172С	172	212	174—168	370—440	131
3-ЦДП214/172С	172	214	174—168	370—440	131
3-ЦДП212/172МС	172	212	174—168	520—590	281
3-ЦДП214/172МС	172	214	174—168	520—590	281
3-ЦДП215,9/172МС	172	215,9	174—168	520—590	281
3-ЦДП260/195МС	195	260	197—191	686—750	300
3-ЦДП262/195МС	195	262	197—191	686—750	300
3-ЦДП266/195МС	195	266	197—191	686—750	300
3-ЦДП285/195Т	195	285	197—191	536—600	66
3-ЦДП290/195Т	195	290	197—191	536—600	66
3-ЦДП292/195Т	195	292	197—191	536—600	66
3-ЦДП285/195С	195	285	197—191	536—600	150
3-ЦДП290/195С	195	290	197—191	536—600	150
3-ЦДП292/195С	195	292	197—191	536—600	150
3-ЦДП285/195МС	195	285	197—191	686—750	300
3-ЦДП290/195МС	195	290	197—191	686—750	300
3-ЦДП292/195МС	195	292	197—191	686—750	300
3-ЦДП285/240Т	240	285	242—236	515—595	66
3-ЦДП290/240Т	240	290	242—236	515—595	66
3-ЦДП292/240Т	240	292	242—236	515—595	66
3-ЦДП285/240С	240	285	242—236	515—595	150
3-ЦДП290/240С	240	290	242—236	515—595	150
3-ЦДП292/240С	240	292	242—236	515—595	150
3-ЦДП285/240МС	240	285	242—236	670—750	300
3-ЦДП290/240МС	240	290	242—236	670—750	300
3-ЦДП292/240МС	240	292	242—236	670—750	300
3-ЦДП295/240МС	240	295	242—236	670—750	300
3-ЦДП300/240МС	240	300	242—236	670—750	300
3-ЦДП305/240МС	240	305	242—236	670—750	300
3-ЦДП380/240МС	240	380	242—236	820—900	336
3-ЦДП385/240МС	240	385	242—236	820—900	336
3-ЦДП390/240МС	240	390	242—236	820—900	336

* Центраторы типа 3-ЦДП могут закрепляться на корпусах забойных двигателей с фактическими отклонениями их наружных диаметров от номинального от 2 до 4 мм. Для закрепления на корпусах забойных двигателей с отклонениями от номинального диаметра более чем 4 мм, центраторы могут комплектоваться сменными утолщенными цангами.

пластками средней твердости; С — для пород средней твердости; Т — для твердых пород.

Кроме приведенных в таблице 4.8 подвижные центраторы изготавливаются типов 1ЦД-215,9МСТ-25, ЦЗД-215,9 и ЦД-215,9.

Изготовители:

Опытный завод ВНИИБТ.

Экспериментальный завод ВНИИБТ.

4.7. НАДДОЛОТНЫЙ АМОРТИЗАТОР ДЛЯ БУРЕНИЯ СКВАЖИН

Наддолотный амортизатор предназначен для существенного снижения вибраций, возникающих в бурильной колонне при бурении скважин шарошечными долотами и бурильными головками в твердых и крепких породах. Отсутствие вибраций позволяет получить экономию долот, забойных двигателей и утяжеленных бурильных труб и увеличить скорость строительства скважины в целом.

Наддолотный амортизатор конструкции ВНИИБТ (рис. 4.10) состоит из цилиндрического корпуса *3*, в который вставлен шестигранник *4*, один конец которого снизу заканчивается присоединительным переводником с замковой присоединительной резьбой, а верхний конец закрепляется в верхнем переводнике и герметизируется уплотнением *1*. На шестиграннике установлены секции пружин *2*, обеспечивающие гашение вибраций.

Отечественной промышленностью освоено серийное производство амортизаторов типа АН, технические характеристики которых приведены в табл. 4.9.

Амортизаторы успешно применялись при бурении глубоких скважин на Карачаганакском и Зайкинском месторождениях, а также при бурении с отбором керна и расширении ствола в Криворожской сверхглубокой скважине СГ-8.

Применение амортизаторов позволило увеличить:

проходку на долото — на 30 % и более;

механическую скорость бурения — на 20 %;

вынос керна — до 70—80 %.

Кроме того, существенно сократились аварии с бурильными трубами, особенно с УБТ, исключились вибрации при бурении с забойными двигателями.

Изготовитель: ОАО НПО «Буровая техника».

Таблица 4.9

Технические характеристики наддолотных амортизаторов типа АН конструкции ВНИИБТ

Параметр	АН-172	АН-195	АН-240
Диаметр корпуса, мм	172	195	240
Тип упругого элемента	Стальная пружина		
Жесткость упругого элемента	Переменная, в зависимости от нагрузки		
Диапазон допустимых статических нагрузок, кН	30—200	50—270	50—350
Гарантированное время работы до отказа, ч	600	600	600
Длина хода амортизатора, мм	50	56	70
Длина амортизатора, мм	1500	2000	2300
Диаметр проходного канала для промывочной жидкости, мм	54	57	80
Масса амортизатора, кг	350	500	650

Рис. 4.10. Схема устройства наддолотного амортизатора пружинного типа: *1* — уплотнение; *2* — пружина; *3* — корпус; *4* — шестигранник

4.8. ИНСТРУМЕНТ ДЛЯ СТРОИТЕЛЬСТВА НАКЛОННЫХ И ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ БОКОВЫХ СТВОЛОВ

Одним из ведущих в России разработчиков и изготовителей оборудования и инструментов для зарезки и бурения боковых стволов из старых скважин является ОАО НПО «Буровая техника». Специалистами этого объединения разработан многофункциональный технологический комплекс для бурения наклонных и горизонтальных боковых стволов из эксплуатационных колонн диаметром от 140 до 178 мм.

В состав технологического комплекса входят:

универсальное вырезающее устройство;

раздвижной расширитель;

подвесной уипсток с набором фрезеров;

винтовой забойный гидравлический двигатель с комплектующими изделиями и запасными частями, причем состав и технические характеристики узлов и деталей, входящих в комплект поставки, определяются заказчиком;

телеметрическая система с кабельным каналом связи и технологической оснасткой;

малогабаритные инклинометры с гироскопическим и магнитным датчиками азимута;

зарезные долота;

шарошечные и алмазные долота;

керноотборное оборудование и инструмент;

диамагнитные бурильные трубы пониженной жесткости;

устройства для подвески и герметизации хвостовиков;

скважинные фильтры на хвостовики диаметром 73—168 мм с щелевым зазором 0,15—0,25 мм;

технологическая оснастка для крепления хвостовиков (башмаки, клапаны обратные и др.).

Описание и технические характеристики вырезающих устройств, раздвижных расширителей, винтовых забойных двигателей, электропроводной телесистемы, ориентируемых уипстоков, керноприемных устройств, бурильных головок к ним и других инструментов, приведены в соответствующих разделах настоящего справочника.

Ниже приведено описание и технические характеристики отдельных инструментов, разработанных и изготовляемых ОАО НПО «Буровая техника».

Таблица 4.10

Технические характеристики калибраторов

Параметр	К-120,6СТ	К-120,6МС	КС-120,6СТ	КС-139,7СТ	К-139,7СТ
Ориентация лопастей	Прямые	Прямые	Спиральные	Спиральные	Прямые
Число лопастей	3	3	3	3	3
Наружный диаметр, мм	120,6	120,6	120,6	139,7	139,7
Длина калибрующей поверхности, мм	220	220	220	220	220
Тип вооружения	Зубки типа ВК в пазах				
Длина калибратора, мм	300	300	300	300	300

В рамках реализации технологического процесса строительства бокового ствола оказываются многопрофильные комбинированные услуги, в том числе проектирование работ.

Характеристика технологического комплекса для бурения боковых стволов из эксплуатационных колонн

Тип профиля бокового ствола	Наклонный, горизонтальный
Максимальная длина горизонтального ствола, м	400
Максимальная глубина забуривания, м	3000
Минимальный радиус искривления, м	30
Точность проводки:	
по зенитному углу, градус	±2
по азимуту, градус	±1,5
Диаметр обсадной эксплуатационной колонны, мм	140, 146, 168, 178
Максимальная толщина стенки обсадной колонны, мм	12
Длина интервала вырезания обсадной колонны за один рейс, м	9
Механическая скорость вырезания обсадной колонны, м/ч	0,3—1,5
Допустимая температура на забое, °С	110

Калибраторы лопастные малого диаметра типа К предназначены для включения в состав КНБК для бурения боковых стволов малого диаметра. Корпус калибратора оснащен замковой присоединительной резьбой по ГОСТ 28487—90.

Техническая характеристика калибраторов приведена в табл. 4.10.

Изготовитель: ОАО НПО «Буровая техника».

4.9. ИНСТРУМЕНТ ДЛЯ РАБОТЫ СО СТАЛЬНОЙ ГИБКОЙ ТРУБОЙ

В последние годы для работы со стальной длинномерной гибкой трубой (ДГТ) в колоннах насосно-компрессорных труб диаметром 73 и 89 мм отечественной промышленностью освоено производство широкой гаммы скважинных инструментов, в том числе обратные клапаны, разъединители аварийные, отклонители шарнирные, стабилизаторы гидравлические, поворотное устройство, скребок механический, желонки различного диаметра, ясс гидравлический, тросоловитель, труборезка гидравлическая, якорь гидравлический и прочие инструменты. В ОАО НПО «Бурение», ОАО НПО «Буровая техника», ОАО «СевкавНИПИгаз» и других проектных организациях продолжается создание инструментов различного типа, предназначенных для применения в процессе бурения и ремонта скважин с использованием ДГТ. Ниже приводится описание устройства и основные технические параметры некоторых из них [11, 19, 23, 38, 46, 47].

Возможная компоновка низа бурильной колонны (рис. 4.11) предназначена для бурения и ремонта скважин с применением ДГТ. Компоновка присоединяется к гибкой трубе *1* и включает соединители *2* и *6*, разъединитель *4*, набор клапанов *3* (предохранительный), циркуляционный *5* и обратный *9*, а также узел ориентации КНБК *7*, зонд каротажный *8* и забойный двигатель с долотом *10*.

Разработчик и изготовитель: ОАО НПО «Бурение».

Рекомендуемая схема КНБК (рис. 4.12) предназначена для очистки забоя скважин от песчаных пробок и внутренней поверхности труб от остатков цемента при исправительном цементировании. Компоновка на

Рис. 4.11. Схема компоновки низа бурильной колонны для бурения и ремонта скважин малого диаметра с использованием гибкой трубы:
1 — гибкая труба; *2*, *6* — соединители; *3* — клапан предохранительный; *4* — разъединитель; *5* — клапан циркуляционный; *7* — узел ориентации компоновки; *8* — зонд каротажный; *9* — клапан обратный; *10* — двигатель забойный с долотом

Рис. 4.12. Рекомендуемая компоновка низа с раздвижным расширителем:
1 — гибкая труба; *2* — соединитель; *3* — клапан обратный; *4* — разъединитель; *5* — клапан циркуляционный; *6* — двигатель забойный; *7* — расширитель раздвижной

гибких трубах *1* состоит из раздвижного расширителя *7*, соединителя *2*, разъединителя *4*, клапанов обратного *3* и циркуляционного *5*, забойного гидравлического двигателя *6*. Эта же компоновка может быть со значительным эффектом применена для расширения стволов пробуренных скважин в интервале установки хвостовиков диаметром 89—114 мм, что должно привести к заметному повышению качества крепления хвостовиками.

Рис. 4.13. Монитор гидравлический типа МГСК-168 конструкции ОАО «СевКавНИПИгаз» для очистки призабойной зоны ствола скважины:
1 — корпус; *2* — ствол; *3* — юбка; *4* — втулка подвижная; *5* — кольцо стопорное; *6* — кольца уплотнительные; *7* — элемент упругий; *8* — башмак; *9* — лопасти монитора

Разработчик и изготовитель: ОАО НПО «Бурение».

Клапан обратный конструкции ОАО НПО «Бурение» предназначен для включения в колонну насосно-компрессорных труб диаметром 73 мм для проведения работ без глушения скважины с избыточным давлением на устье и для предотвращения обратного потока в ДГТ. Диаметр наружный — 42 мм, длина — 234 мм, давление рабочее — до 50 МПа.

Изготовитель и поставщик: ОАО НПО «Бурение».

Калибратор типа КЛС-139,7А с левосторонним направлением спиральных лопастей. Рабочие и торцовые поверхности калибратора армируются вставками типа ВСК-16, содержащими синтетические поликристаллические алмазы типа «Карбонадо» АРК-4 с зернистостью 630/400 и 1600/1250 мкм.

Разработчик и изготовитель: ОАО «СевКавНИПИгаз».

Монитор гидравлический типа МГСК-168 (рис. 4.13) предназначен для очистки призабойной зоны ствола скважины в продуктивных отложениях, представленных слабосцементированными песчаниками, а также от осыпей и обвального шлама. С его помощью загрязняющие забой частицы переводятся во взвешенное состояние и потоком промывочного агента выносятся на устье скважины.

Монитор состоит из корпуса *1* с присоединительной верхней резьбой и юбкой *3*, ствола *2* с промывочными окнами, к которому на резьбе присоединен башмак *8* с нижним промывочным отверстием и с лопастями *9*. На стволе надеты упругий резиновый элемент *7* и зафиксированная стопорным кольцом *5* и уплотненная резиновыми кольцами *6* подвижная втулка *4*. Между юбкой *3* и втулкой *4* имеется кольцевая щель, которая при промывке расширяется и перемещает вниз втулку, сжимая упругий элемент *7*. Выходящий из щели поток жидкости направляется на стенку скважины и в щадящем режиме смывает верхний слой глинистой корки.

Разработчик и изготовитель: ОАО «СевКавНИПИгаз».

Стабилизатор гидравлический (СГ) предназначен для центрирования низа инструмента, стабилизации работы гидравлического забойного двигателя. СГ состоит из двух переводников и трех секций, ориентированных один к другому под углом 120° и соединенных между собой на сварке. Принцип работы — гидравлический. Возврат кулачков происходит под действием пружин при выравнивании давлений внутри и снаружи труб.

Диаметр наружный стабилизатора — 54 мм, длина — 500 мм (из трех

рабочих секций), давление рабочее — до 30 МПа. Число рабочих секций стабилизатора при необходимости может быть увеличено до требуемого.

Изготовитель и поставщик: ОАО НПО «Бурение».

Разъединитель аварийный предназначен для освобождения гибкой трубы от скважинного оборудования или от извлекаемого инструмента, в случае, когда требуемое усилие не удается создать установкой для его извлечения. Главная цель его применения — сохранение комплекта гибкой трубы. Разъединение осуществляется в следующем порядке. В гибкую трубу вводится шар диаметром 16 мм и затем прокачивается до момента его посадки в седло клапана. На штоке происходит перерезание штифтов, затем его движение вниз до упора, освобождение цанги и разъединение.

Диаметр наружный — 54 мм, длина — 530 мм, рабочее давление — 35 МПа. Расчетное давление для перерезания штифтов после посадки шара — 10 МПа.

Изготовитель и поставщик: ОАО НПО «Бурение».

Запорный кран золотниковый типа КЗРу70 (рис. 4.14) предназначен для использования в системе обвязки скважин при проведении работ по цементированию и опрессовке трубных колонн. Кран позволяет без особых затруднений управлять им под давлением до 70 МПа. Кран в течение года успешно прошел испытания на промыслах, в том числе при прокачке зашламованных цементных растворов. Кран может быть использован в качестве дросселя (после повышения износостойкости циркуляционных отверстий) при управлении скважиной под давлением в процессе бурения и эксплуатации.

Изготовитель и поставщик: ОАО НПО «Бурение».

Скребок механический предназначен для очистки внутренней поверхности колонны типа НКТ-73 от корки бурового и цементного растворов, коррозии, отложений различных веществ и наслоений. Обычно применяется перед спуском геофизических приборов в скважину, а также для профилактической очистки НКТ от загрязнений. Скребок состоит из корпуса, штока, шести плашек с арочными пружинами и регулировочного узла. Он имеет два положения — транспортное и рабочее. В транспортном положении плашки утоплены в окна корпуса, что позволяет производить спуск скребка в колонну НКТ без особых усилий. В рабочее положение скребок переводится при движении штока вверх. Скребок спускается в скважину и

Рис. 4.14. Кран золотниковый типа КЗРу70 конструкции ОАО НПО «Бурение»

извлекается из нее с помощью каната и ДГТ. Очистка колонны НКТ скребком на ДГТ производится с промывкой.

Основные параметры скребка следующие: диаметр корпуса — 54 мм, диаметр скребка — 65 мм (в рабочем положении) и 57 мм (в транспортном положении), длина — 1500 мм, расчетное усилие прижатия плашки — до 0,4 кН, осевое усилие при аварийном срезе штифтов — 10—30 кН (регулируется числом штифтов).

Изготовитель и поставщик: ОАО НПО «Бурение».

Ясс механический предназначен для нанесения ударов по прихваченному инструменту и колонне труб сверху вниз или снизу вверх. Применяется для работы с использованием каната или установки с ДГТ.

Основные параметры ясса: диаметр наружный — 45 и 54 мм, ударная нагрузка на извлекаемый объект — до 5 кН, длина — 1200 мм, длина хода штока — 800 мм.

Изготовитель и поставщик: ОАО НПО «Бурение».

Ясс гидравлический предназначен для применения при необходимости создания ударных нагрузок при извлечении съемных устройств. Он может спускаться в скважину на канате или на ДГБ.

Ясс состоит из трех основных узлов: цилиндра с нижним переводником и уравнительным поршнем; штока с клапаном, соединенным с верхним переводником; герметизирующего устройства.

Работа устройства выполняется в следующей последовательности. При натяжении троса или ДГТ шток ясса медленно перемещается относительно цилиндра за счет перетока жидкости через узкий кольцевой зазор между ними. Когда поршень штока войдет в расширенную часть цилиндра, скорость перемещения штока резко увеличивается и происходит удар, передаваемый на нижний переводник.

Основные параметры ясса гидравлического: диаметр наружный — 39 мм, длина — 720 мм, длина хода штока — 220 мм, ударная нагрузка, передаваемая на извлекаемый объект, — 385 кг, не менее.

Изготовитель и поставщик: ОАО НПО «Бурение».

Якорь гидравлический предназначен для фиксации скважинного оборудования от перемещений (при необходимости). Якорь опирается плашками на внутреннюю поверхность НКТ при создании рабочего давления, и работы выполняются без перемещения и вращения инструмента. Для предотвращения перемещений при больших осевых нагрузках и моментах вращения необходимо устанавливать несколько секций якорей.

Основные параметры: диаметр наружный — 54 мм, длина — 410 мм, рабочее давление — до 35 МПа.

Изготовитель и поставщик: ОАО НПО «Бурение».

Труборезка наружная гидравлическая предназначена для поперечного перерезания прихваченных НКТ. Труборезка работает в компоновке с гидравлическим забойным двигателем и гидравлическим якорем. При промывке под действием перепада давления двигатель вращает труборезку, резцы включаются при перепаде давления в 3—4 МПа. Возврат резцов происходит при выравнивании давления в трубах и в затрубье.

Труборезка состоит из центратора и режущего узла с возвратным механизмом. Основные параметры: диаметр наружный — 54 мм, длина — 735 мм, максимальный выход резцов — до диаметра 90 мм, давление рабочее — до 30 МПа.

Изготовитель и поставщик: ОАО НПО «Бурение».

5

ОСНАСТКА БУРИЛЬНЫХ И ОБСАДНЫХ КОЛОНН

5.1. 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 типов КШ, КШВ, КШВН, КШН, КШЦ, КЗШ, КУ и КУ-2ШД-155.

Основные параметры шаровых кранов приведены в табл. 5.1.

Шаровой кран типа КШ (рис. 5.1) состоит из корпуса *17* (в котором размещен шар *14*, седло *6* нижнее, подпружиненное тарельчатой пружиной *7*, и седло *15* верхнее), шпинделя *13*, осуществляющего с помощью ключа управления установку шарового запорного органа в положение «закрыто» и «открыто», упоров *5* и узла фиксации деталей крана в корпусе, состоящего из 4-х секторов *2*, устанавливаемых в расточку корпуса, кольца *16* и плоского пружинного 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 (рис. 5.2) 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.

Основные параметры кранов типов КШ и КШЦ приведены в табл. 5.1.

Кран шаровой типа КУ (рис. 5.3) состоит из седла *1*, корпуса *2*, шарового затвора *3*, втулок *4* и *12*, опоры *5*, гайки *7*, разрезного кольца *8* стопо-

Таблица 5.1

Технические характеристики шаровых кранов для бурильных и насосно-компрессорных труб

Показатель	КШ-76	КШ-88	КШ-102	КШ-121	КШ-133	КШ-147	КШ-155	КШ-178	КШВН-146	КШВН-155	КШВН-178
Диаметр прохода, мм	28	36	50	62	62	70	65	70	60	64	70
Давление, МПа:											
рабочее	35	35	35	35	35	70	35	35	70	70	70
пробное	70	70	70	70	70	105	70	70	105	105	105
Состав рабочей среды	Буровой раствор, нефть, газ, конденсат и их смеси						Буровой раствор, нефть, газ, конденсат и их смеси, в том числе $H2_S$ и CO_2 до 25 % каждого				
Направление движения потока рабочей среды	Любое						Любое				
Тип управления краном	Ручное						Ручное				
Давление, при котором возможно ручное управление краном без противодавления, МПа	21	21	21	21	21	10	10	10	20	20	20
Присоединительная резьба по ГОСТ 5286	З-76	З-88	З-102	З-121	З-133	З-147	З-133	З-147	З-121	З-133	З-147
Грузоподъемность, т	107	155	114	145	150	300	200	300	200	220	300
Габаритные размеры, мм:											
диаметр наружный	105	108	130	146	155	178	155	178	146	155	178
длина	360	400	465	457	484	500	500	545	500	500	545
Масса, кг	23	30	40	41	48	60	53	60	—	48	60
Завод-изготовитель	НПП «Сиббурмаш» и Харьковская В/Ч						Завод «Нефтемаш» и фирма «ЭДЕРИ»		Завод «Нефтемаш» г. Самара		

Продолжение табл. 5.1

Показатель	КШУ25-146	КШУ25-155	КШУ25-178	КУ.60	КУ.73	КУ.89	КУ.102	КУ.114	КУ-2ШД-155
Диаметр прохода, мм	60	64	70	25	36	36	50	50	62
Давление, МПа:									
рабочее	35	35	35	35, 70	35, 70	35, 70	35, 70	35, 70	35
пробное	70	70	70	70, 105	70, 105	70, 105	70, 105	70, 105	70
Состав рабочей среды	Нефть, газ, конденсат, буровой раствор, буровой шлам и их смеси, в том числе H_2S и CO_2			Буровой раствор, нефть, газ, конденсат и их смеси					
Направление движения потока рабочей среды	Любое			Любое					
Тип управления краном	Ручное			Ручное					
Давление, при котором возможно ручное управление краном без противодавления, МПа	20	20	20	20	20	20	20	20	20
Присоединительная резьба по ГОСТ 5286	З-121	З-133	З-147	НК60 633–80	НК73 633–80	НК89 633–80	НК102 633–80	НК114 633–80	З-133
Грузоподъемность, т	200	220	300	НД*	НД	НД	НД	НД	200
Габаритные размеры, мм:									
диаметр наружный	146	155	178	73	89	107	121	132	155
длина	500	500	545	270	295	360	340	345	600
Масса, кг	48	53	60	7	10	19	18	24	55
Завод-изготовитель	Завод «Нефтемаш» г. Самара			Воронежский механический завод (ВМЗ)					ООО «Фирма «Подземнефтегазсервис» и ВМЗ

* НД – нет данных

Рис. 5.1. Шаровой кран типа КШ:
1 — пружинное упорное кольцо; *2* — узел фиксации из 4-х секторов; *3, 8, 12* — защитные кольца из фторопласта; *4, 9, 11* — резиновые уплотнительные кольца; *5* — упор; *6* — седло нижнее; *7* — тарельчатая пружина; *10* — шайба антифрикционная; *13* — шпиндель; *14* — шаровой запорный орган; *15* — седло верхнее; *16* — кольцо; *17* — корпус

Рис. 5.2. Шаровой кран типа КШЦ:
1 — пружина тарельчатая; *2, 7* — седло плавающее; *3, 4, 13* — кольца уплотнительные; *5* — узел управления шаром; *6* — фторопластовое уплотнительное кольцо; *8* — корпус; *9,12* — стакан; *10* — упор; *11* — шаровой запорный орган; *14* — гайка

рящего втулку *6*, уплотнительных колец *9*, *10*, *15*, *17* и *18*, пружины *11*, шпинделя *13* и манжет уплотнительных *14* и *16*.

Корпус крана изготовлен из поковки высокой прочности. Шар изготавливается с высокой степенью чистоты обработки поверхности. Уплотнительные элементы седла — из композитного материала, имеющего высокий предел прочности, твердости по Шарпи, и содержит в своей основе графитовый наполнитель.

Кран рассчитан на применение в температурном диапазоне от −60 до +100 °С в рабочей среде, состоящей из бурового раствора, пластовой воды, газа, газоконденсата, нефти или их смеси в различных пропорциях.

Основные параметры шарового крана приведены в табл. 5.1.

Рис. 5.3. Кран шаровой устьевой типа КУ:
1 — седло; *2* — корпус; *3* — затвор шаровой; *4*, *6*, *12* — втулка; *5* — опора; *7* — гайка; *8* — кольцо разрезное; *9*, *17* — кольцо защитное; *10*, *15*, *18* — кольцо уплотнительное; *11* — пружина; *13* — шпиндель; *14*, *16* — манжета

Рис. 5.4. Шаровой кран типа КШВН-178, устанавливаемый под ведущей трубой для перекрытия колонны бурильных труб:
1 — корпус; *2* — пружина стопорная; *3* — верхнее седло с уплотнением; *4* — шаровой запорный орган; *5* — нижнее седло с уплотнением; *6* — опорная втулка; *7* — шпиндель

Кран шаровой ведущей трубы нижний типов КШВ и КШВН (рис. 5.4) состоит из корпуса, шарового запорного органа, седла нижнего стального и верхнего резинового, фиксируемых с помощью нажимного кольца, устанавливаемого с помощью стопорных колец. Герметичность между нижним седлом и шаром достигается при помощи фторопластового кольца, а в подвижных соединениях цапф шара — резиновыми уплотнительными кольцами.

Основные параметры кранов приведены в табл. 5.1 и 5.2.

Кран устьевой шаровой типа КУ-2ШД-155 (рис. 5.5) с двумя запорными органами и узлом замера давления. Кран состоит из корпуса *1* с центральным осевым каналом и двумя шаровыми запорными органами (ШЗО) *9* и *14* с седлами *6* и *16*, поджатыми тарельчатыми пружинами. Сверху ШЗО защищены верхними седлами с уплотнительными кольцами и зафиксированы стопорными пружинами *10* и *15*. ШЗО приводятся в действие до упора *8* с помощью шпинделей *12* с уплотнительными кольцами *13*. Корпус выполнен с верхней муфтовой и нижней ниппельной замковыми резьбами. ШЗО имеют узлы поворота в виде фигурных муфт. Под нижним шаровым запорным органом выполнен радиальный канал, в котором с помощью

Таблица 5.2

Технические характеристики шаровых кранов типов КШ, КШВ и КШЦ конструкции РНПУП «Сейсмотехника»

Показатели	КШ В-95	КШВ-108	КШ-120	КШВ-133	КШЦ-146	КШЦ-155	КШВ-162	КШЦ-178
Рабочая среда	Буровой раствор, нефть, газ, конденсат и их смеси							
Давление, МПа:								
рабочее	35	35	35	35	35	35	35	35
пробное	52,5	52,5	52,5	52,5	52,5	52,5	52,5	52,5
Грузоподъемность, тс	53	119	116	135	193	183	210	276
Диаметр проходного отверстия, мм	29	32	40	50	60	68	68	80
Габаритные размеры, мм:								
длина в обычном исполнении	310	345	400	425	410	445	445	490
диаметр наружный	95	108	120	133	146	155	162	178
Установленный ресурс, ч	800							
Масса, кг	11	15	28	22	35	41	46	55
Присоединительная замковая резьба по ГОСТ 28487—90	З-73	З-88	З-102	З-108	З-121	З-133	З-133	З-147
Максимальное давление, при котором возможно ручное управление краном, МПа	10	10	10	10	10	10	10	10
Максимальное усилие на ключе при p_{max}, равном 10 МПа, Н (кгс)	20 (2)	50 (5)	350 (35)	300 (30)	500 (50)	500 (50)	500 (50)	500 (50)

втулки *3*, гайки *4* и кольца *2*, закреплен управляемый клапан *5*. Предусмотрена возможность размещения специального канала между ШЗО для организации промывки при закрытом верхнем ШЗО. Конструкция крана защищена патентом РФ.

Техническая характеристика крана типа КУ-2ШД-155 приведена в табл. 5.1.

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. 5.6 и 5.7.

Шаровые краны размещают в составе бурильной колонны на устье скважины под ведущей бурильной трубой или над ней. В случае возникновения ГНВП путем поворота запорного шарового органа одного из кранов перекрывают трубный канал скважины и осуществляют наблюдения за изменением устьевого давления.

Изготовители:

НПП «Сиббурмаш» — типа КШ.

Опытный завод «НЕФТЕМАШ» — типа КШВН.

Воронежский механический завод — типа КУ и КУ-2ШД-155.

ОАО «ЭДЕРИ» — типа КШ.

ООО «Фирма «Подземнефтегазсервис» — типа КУ-2ШД-155.

СП ЗАО «Удмуртские долота» — типа КЗШ 114-50×21.

РНПУП «Сейсмотехника» — типа КШВ и КШЦ.

Забойное противовыбросовое устройство типа УП-178 (рис. 5.8) с автономным приводом предназначено для размещения в нижней части бурильной колонны. Устройство состоит из корпуса *11* с центральным осевым каналом. Корпус выполнен с верхней муфтовой и нижней ниппельной замковыми резьбами. В корпусе размещены цилиндрический стакан *3*, седло *9*,

Рис. 5.5. Общий вид крана устьевого КУ-2ШД-155:
1 — корпус; *2* — кольцо; *3* — втулка; *4* — гайка; *5* — клапан; *6, 16* — нижнее седло; *7* — уплотнение седла; *8* — упор; *9, 14* — нижний и верхний шаровой запорный орган; *10, 15* — пружина стопорная; *11* — пружина; *12* — шпиндель; *13* — уплотнение шпинделя

Рис. 5.6. Ключ управления клапаном:
1 — штуцер верхний; *2* — гайка накидная; *3* — втулка нажимная; *4* — набор уплотнительный; *5* — штуцер нижний

Рис. 5.7. Кран под манометр:
1 — корпус; *2* — клапан запорный; *3* — клапан разрядный

тарельчатая пружина *8*, упорное кольцо *7*, шаровой запорный орган *6*, обойма *5*, фигурная втулка *2* и шариковый фиксатор *4*. Шаровой запорный орган имеет центральный осевой канал и установлен на обойме *5* с возможностью поворота относительно нее. На наружных поверхностях обоймы *5* и втулки *2* выполнены осевые пазы.

Техническая характеристика устройства противовыбросового типа УП-178 для труб

Диаметр прохода, мм	62
Давление, МПа:	
рабочее	35
пробное	70
Состав рабочей среды	Буровой раствор, буровой шлам, нефть, газ и их смеси
Направление движения потока рабочей среды	Сверху вниз
Управление устройством	Автоматическое
Расход восходящего потока жидкости, необходимый для раскрытия устройства, $м^3/с$, не менее	0,005
Присоединительная резьба по ГОСТ 631—75	З-133 и З-147
Грузоподъемность, т	200
Габаритные размеры, мм:	
диаметр наружный	178
длина	415
Масса, кг	40
Завод-изготовитель (поставщик)	ООО «Фирма «Подземнефтегазсервис»

Рис. 5.8. Устройство противовыбросовое для бурильных труб (клапан-отсекатель) типа УП-178 конструкции ООО «Фирма «Подземнефтегазсервис»:
1 — резьба замковая ниппельная З-147; *2* — втулка фигурная; *3* — стакан; *4* — шариковый фиксатор; *5* — обойма; *6* — шаровой запорный орган; *7* — кольцо упорное; *8* — пружина тарельчатая; *9* — седло посадочное; *10* — резьба замковая муфтовая З-133; *11* — корпус

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 шаровым запорным органом и под ним.

Поставщик: ООО «Фирма «Подземнефтегазсервис».

5.2. КЛАПАНЫ ОБРАТНЫЕ ДЛЯ БУРИЛЬНЫХ КОЛОНН

Отечественной промышленностью выпускаются клапаны обратные различной конструкции для бурильных колонн, в том числе типа КОБК, КОБ и К.

5.2.1. КЛАПАН ТИПА КОБК

Клапан обратный типа КОБК предназначен для предотвращения обратного перетока промывочной жидкости из затрубного пространства и зашламления забойного двигателя при прекращении циркуляции промывок.

Клапан обратный состоит из следующих конструктивных элементов: корпуса (цельного или состоящего из ниппеля и переводника), запорного узла, седла или втулки защитной.

Таблица 5.3

Технические характеристики обратных клапанов типа КОБК

Показатель	КОБК-162	КОБК-178	КОБК-178ГМ	КОБК-178У
Рабочее давление наибольшее, МПа	25	25	25	25
Максимальная температура рабочей среды при эксплуатации, °С	100	100	100	100
Присоединительная резьба по ГОСТ 28487-90	З-147	З-147	З-147	З-147
Ход поршня открытия, мм	30	30	25	25
Проходное сечение, см^2	22,5	22,5	22,5	22,5
Габаритные размеры $L \times D$, мм	500×162	555×178	580×178	580×178
Масса, кг, не более	50	70	70	70

Клапаны обратные типов КОБК-178ГМ и КОБК-178У, выполняя функции обычного клапана (КОБК), имеют конструктивные особенности и могут выполнять дополнительные функции:

клапан типа 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 типа 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 табл. 5.3.

Изготовители:

Опытный завод «НЕФТЕМАШ».

ОАО «ВНИИТНЕФТЬ» — типов КОБК-162, КОБК-178.

5.2.2. КЛАПАНЫ ОБРАТНЫЕ ТИПА К

Клапаны обратные типа К предназначены для предотвращения возможного выброса газа, нефти и бурового раствора через канал бурильных труб и засорения шламом забойного двигателя. Серийное производство обратных клапанов для бурильных труб типов К, КОБ и КОБ Т осуществляется с правыми или левыми замковыми присоединительными резьбами (табл. 5.4).

Клапан типа КОБ-Т (рис. 5.9, *а*) состоит из корпуса с муфтовой (сверху) и ниппельной (снизу) замковой присоединительными резьбами и металлического тарельчатого клапана с пружиной, установленной сверху на пальце и удерживаемого в сжатом положении гайкой.

Клапан типа КОБ (рис. 5.9, *б*) состоит из корпуса с муфтовой и ниппельной замковыми присоединительными резьбами, конусного запорного узла с резиновыми уплотнениями и пружинного устройства установленного снизу.

Клапаны типов К-195 и КОБ-195 (рис. 5.10) состоят из корпуса *1* и запорного элемента *2*, выполнены в виде переходного переводника, не со-

Таблица 5.4

Технические характеристики обратных клапанов типов К, КОБ и КОБ Т

Тип клапана	Условный диаметр труб по ГОСТ 631—75, мм		Замковая резьба по ГОСТ 28487—90	Габаритные размеры, мм		Масса, кг
	с высаженными внутрь концами	с высаженными наружу концами		*D*	*L*	
КОБ Т 80-3-66	60	—	З-66	80	240	8
КОБ Т 95-3-76	73	—	З-76	95	260	9
КОБ Т 108-3-88	89	73	З-88	108	270	12
КОБ Т 120-3-102	—	89	З-102	120	290	25
КОБ Т 133-3-108	102	—	З-108	133	310	32
КОБ 146-3-121	114	102	З-121	146	350	40
КОБ 155-3-133	127	114	З-133	155	375	43
КОБ 178-3-147	140	—	З-147	178	410	45
КОБ 185-3-161	—	140	З-161	185	430	55
КОБ 203-3-171	168	—	З-171	203	450	65
К-195	168	—	Муфтовая	195	370	55
КОБ-195	168	—	З-147, ниппельная З-171	195	370	55

держат пружины, отличаются простотой и надежностью. Рабочее давление, выдерживаемое при запирании, для клапанов тарельчатого типа диаметром 80—133 мм — 15 МПа, а для типов К и КОБ конусного типа с резиновыми уплотнениями диаметром от 146 до 203 мм — 35 МПа. Максимальная температура рабочей среды при эксплуатации клапанов — не более 100 °С.

Корпус клапана, являющийся основным несущим элементом конструкции, изготавливается из хромоникелевой стали марки 40ХН по ГОСТ

Рис. 5.9. Клапан обратный для бурильных труб:
а — тарельчатый типа КОБ Т; *б* — конусный с резиновым уплотнителем типа КОБ

Рис. 5.10. Клапаны обратные для бурильных труб типов К и КОБ-195 конструкции НПП «Азимут»:
1 — корпус; *2* — запорное устройство

4543—71 или 40ХМФА по ГОСТ 27834—95 с механическими характеристиками (после термообработки), аналогичными переводникам для бурильных труб.

Изготовители:

ОАО «Нефтебур» — типов КОБ и КОБ Т.

НПП «Азимут» — типа К-195 и КОБ-195.

5.3. ОСНАСТКА ОБСАДНЫХ КОЛОНН

К оснастке обсадной колонны относятся башмаки различного типа, клапаны обратные, центраторы пружинные, муфты ступенчатого цементирования, устройства для спуска и цементирования колонн секциями, цементировочные головки, пробки разделительные, кольца упорные и пр.

5.3.1. БАШМАКИ ДЛЯ ОБСАДНЫХ ТРУБ

Башмаки предназначены для оборудования низа обсадных колонн для направления их по стволу скважины, придания жесткости нижнему концу обсадной колонны и защиты от повреждений при их спуске в скважину.

Башмаки состоят из толстостенных патрубков, присоединяемых к низу обсадной колонны на резьбе или на сварке. Другой конец башмака снабжен направляющей пробкой, изготовляемой из чугуна, алюминия, бетона, дерева или из других легко разбуриваемых материалов. Направляющие пробки имеют конусообразную или полусферическую форму с гладкой или ребристой поверхностью.

Башмаки для обсадных колонн (рис. 5.11) конструктивно выполняют-

Рис. 5.11. Башмаки обсадных колонн:
а — типа Б; *б* — типа БП

ся двух модификаций: типа Б — с фаской без направляющей пробки и типа БП — с навинчиваемой чугунной направляющей пробкой.

Основные размеры башмаков типа Б и БП приведены в табл. 5.5 и 5.6.

Корпуса башмаков изготовляют из малоуглеродистых сталей бесшовных горячекатаных труб по ГОСТ 8732—78, а направляющие пробки — из серого чугуна марки Сч 12—18 по ГОСТ 1412—79. Резьбы башмака и пробки по размерам и качеству соответствуют требованиям ГОСТ 632—80.

Изготовители:

Хадыженский механический завод.

Краснодарский завод «Нефтемаш».

Таблица 5.5

Технические характеристики башмаков типа Б

Тип башмака	Условный диаметр обсадной трубы по ГОСТ 632—80, мм	Размеры, мм			Масса, кг
		D	*d*	*L*	
Б-114	114	133	103	200	10
Б-127	127	146	115	210	11
Б-140	140	159	128	220	12
Б-146	146	166	133	220	14
Б-168	168	188	156	230	15
Б-178	178	198	164	230	17
Б-194	194	216	180	240	20
Б-219	219	245	205	260	27
Б-245	245	270	231	266	32
Б-273	273	299	260	300	43
Б-299	299	324	285	325	50
Б-324	324	351	308	350	60
Б-340	340	365	326	360	65
Б-351	351	376	333	400	80
Б-377	377	402	359	400	85
Б-406	406	432	390	400	90
Б-426	426	451	407	420	96
Б-508	508	533	494	420	105

Таблица 5.6

Технические характеристики башмаков типа БП

Тип башмака	Условный диаметр обсадной трубы по ГОСТ 632—80, мм	Размеры, мм						Масса, кг	
		D	*d*	d_1	d_2	*l*	*L*	корпуса	башмака в сборе
БП-114	114	133	103	110,0	85	320	500	12,5	22
БП-127	127	146	115	122,0	95	530	530	15,5	26
БП-140	140	159	128	134,0	95	380	560	19,0	31
БП-146	146	166	133	143,6	95	400	560	21,5	35
БП-168	168	188	156	165,6	125	405	625	24,0	42
БП-178	178	198	164	172,0	125	415	645	28,5	55
БП-194	194	216	180	186,0	140	430	655	34,5	69
БП-219	219	245	205	213,8	160	460	715	46,0	79
БП-245	245	270	231	239,8	195	480	785	52,0	90
БП-273	273	299	260	267,7	218	485	800	60,0	113
БП-299	299	324	285	292,8	250	485	805	65,0	143
БП-324	324	351	308	319,3	270	485	865	75,0	154
БП-340	340	365	326	346,2	285	510		75,0	156
БП-351	351	376	333	346,2	305	510	880	83,0	173
БП-377	377	402	359	370,1	325	510	960	91,5	196
БП-406	406	432	390	400,0	350	510	1050	97,0	220
БП-426	426	451	407	414,0	368	550		118,5	259
БП-508	508	533	494	503,0	450	550	1085	121,5	278

Башмаки с бетонными направляющими пробками типов БК и БК-Т (рис. 5.12), разработанные ВНИИКрнефть, состоят из металлического корпуса *1* с щелевидными отверстиями *2* и бетонной насадки *3*, формируемой из смеси портландцемента с наполнителем, как правило песком, для строительных работ. При закупоривании центрального промывочного канала весь поток прокачиваемой жидкости протекает через боковые отверстия.

Основные размеры башмаков типов БК (с короткой треугольной резьбой) и БК-Т (с трапецеидальной резьбой типа ОТТМ) приведены в табл. 5.7 и 5.8.

Изготовители:

ООО « Нефтегазмаш – Технологии» .

ОАО « Нефтебур» и др.

Башмак-коронка типа БК-168 (рис. 5.13) предназначен для спуска хвостовиков и обсадных колонн с вращением в местах сужения ствола скважины с использованием разъединителя типа РКЗ (см. ниже).

Башмак-коронка состоит из коронки *1* с резьбой обсадных труб сверху и снизу по ГОСТ 632–80, соединяемой с башмачным патрубком и башмаком *2*, оснащенным твердосплавными износостойкими пластинами для предотвращения его износа. Нижняя часть коронки также защищена твердым сплавом, наплавленным на тело шарошки.

Рис. 5.12. Башмаки обсадных колонн типов БК и БК-Т:
1 – корпус металлический; *2* – щелевидное отверстие; *3* – бетонная насадка

Рис. 5.13. Башмак-коронка типа БК-168:
1 – коронка; *2* – башмак

Таблица 5.7

Технические характеристики башмаков типа БК

Тип башмака	Условный диаметр колонны, мм	Размеры башмака, мм					Масса, кг
		D	d	H	H_1	H_2	
БК-114	114	133	50	300	42	115	15
БК-127	127	146	60	307	45	120	17
БК-140	140	159	70	326	50	130	20
БК-146	146	166	70	334	55	130	22
БК-168	168	188	80	342	60	135	26
БК-178	178	198	90	378	60	140	32
БК-194	194	216	100	390	63	145	40
БК-219	219	245	110	406	74	145	48
БК-245	245	270	120	413	80	145	57
БК-273	273	299	130	426	90	150	65
БК-299	299	324	150	432	94	150	73
БК-324	324	351	160	437	100	150	83
БК-340	340	365	170	442	103	150	90
БК-351	351	376	180	455	103	165	97
БК-377	377	402	190	458	106	165	110
БК-406	406	432	200	464	112	165	125
БК-426	426	451	220	494	113	165	140
БК-508	508	533	280	505	125	165	180

Таблица 5.8

Технические характеристики башмаков типа БК-Т

Показатель	БК-Т140, БК-Т140-ОТТМ	БК-Т146, БК-Т146-ОТТМ	БК-Т168, БК-Т168-ОТТМ	БК-Б245, БК-Т245-ОТТМ	БЛМ-324, БЛМ-324-ОТТМ
Условный диаметр обсадных труб, мм	140	146	168	245	324
Наружный диаметр, мм	159	166	188	270	351
Высота башмака, мм	296	298	303	378	390
Диаметр центрального отверстия, мм	70	70	80	120	160
Масса, кг	16	17	23	53	85

Башмаки-коронки выпускаются также для обсадных труб диаметрами 178, 194, 219 и 245 мм.

Изготовитель: ОАО НПО «Буровая техника».

Выпускается оснастка обсадных колонн и другими предприятиями.

5.3.2. ОБРАТНЫЕ КЛАПАНЫ ДЛЯ ОБСАДНЫХ КОЛОНН

Обратные клапаны применяют для предотвращения обратного движения раствора при цементировании, предотвращения флюидопроявления через внутренний канал труб и облегчения веса обсадной колонны труб при погружении ее в буровой раствор. Кроме того, применение обратного клапана способствует промывке и очищению затрубного пространства от забойного и обвального шлама.

Обратный клапан устанавливается в нижней части обсадной колонны над башмачным патрубком. Для различных условий спуска и цементирования обсадных колонн создано несколько разновидностей конструкции обратных клапанов, отличающихся принципом действия. По виду запорного

Рис. 5.14. Тарельчатый обратный клапан для обсадных колонн:
1 — пружина; *2* — шток; *3* — тарелка; *4* — седло; *5* — корпус

Рис. 5.15. Клапаны обратные дроссельные:
а — типа ЦКОД-1; *1* — корпус; *2* — кольцо нажимное; *3* — цементный стакан; *4* — шайба разрезная; *5* — диафрагма; *6* — втулка; *7* шар; *8* — ограничитель; *9* — мембрана; *10* — дроссель; *б* — типа ЦКОД-2; *1* — корпус; *2* — кольцо нажимное; *3* — шайба разрезная; *4* — диафрагма; *5* — кольцо упорное; *6* — шар; *7* — ограничитель; *8* — мембрана; *9* — дроссель

элемента эти клапаны подразделяются на тарельчатые, шаровые и с шарнирной заслонкой, дроссельные и дифференциальные.

Тарельчатый обратный клапан (рис. 5.14) состоит из корпуса *5* с муфтовыми резьбами по ГОСТ 632—80, седла *4*, тарелки *3*, штока *2* и пружины *1*. В собранном виде клапан подвергается пробному давлению водой, равному 1,5 $p_р$ в течение 10 мин. Течь между тарелкой и седлом не допускается.

При использовании клапанов тарельчатого типа время спуска обсадной колонны несколько увеличивается из-за необходимости ее периодического заполнения промывочной жидкостью.

Основные параметры обратных клапанов тарельчатого типа приведены в табл. 5.9.

Изготовители: ОАО «Нефтебур» и др.

Таблица 5.9

Технические характеристики обратных тарельчатых клапанов

Тип клапана	Условный диаметр трубы, мм	Размеры, мм		Давление рабочее, МПа	Масса, кг
		D	*L*		
02-127	127	146	226	6,4	13
02-140	140	159	233		14
02-146	146	166	245		15
02-168	168	188	255		17
02-194	194	216	280		27
02-219	219	245	300		33
02-245	245	270	335	4,0	40
02-273	273	299	315		46
02-299	299	324	325		52
02-324	324	351	345		61
02-351	351	376	360		67
02-377	377	402	365		71

Таблица 5.10

Технические характеристики обратных клапанов дроссельного типа ЦКОД

Тип клапана	Условный диаметр обсадной трубы, мм	Диаметр шара *d*, мм	Диаметр отверстия дросселя, мм	Наружный диаметр клапана *D*, мм	Длина *L*, мм	Масса, кг
ЦКОД-114-1	114	45	10	133	290	11,0
ЦКОД-127-1	127			146	330	14,0
ЦКОД-140-1	140	76		159	350	17,0
ЦКОД-146-1	146			166		19,8
ЦКОД-168-1	168			188		25,0
ЦКОД-178-1	178		20	198	325	29,5
ЦКОД-194-1	194			216		32,2
ЦКОД-219-2	219			245	318	39,0
ЦКОД-245-2	245			270	365	57,2
ЦКОД-273-2	273			299	340	58,6
ЦКОД-299-2	299			324	345	66,3
ЦКОД-324-2	324			351	350	76,5
ЦКОД-340-2	340			365		82,0
ЦКОД-351-2	351			376	365	86,4
ЦКОД-377-2	377			402	370	96,0
ЦКОД-406-2	406			432	374	105,0
ЦКОД-426-2	426			451	380	115,0

Таблица 5.11

Технические характеристики обратных клапанов типа ЦКОД-Т

Показатель	ЦКОД-Т140, ЦКОД-Т140-ОТТМ, ЦКОД-Т140-ОТТГ	ЦКОД-Т146, ЦКОД-Т146-ОТТМ, ЦКОД-Т146-ОТТГ	ЦКОД-Т168, ЦКОД-Т168-ОТТМ, ЦКОД-Т168-ОТТГ	ЦКОД-Т245	ЦКОД-Т324
Максимальное рабочее давление, МПа	25,0	25,0	25,0	13,0	10,0
Условный диаметр обсадных труб, мм	140	146	168	245	324
Наружный диаметр, мм	159	166	188	270	351
Внутренний диаметр корпуса клапана, мм	118,7	124,7	144,1	220,0	300,0
Диаметр шара, мм	75,0	75,0	75,0	75,0	75,0
Высота клапана, мм	360	360	360	400	400
Диаметр центрального отверстия, мм	70	70	80	120	160
Масса, кг:					
ОТТМ	17,8	19,2	23,0	62	92
ОТТГ	19,3	21,0	24,0	—	—

Клапаны обратные дроссельные типов ЦКОД (рис. 5.15) (ЦКОД-1 и ЦКОД-2) **и ЦКОД-Т** предназначены для непрерывного самозаполнения обсадной колонны промывочной жидкостью, предотвращения движения промывочной жидкости или цементного раствора из затрубья в колонну после ее цементирования, а также для упора цементировочной разделительной пробки. Основные параметры обратных клапанов типа ЦКОД (с треугольной резьбой) и типа ЦКОД-Т (с трапецеидальной резьбой типа ОТТМ) приведены в табл. 5.10 и 5.11.

Изготовители:

ООО « Нефтегазмаш – Технологии» .

ОАО « Нефтебур» .

ОАО « Торговый дом « Воткинский завод» и др. – типа ЦКОД-146.

Клапан обратный самозаполняющийся типа КОС (рис. 5.16) [4] предназначен для включения в состав нижней части обсадной колонны, обеспечивающий заполнение промывочной жидкостью при ее спуске в скважину, с исключением необходимости долива колонн буровым раствором для

Рис. 5.16. Клапан обратный самозаполняющийся типа КОС:
1, 14 – кольцо установочное; *2* – боковой канал; *3, 6* – каналы радиальные; *4* – поршень; *5, 16* – пружина; *7* – кольцо уплотнительное; *8* – труба; *9* – воронка; *10* – штифт срезной; *11* – выемка кольцевая; *12* – цанга; *13* – втулка перекрывающая; *15* – корпус; *17* – уплотнение; *18* – плашка; *19* – ось; *20* – шар

предотвращения смятия и для надежного исключения перетока тампонажного раствора из затрубного пространства в колонну после завершения процесса цементирования.

Самозаполнение колонны труб при спуске их в скважину с поддержанием уровня жидкости, близком к устью, обеспечивается наличием в клапане типа КОС откидной подпружиненной плашки в нижней его части, подпружиненных тарированными пружинами поршней, установленных в глухих цилиндрических отверстиях, оси которых параллельны продольной оси симметрии клапана. Каждое из глухих отверстий пересекается двумя сквозными радиальными отверстиями, нижние радиальные отверстия образуют с глухими перепускные каналы из-под плашечной полости колонны в надплашечную и перекрыты подпружиненными поршнями.

Исключение перетока тампонажного раствора из затрубного пространства в колонну труб по окончании процесса цементирования обеспечивается наличием в центральном канале клапана КОС перекрывающей втулки, установленной с возможностью взаимодействия со сбрасываемым элементом и перемещения вниз до пропуска через себя этого элемента и перекрытия нижних и верхних радиальных отверстий, пересекающих глухие отверстия.

В процессе спуска обсадной колонны в скважину перекрывающая втулка закреплена в корпусе КОС в верхнем положении срезным штифтом. Подпружиненная плашка перекрывает центральный канал клапана и жидкость из-под плашечного пространства в надплашечное перетекает под действием небольшого (заданного) перепада давления в колонне, обусловленного сопротивлением тарированных пружин перемещению вверх поршней в глухих отверстиях и открытию нижних радиальных отверстий.

После завершения спуска колонны при промывке скважины в колонну труб сбрасывают шар, который в расчетное время садится на верхнюю разрезанную часть перекрывающей втулки. Давление на устье повышают до момента среза штифта, связывающего перекрывающую втулку с корпусом. Втулка перемещается вниз, перекрывает верхние и нижние радиальные отверстия и фиксируется в расточке корпуса своей расширяющейся верхней разрезной частью, через которую шар проходит вниз и с потоком жидкости, отжимающей плашку, падает на забой скважины. Для дальнейшего перепуска жидкости и цементирования остается свободным только центральный канал КОС, перекрытый подпружиненной плашкой.

Номенклатура размеров клапана типа КОС рассчитана на весь размерный ряд обсадных труб по ГОСТ 632—80.

Изготовитель: ОАО НПО «Буровая техника».

Клапан обратный бескорпусной типа КОБ (рис. 5.17) [7] предназначен для применения при креплении нефтяных и газовых скважин обсадными колоннами. Клапан обеспечивает автоматическое заполнение буровым раствором спускаемой обсадной колонны, снижение гидродинамической составляющей давления на стенки скважины, посадку разделительной пробки на «стоп-кольцо» после продавливания цементного раствора и предотвращает обратный переток цементного раствора после завершения процесса цементирования.

Конструктивной особенностью обратного клапана типа КОБ является, что он как «стоп-кольцо» устанавливается в муфту резьбового соединения обсадной трубы. Регулируемое заполнение колонны труб раствором осуществляется через калиброванные отверстия дросселя *4*, а герметизация

Рис. 5.17. Клапан обратный бескорпусной типа КОБ для обсадной колонны:
1 — муфта; *2* — трубы; *3* — диафрагма; *4* — дроссель; *5* — шайба; *6* — шток; *7*, *9* — прокладка; *8* — седло; *10* — пружина; *11* — тарелка

трубного пространства от затрубного осуществляется с помощью подпружиненной тарелки *11*.

Обратный клапан состоит из седла *8*, тарелки *11*, шарнирного соединения с седлом пружины *10*, штока подпружиненного *6* с шайбой *5*, удерживающего тарелку в открытом положении. Для создания герметичности используются прокладки *7* и *9*. Если при спуске колонны труб предполагается перелив бурового раствора и нет опасности гидроразрыва пласта или недопуска колонны труб до забоя, то в седло *8* клапана вставляют диафрагму *3* и дроссель *4*, которые обеспечивают заполнение трубной колонны буровым раствором без его перелива на устье.

При посадке разделительной пробки на КОБ сжимается пружина под шайбой *5* и шток *6*, перемещаясь в нижнее положение, освобождает тарелку *11* от зацепления, которая поворачиваясь на оси под действием пружины *10*, надежно перекрывает отверстия дросселя *4*, предотвращая обратный поток тампонажного раствора во внутритрубное пространство.

Клапан типа КОБ прост по конструкции, удобен и надежен в эксплуатации. Номенклатура клапанов разработана для труб диаметром от 127 до 245 мм.

Изготовитель: ОАО НПО «Буровая техника».

Клапан обратный дифференциальный типа КОД (рис. 5.18) предназначен для перекрытия внутритрубного пространства и разделения цементного и бурового раствора при цементировании колонны обсадных труб в процессе строительства скважин на нефть и газ.

Клапан типа КОД состоит из корпуса *10*, к которому жестко прикреплен дроссель в виде диска *8* с периферийными отверстиями *6*, перекрытые пластиной *5*, находящейся под воздействием пружины *2*. В центральном канале диска *8* установлена втулка *3*, на которую одета пружина *2*. Осевой канал *1* втулки *3* в верхней части перекрыт заглушкой *9*. Втулка *3* вы-

Рис. 5.18. Клапан обратный дифференциальный типа КОД (в момент фиксации разделительной пробки при цементировании обсадной колонны):
1 — осевой канал; *2* — пружина; *3* — втулка; *4* — запорный элемент; *5* — пластина; *6* — отверстия периферийные; *7* — боковые окна; *8* — диск; *9* — заглушка; *10* — корпус; *11* — проточка кольцевая в корпусе; *12* — кольцо стопорное; *13* — кольцо уплотнительное; *14* — кольцевая канавка; *15* — пробка разделительная; *16* — центральный канал пробки разделительной; *17* — проточка кольцевая пробки для стопорного кольца; *18* — заглушка

полнена с боковыми окнами *7*, частично перекрытыми диском *8* и запорным элементом *4* в виде втулки, жестко прикрепленной к нижней поверхности пластины *5*. Разделительная пробка *15* с нижним торцом имеет уплотнительное кольцо *13*, расположенное в кольцевой канавке *14*, и пружинное стопорное кольцо *12*, размещенное в кольцевой проточке *17*. Стопорное кольцо устанавливается в проточку *11* в корпусе. Пробка *15* может быть со свободным центральным каналом *16* или с заглушкой *18*.

Применение клапана КОД позволяет совместить процесс спуска обсадной колонны или ее секции с автоматическим заполнением их буровым раствором. Это достигается за счет того, что боковые окна подпружиненной втулки полностью открыты запорным элементом для прохождения бурового раствора. Обеспечивается также непрерывность процесса цементирования за счет того, что отсутствует шар, который необходимо опускать перед закачкой цементного раствора и спуск которого неуправляем.

Разработчик и поставщик: ОАО НПО «Буровая техника».

5.3.3. КЛАПАН ЦИРКУЛЯЦИОННЫЙ ТИПА КС-110

Клапан циркуляционный типа КС-110 предназначен для заполнения рабочей средой колонны бурильных или насосно-компрессорных труб при их спуске в скважину и их опорожнении при подъеме.

Клапан типа КС-110 (рис. 5.19) состоит из тарельчатого клапана, размещенного в корпусе *2*, в котором выполнены каналы *1* для поступления

Рис. 5.19. Клапан циркуляционный типа КС-110:
1 — каналы; *2* — корпус нижний; *3* — сливное отверстие; *4* — корпус верхний;

рабочей среды во внутреннюю полость, патрубка-клапана *3* в верхней части корпуса *4*. Перед подъемом колонны труб из скважины в нее сбрасывается шар, который установится на седле патрубка-клапана, перекрывая проходной канал. За счет возникшего перепада давления патрубок-клапан перемещается до упора в тарельчатый клапан, вскрывая при этом сливное отверстие *3*.

Техническая характеристика клапана типа КС-110

Диаметр корпуса, мм	110
Длина, мм	505
Масса, кг	24
Присоединительная резьба по ГОСТ 633—80:	
муфта (вверху)	НКТ73
ниппель (внизу)	НКТ73

Изготовитель: НПП «АЗИМУТ».

5.3.4. ЦЕНТРАТОРЫ ПРУЖИННЫЕ

Отечественной промышленностью выпускаются пружинные центраторы типов ЦЦ и ЦЦ-Т, предназначенные для центрирования обсадных колонн при спуске и цементировании их в скважине в условиях эксплуатации. Применение центраторов позволяет получить равномерный зазор между обсадной трубой и стенками скважины, что исключает возможность контакта между ними и возможность обеспечить полную изоляцию цементным раствором, без разрыва, а значит, существенно продлить срок службы труб за счет уменьшения скорости коррозии.

Центраторы типов ЦЦ и ЦЦ-Т (рис. 5.20), а также типа ЦПН используют как в вертикальных так и в наклонно направленных скважинах. Осевая нагрузка, выдерживаемая креплением ограничительного кольца всех центраторов, 12000 Н.

Центратор типа ЦЦ одевается на обсадную трубу и состоит из сегментной петли *1*, пружинных планок (рессор) *2*, стопорного кольца *3*, ключа *4* и оси *5*.

Основные параметры пружинных центраторов типов ЦЦ и ЦЦ-Т приведены в табл. 5.12 и 5.13, а типа ЦПН в табл. 5.14.

Изготовители:
ООО «Нефтегазмаш – Технологии» — типа ЦЦ-Т.
Торговый дом «Воткинский завод» — типа ЦЦ.
СП ЗАО «Удмуртские долота» — типа ЦПН и др.

УСЛОВИЯ ЭКСПЛУАТАЦИИ ЦЕНТРАТОРОВ

Центраторы, закрепленные на обсадной колонне (приблизительно через каждые 10 м) с помощью стопорных колец и витых клиньев (ключей), спускаются в скважину, заполненную буровым раствором и размещаются в кольцевом пространстве интервала залегания продуктивной толщи, запол-

Рис. 5.20. Центратор пружинный типа ЦЦ для обсадных труб:
1 — петля сегментная; *2* — планка пружинная (рессора); *3* — кольцо стопорное; *4* — клин витой (ключ); *5* — ось

Рис. 5.21. Центраторы жесткие типа ЦЭЗ с эксцентриковым креплением для обсадных колонн диаметром 146 и 168 мм и НКТ:
а — с одной центрирующей втулкой; *б* — с двумя центрирующими втулками

няемом затем тампонажным раствором. Скважина может быть искривлена, с кавернозными стенками и покрыта глинистой коркой.

Плотность бурового раствора может достигать величины 2400 кг/м^3.

Во избежание охрупчивания материала рессор температура окружающей среды при спуске центраторов в скважину должна быть не менее минус 35 °С, в скважине — не более плюс 200 °С.

Рессоры центраторов выполнены из отожженной рессорно-пружин-

Таблица 5.12

Технические характеристики пружинных центраторов типа ЦЦ Воткинского завода

Показатель	ЦЦ2-146/216	ЦЦ2-168/216	ЦЦ2-245/295
Наружный диаметр, мм	225—240	244—262	320—340
Внутренний диаметр, мм	148—150,5	171—173,5	248—251
Максимальная радиальная нагрузка, кН (кгс)	8,0 (815)	8,0 (815)	10,5 (1050)
Максимальная осевая нагрузка, кН (кгс)	1,2 (1200)	1,8 (1800)	1,8 (1800)
Деформация при максимальной радиальной нагрузке, мм, не более	2	2	2
Температура хранения, °С	От —50 до +60	От —50 до +60	От —50 до +60
Число рессор	6	6	8
Масса центратора, кг, не более	9,2	10,5	16,0

Таблица 5.13

Технические характеристики пружинных центраторов типа ЦЦ-Т конструкции ООО «Нефтегазмаш – Технологии»

Показатель	ЦЦ-Т 140	ЦЦ-Т 146	ЦЦ-Т 168	ЦЦ-Т 245	ЦЦ-Т 324
Наружный диаметр, мм	270	275	300	370	445
Внутренний диаметр, мм	142	148	172	249	329
Диаметр скважины, мм	216	216	216	295	394
Максимальная нагрузка, кН	12,0	12,0	12,0	13,5	18,0
Масса, кг	8,0	8,4	9,9	14,2	18,7

Таблица 5.14

Технические характеристики центраторов типа ЦПН конструкции СП ЗАО «Удмуртские долота»

Показатель	ЦПН-102/140	ЦПН-114/140
Условный диаметр обсадной колонны, мм	102	114
Максимальный диаметр по кольцам центратора, мм	113	127
Допустимый интервал диаметров скважины, мм	139–145	139–145
Максимальная радиальная нагрузка на центратор, кН (кгс)	0,32(320)	0,4(400)
Максимальная осевая нагрузка на центратор, кН(кгс)	1,0 (1000)	1,0 (1000)
Число пружинных планок	6	6
Высота (длина) центратора, мм	330	310
Масса центратора со стопорным кольцом, кг, не более	2,5	2,5

ной стали марки 65 Г, подвергнутой дополнительной термообработке. Это позволяет деталям центратора сохранять свою форму после семикратной деформации с максимальной радиальной нагрузкой – до касания тела трубы.

Центраторы жесткие типа ЦЭЗ (рис. 5.21) с эксцентриковым зацеплением предназначены для установки на любом месте обсадных труб диаметром 146 и 168 мм и насосно-компрессорных труб, в том числе в процессе их спуска в скважину и обеспечивают качественное крепление в интервале залегания продуктивных отложений.

Центратор ЦЭЗ состоит из двух основных втулок, соединенных между собой дополнительной третьей, выполненной с эксцентриситетом. Центратор ЦЭЗ разработан в двух вариантах конструкции – ЦЭЗ-1 (с одной центрирующей втулкой) и ЦЭЗ-2 (с двумя центрирующими втулками).

Изготовитель и поставщик: ОАО НПО «Буровая техника».

5.3.5. УСТРОЙСТВА ДЛЯ СТУПЕНЧАТОГО ЦЕМЕНТИРОВАНИЯ ОБСАДНЫХ КОЛОНН

Устройства типов УСЦ и УСЦ1 предназначены для ступенчатого цементирования скважин при наличии зон поглощения в интервале подъема тампонажного раствора за обсадной колонной (рис. 5.22). Конструктивная простота устройства сочетается с надежностью его работы в процессе цементирования скважины. Устройства типа УСЦ разработаны и выпускаются для обсадных колонн диаметром от 140 до 273 мм, а типа УСЦ1 – для колонн диаметром от 299 до 340 мм. Технические характеристики устройств типов УСЦ и УСЦ1 приведены в табл. 5.15.

Эффективность применения устройства подтверждена при цементировании скважин на месторождениях Западной Сибири.

Разработчик и изготовитель: ОАО НПО «Буровая техника».

Рис. 5.22. Устройство типа УСЦ и УСЦ1 для ступенчатого цементирования скважин:
1 — переводник верхний; *2* — корпус; *3*, *10* — винты срезные; *4* — камера верхняя; *5* — гильза; *6* — втулка верхняя; *7* — золотник; *8* — отверстия циркуляционные; *9* — втулка нижняя; *11* — фиксатор; *12* — кольцо; *13* — камера нижняя; *14* — кольцо упорное; *15* — переводник нижний; *16* — пробка верхняя; *17* — пробка падающая; *18* — пробка нижняя; *19* — патрубок с упорным кольцом

Рис. 5.23. Муфта цементировочная гидравлическая типа МЦГ:
1, *19* — резьба обсадных труб; *2* — седло посадочное; *3*, *11* — манжета уплотнительная; *4* — фиксатор втулки; *5* — кольцо; *6*, *16*, *20* — винт срезной; *7* — отверстие цементировочное; *8* — втулка дифференциальная; *9* — накладка; *10* — клапан обратный; *12* — полость кольцевая; *13* — кольцо уплотнительное; *14* — корпус; *15* — втулка; *17* — упор; *18* — муфта; *21* — канал радиальный; *22* — отверстие радиальное в седле

Муфта цементировочная гидравлическая типа МЦГ (рис. 5.23) [5] устанавливается в составе труб обсадной колонны и предназначена для ступенчатого или манжетного цементирования скважин (совместно с заколонным пакером). Муфта состоит из цилиндрического корпуса *14* со ступенчатой наружной поверхностью и выполненными на нем радиальными отверстиями *7*, перекрытыми удаляемыми накладками *9*, размещенной на на-

Таблица 5.15

Технические характеристики устройств типов УСЦ и УСЦ1

Тип устройства	Диаметр обсадной колонны по ГОСТ 632, мм	Наружный диаметр устройства, мм	Внутренний диаметр устройства, мм	Длина устройства в рабочем положении, мм
УСЦ-140	139,7	173	121 – 124	950
УСЦ-146	146,1	178	127 – 130	950
УСЦ-168	168,3	200	147 – 150	950
УСЦ-178	177,8	209	157 – 160	950
УСЦ-219	219,1	250	195	1150
УСЦ-245	244,5	273	220	1150
УСЦ-273	273,1	305	250	1150
УСЦ1-299	298,5	335	275	1030

ружной поверхности корпуса дифференциальной втулки *8*, кольцевого пружинного фиксатора *4* дифференциальной втулки, перекрытого кольцом *5*, предохраняющим фиксатор от преждевременного срабатывания срезного винта *20*, удаленного посадочного седла *2*, закрепленного в проходном канале муфты срезными винтами *6*. Кроме того, имеются дополнительная втулка *15*, размещенная в кольцевой полости *12* между корпусом *14* и дифференциальной втулкой *8* и соединенная с корпусом срезным винтом *16*; радиальные каналы *21* в корпусе *14*, перекрытые обратными клапанами *10*; упор *17* для втулки *15*. Герметизация в муфте обеспечивается уплотнительными кольцами *13*. В седле *2* выполнены радиальные отверстия *22*, совмещенные с цементировочными отверстиями *7* в корпусе муфты. Между седлом *2* и корпусом *14* установлены уплотнительные манжеты *11*. В верхней части устройства размещена муфта *18* обсадной трубы. Устройство присоединяется к обсадной колонне с помощью резьбы обсадных труб по ГОСТ 632 – 80.

Отличительными особенностями конструкции МЦГ являются малая толщина ее стенок без ущерба для прочности, соответственно и уменьшенный наружный диаметр муфты, что позволяет использовать ее для цементирования потайной колонны. Кроме того, взамен посадочных седел в проходном канале имеется контейнер, падающий в процессе цементирования на забой скважины вместе с размещаемыми в нем продавочными пробками, что исключает необходимость разбуривания муфты после ОЗЦ.

Особенностью применения муфты МЦГ является необходимость создания перепада давления в 1 МПа в интервале ее установки для открытия цементировочных отверстий путем закачивания в колонну воды в конце продавки тампонажного раствора первой ступени цементирования или повышением давления в затрубном пространстве через отвод устьевого превентора.

Разработана документация на муфты для обсадных труб диаметром от 127 до 340 мм. Техническая характеристика муфты типа МЦГ приведены в табл. 5.16.

Изготовитель: ОАО НПО « Буровая техника» .

Муфта цементировочная гидравлическая типа МЦГ1 (рис. 5.24) [29] предназначена для ступенчатого цементирования обсадных колонн в скважине. Муфты типа МЦГ1 отличаются от муфт типа МЦГ полным гидроприводом рабочего перекрываюшего органа-втулки.

Муфта типа МЦГ1 состоит из корпуса с радиальными отверстиями,

Таблица 5.16

Техническая характеристика муфты типа МЦГ конструкции ОАО НПО «Буровая техника»

Показатель	Диаметр обсадной трубы, мм					
	127	140	146	168	178	194
Наружный диаметр корпуса, мм	142	155	164	186	198	216
Диаметр проходного канала, мм, не менее	106	119	124	144	155	172
Максимальное внутреннее давление на муфту кратковременное, МПа	60	59	59	53	56	55
Максимальное внутреннее давление на муфту длительное, МПа	47	47	48	42	45	43
Максимальное наружное давление на муфту длительное, МПа	44	43	43	39	42	40
Максимальная растягивающая нагрузка, кН	13	18	24	30	31	31
Длина, мм, не более	720	760	730	750	750	760
Масса, кг, не более	35	40	45	55	60	70

Продолжение табл. 5.16

Показатель	Диаметр обсадной трубы, мм					
	219	245	273	299	324	340
Наружный диаметр корпуса, мм	242	266	294	322	350	365
Диаметр проходного канала, мм, не менее	194	218	253	274	302	318
Максимальное внутреннее давление на муфту кратковременное, МПа	58	47	45	43	43	42
Максимальное внутреннее давление на муфту длительное, МПа	46	38	36	35	35	34
Максимальное наружное давление на муфту длительное, МПа	42	35	33	33	32	31
Максимальная растягивающая нагрузка, кН	40	48,5	28	45	44	43
Длина, мм, не более	780	780	780	730	730	730
Масса, кг, не более	100	100	100	125	120	130

размещенной на его наружной поверхности ступенчатой перекрывающей втулки с радиальными отверстиями и полого цилиндрического контейнера со ступенчатыми внутренней и наружной поверхностями, размещенного внутри корпуса и связанного с последним срезными винтами. На наружной поверхности корпуса, выше и ниже втулки и частично ее перекрывая, установлены верхняя и нижняя крышки. Ступенчатой формы втулка связана с корпусом срезными винтами. В верхней части втулки, между ней и корпусом размещены фиксаторы, причем верхний фиксатор связан с втулкой, тарированными срезными штифтами, а нижний фиксатор связан с ней неразъемно. На наружной поверхности корпуса выше верхнего и ниже нижнего фиксаторов выполнены конусные проточки, ответные отогнутым внутрь лепесткам фиксаторов. В корпусе выше и ниже втулки выполнены радиальные отверстия для подвода к втулке из обсадной колонны управляющего давления жидкости. В верхней части корпуса с ним связана муфта обсадной колонны на резьбе обсадных труб. В контейнере, загерметизированном в корпусе манжетами, выполнены радиальные отверстия. В состав обсадной колонны муфта МЦГ1 включается с помощью присоединительных резьб. Герметизация в МЦГ1 обеспечивается резиновыми уплотнительными кольцами круглого сечения.

Рис. 5.24. Муфта цементировочная гидравлическая типа МЦГ1 конструкции ОАО НПО «Буровая техника»:
1, 18 — резьба присоединительная; *2, 9* — винт срезной; *3* — крышка нижняя; *4, 5, 7, 16, 19* — отверстия радиальные; *6* — втулка перекрывающая; *8* — манжета; *10* — корпус муфты цементировочной; *11* — контейнер; *12, 14* — фиксаторы; *13* — крышка верхняя; *15* — штифт срезной; *17* — муфта обсадной колонны

Таблица 5.17

Технические характеристики муфты типа МЦГ1-168 конструкции ОАО НПО «Буровая техника»

Показатель	МЦГ1-168	
	I вариант	II вариант
Наружный диаметр корпуса, мм, не более	188	195
Диаметр проходного канала после удаления контейнера с пробками, мм (по требованию заказчика)	144—150	144—150

Таблица 5.18

Технические характеристики муфт ступенчатого цементирования типа МСЦГ

Показатель	МСЦГ-146	МСЦГ-168
Номинальный диаметр обсадной колонны, мм	146	168
Наружный диаметр муфты, мм	178	195
Грузоподъемность, кН	735	880
Длина, мм	850	850
Масса, кг	45	60

Основные технические параметры муфты МЦГ1-168 приведены в табл 5.17.

Изготовитель: ОАО НПО «Буровая техника».

Муфта типа МСЦГ применяется при цементировании обсадных колонн в условиях неизолированных зон поглощения, с целью снижения репрессии на продуктивный пласт, а также при проведении манжетного цементирования. Отличительными особенностями МСЦГ являются: сохранение внутреннего диаметра эксплуатационной колонны в месте ее установки; работоспособность не зависит от угла в месте установки.

Принцип работы МСЦГ заключается в возможности открытия циркуляционных окон при создании избыточного давления после продавки первой пробки и получения сигнала «стоп». Закрытие циркуляционных окон происходит при получении сигнала «стоп» по второй ступени.

Основные параметры муфт типа МСЦГ приведены в табл. 5.18.

Изготовитель: Фирма «УКОМ» г. Ижевск.

5.3.6. УСТРОЙСТВА ДЛЯ СПУСКА И ЦЕМЕНТИРОВАНИЯ ТРУБ СЕКЦИЯМИ

Устройства (разъединители) служат для спуска обсадных колонн секциями или спуска потайных колонн при помощи бурильных труб. Принцип работы разъединителей основан на использовании легко отвинчиваемого левого резьбового соединения, при помощи которого после спуска и цементирования обсадной колонны освобождается бурильная колонна. Иногда, во избежание аварий, приходится осуществлять спуск эксплуатационных колонн секциями в глубокие скважины с осложненными геологическими условиями.

Отечественной промышленностью выпускаются разъединители различных конструкций под шифрами ПМП, ПМПЦ, ПРК, Р, РКЗ, РРС, РСХ, УСЦОК, ЦРУ и другие, наиболее известные из них приведены ниже.

Устройства типа ПМП (рис. 5.25) предназначены для спуска и подвески хвостовиков с фильтрами в интервале продуктивной зоны скважины при заканчивании ее с открытым забоем. Устройства типа ПМП разработаны и выпускаются для хвостовиков из труб диаметром от 101,6 до 127,0 мм. Основные технические характеристики устройств типа ПМП приведены в табл. 5.19.

Хвостовик с устройством, установленном на его верхнем конце, спускается в скважину на бурильных трубах диаметром 89 мм. Конструктивная надежность устройства сочетается с несложной технологией его спуска и установки в нижней части предыдущей обсадной колонны.

Эффективность применения устройства типа ПМП проверена и подтверждена при креплении скважин в Западной Сибири.

Устройство типа ПМПЦ (рис. 5.26) предназначено для спуска, цементирования и подвески хвостовиков в нижней части эксплуатационной колонны при креплении основного и дополнительного стволов скважины. Устройство типа ПМПЦ разработано и выпускается для хвостовиков диаметром 114,3 и 127 мм. Основные технические характеристики устройств типа ПМПЦ приведены в табл. 5.20. Хвостовик с технологической оснасткой на его нижнем конце и устройством на верхнем конце спускают в скважину на бурильных трубах диаметром 89 мм. Конструктивная надежность устройства сочетается с технологической простотой его применения при спуске, цементировании и подвеске хвостовика при креплении скважины. Наибольший эффект достигается при креплении хвостовиками дополнительных стволов скважин.

Разработчик и изготовитель: ОАО НПО «Буровая техника».

Разъединитель кулачковый с гидравлическим затвором типа РКЗ (рис. 5.27) [7] предназначен для спуска в скважину потайных обсадных колонн (секций) и цементирования в сложных горно-геологических условиях с температурой на забое до 150 °С. Конструкция разъединителя обеспечивает вращение обсадной колонны в процессе спуска и цементирования. Подвеска обсадной колонны осуществляется либо на цементный камень, либо с использованием специального устройства. Вращение обсадной колонны обеспечено наличием в конструкции разъединителя кулачков на стволе, связанном с бурильной колонной, заведенных в пазы, выполненные внутри корпуса-воронки и соединенного с обсадной колонной. От преждевременного выхода кулачков из пазов РКЗ предохраняется гидравлическим затвором, выполненным в виде герметичной кольцевой полости между во-

Рис. 5.25. Устройство типа ПМП для спуска хвостовиков:
1 — заглушка; *2* — переводник левый; *3* — муфта; *4* — корпус; *5* — шар; *6* — пластина; *7* — амортизатор; *8* — клапан; *9* — элемент уплотнительный; *10* — плашки; *11* — кольца уплотнительные; *12* — переводник; *13* — заглушка

Рис. 5.26. Устройство типа ПМПЦ для спуска, цементирования и подвески хвостовиков:
1, *11* — заглушка; *2* — переводник левый; *3* — винт срезной; *4* — пробка подвесная; *5* — клапан впускной; *6* — элемент уплотнительный; *7* — плашки; *8* — кольца уплотнительные; *9* — корпус; *10* — переводник нижний; *12* — пробка продавочная; *13* — пробка разделительная

ронкой и стволом, заполненной маслом, с радиальным каналом в стволе, герметично перекрытым полым срезным винтом.

После спуска обсадной колонны до проектной глубины с проработкой мест сужений ствола проводят цементирование скважины, при котором продавочная пробка проходя через РКЗ разрушает срезной винт и открывает радиальный канал, соединяющий внутритрубное пространство с кольцевой полостью гидрозатвора. В конце цементирования в колонну сбрасы-

Таблица 5.19

Технические характеристики устройств типа ПМП

Тип устройства	Диаметр устройства (без учета разбуриваемых деталей), мм	Диаметр обсадной колонны, в которой устанавливается устройство, мм	Наружный диаметр устройства, мм	Внутренний диаметр устройства (без учета левого переводника), мм	Длина устройства в рабочем положении, мм	
					С левым переводником	Без левого переводника
ПМП-102/168	101,6	168,3	136	90	1080	805
ПМП-114/168	114,3	168,3	140	97 – 100	1080	805
ПМП-127/178	127,0	177,8	150	106 – 110	1080	805

Таблица 5.20

Технические характеристики устройств типа ПМПЦ

Тип устройства	Диаметр устройства (без учета разбуриваемых деталей), мм	Диаметр обсадной колонны, в которой устанавливается устройство, мм	Наружный диаметр устройства, мм	Внутренний диаметр устройства (без учета левого переводника), мм	Длина устройства в рабочем положении, мм	
					С левым переводником	Без левого переводника
ПМПЦ-102/168	101,6	168,3	136	90	1080	805
ПМПЦ-114/168	114,3	168,3	140	97 – 100	1080	805
ПМПЦ-127/178	127,0	177,8	150	106 – 110	1080	805

вают шар, который опускается на седло втулки, размещенной в проходном канале ствола и перекрывает проход. При повышении давления над шаром срезаются штифты, удерживающие втулку, и она сдвигается вниз, открывая радиальные промывочные отверстия в стволе, размещенные выше воронки. Далее прямой или обратной промывкой удаляют излишки тампонажного раствора, поднявшегося выше РКЗ. По окончании времени ОЗЦ бурильную колонну «разгружают», поворачивают вправо и поднимают, в результате чего она отсоединяется от нижней секции обсадной (потайной) колонны. Бурильную колонну поднимают из скважины.

Разъединитель типа РКЗ разработан для обсадных труб диаметром 194, 219 и 245 мм. Основные параметры конструкции разъединителей типа РКЗ приведены в табл. 5.21.

Изготовитель: ОАО НПО «Буровая техника».

Подвеска-разъединитель кулачковая типа ПРК [5] предназначена для надежной подвески потайных обсадных колонн диаметром от 168 до 273 мм в предыдущих колоннах и герметичного перекрытия межтрубного пространства.

Подвеска-разъединитель состоит из двух жестко связанных между собой модулей — модуль колонной подвески (МКП) и модуль разъединителя кулачкового (МРК). МКП содержит узел подвески, два узла герметизации (УГ) межколонного пространства и узел воздушной камеры (УВК) с золотником.

Узел подвески состоит из корпуса, соединенного с размещенными выше и ниже его узлами герметизации. На наружной поверхности корпуса размещен цилиндрический раздуваемый элемент подвески с кольцевыми

Рис. 5.27. Разъединитель кулачковый типа РКЗ:
1 — шар сбрасываемый; *2* — переводник; *3* — втулка ствола; *4* — штифт; *5* — отверстие промывочное; *6* — пробка-штуцер; *7* — отверстие пробки; *8* — кольцевое пространство разъединителя; *9* — ствол разъединителя; *10* — муфта-воронка; *11* — поршень кольцевой; *12* — торец муфты-воронки; *13* — кулачки; *14* — патрубок; *15* — штифт срезной; *16* — пробка подвесная; *17*, *18* — пазы для передачи давления; *19* — пазы муфты-воронки; *20* — шлицы

Рис. 5.28. Разъединитель резьбовой колонн типа РРС:
1 — ствол; *2* — втулка со срезными штифтами; *3* — раструб; *4* — патрубок; *5* — труба обсадная верхняя; *6* — пробка подвижная

металлическими наборными шлипсами. УГ состоят из пакеров сжатия, изготовленных из резинового рукава.

УВК — это кольцевая полость между трубами, размещенными внутри корпуса узла подвески, не заполняемую жидкостью при спуске в скважину, и золотник, отсекающий воздушную камеру от радиального отверстия в корпусе подвески, выполненного между металлическим элементом подвески и верхним УГ.

Таблица 5.21

Технические характеристики разъединителей типа РКЗ

Показатель	РКЗ-194	РКЗ-219	РКЗ-245
Номинальный диаметр обсадной трубы, спускаемой в скважину, мм	194	219	245
Наружный диаметр разъединителя, мм	206	245	270
Крутящий момент, передаваемый кулачками, Н·м	5300	5700	6500
Пробное давление разъединителя, МПа	25	25	25
Пробное давление раструба и разъединителя, МПа	30	30	30
Давление срезания штифтов подвесной пробки, МПа	5–8	5–8	5–8
Давление открытия промывочных отверстий, МПа	8–10	8–10	8–10
Длина разъединителя, мм	1829	1800	20071
Длина раструба, мм	1027	1022	1082
Масса разъединителя, кг	200	300	370
Масса раструба, кг	52,5	60,6	72,7

Таблица 5.22

Техническая характеристика подвески-разъединителя типа ПРК

Показатель	Диаметры обсадных труб для ПРК, мм					
	168	178	194	219	245	273
Номинальный диаметр спускаемых обсадных труб, мм	168	178	194	219	245	273
Наибольший наружный диаметр, мм	187	200	212	242	270	299
Максимальная осевая нагрузка, тс	80	90	100	120	140	160
Максимальный перепад давления на ПРК, МПа	30	25	20	20	15	15
Максимальное внутреннее давление, МПа	40					
Максимальная рабочая температура, °С	200					
Длина ПРК в сборе, мм, не более	4500	4500	4500	4700	4800	4900

При спуске и промежуточных промывках жидкость циркулирует через центральный канал ПРК, в нижней части которого подвешена нижняя секция продавочной пробки.

При продавливании тампонажного раствора верхняя секция продавочной пробки входит в нижнюю секцию и движется с ней совместно до кольца «стоп». После посадки на «стоп»-кольцо, давление в колонне труб ступенчато повышают. Первыми срезаются штифты, удерживающие кольцевые поршни пакеров, сжимающие и расширяющие их и герметично перекрывающие межколонное пространство выше и ниже элементов подвески. При достижении заданного давления срезается штифт золотника, который движется вниз, сообщая воздушную камеру с кольцевой полостью между пакерами. В этот момент происходит снижение давления в полости, что способствует эффективному расширению металлического элемента подвески, его плотному контакту с предыдущей колонной и увеличению несущей способности ПРК.

После этого с помощью сбрасываемого шара открывают промывочные отверстия в МРК, вымывают цементный раствор, поднявшийся выше ПРК, отсоединяют бурильную колонну от МРК и поднимают ее из скважины.

Подвеска-разъединитель типа ПРК разработан для обсадных труб диаметром от 168 до 273 мм. Основные параметры конструкции разъединителей типа ПРК приведены в табл. 5.22.

Изготовитель: ОАО НПО «Буровая техника».

Разъединитель резьбовой колонн типа РРС (рис. 5.28) [29] предназначен для спуска потайных колонн и обсадных колонн диаметром от 168

до 340 мм секциями в сложных горно-геологических условиях, когда ствол осложняется в течение 1,5—2 сут после подъема колонны бурильных труб.

Разъединитель состоит из ствола *1* с закрепленной на нем срезными штифтами втулки *2*. Ствол разъединителя соединен с помощью резьбы с патрубком *4*, на котором на срезных штифтах закреплена подвижная пробка (ПП) *6*. Верхняя обсадная труба *5* потайной колонны или секции, свинчена с раструбом *3* разъединителя.

После спуска обсадной колонны до проектной глубины проводят ее цементирование. При этом верхняя разделительная пробка, проходя через втулку *2* разъединителя и патрубок *4*, соединяется с пробкой *6*, срезает удерживающие ее штифты с помощью дополнительного избыточного давления. Двигаясь совместно вниз по обсадной колонне, обе пробки продавливают тампонажный раствор через башмачные отверстия в заколонное пространство между обсадной колонной и стенкой скважины. После закачки расчетного объема бурового раствора в бурильную колонну сбрасывают шар, который, опускаясь вместе с закачиваемым объемом раствора, садится в посадочное гнездо втулки *2* разъединителя. При этом, одновременно или чуть раньше, обе пробки садятся с фиксацией на шток обратного клапана типа КОБ или в корпус обратного клапана типа КОД, трубное пространство изолируется от затрубного. При дальнейшем повышении давления происходит срезание шпилек, удерживающих втулку *2* разъединителя, которая, передвигаясь вниз, открывает промывочные отверстия и осуществляется промывка скважины с целью вымывания излишков тампонажного раствора, поднявшегося выше раструба *3* разъединителя во избежание цементирования бурильной колонны. После двойного срока схватывания тампонажного раствора на глубине установки раструба разъединителя путем поворота вправо бурильная колонна по левой резьбе разъединяется от потайной колонны или от нижней секции обсадных труб.

Изготовитель: ОАО НПО « Буровая техника» .

Универсальный разъединитель типа РСХ (рис. 5.29) состоит из удлиненного ниппеля *2* и муфты *5*, соединяемых между собой левой трапецеидальной резьбой с крупным шагом. К муфте присоединена на метрической резьбе входная воронка *4*. На верхнем конце ниппеля выполнена замковая резьба, в которую ввинчивается ниппель замка бурильной колонны. На нижнем конце ниппеля выполнена входная часть в виде втулки с узлом соединения по цилиндру с кольцевым уплотнением и трапецеидальной резьбой. На нижнем конце муфты разъединителя выполнена правая резьба обсадной трубы, в которую ввинчивается верхний конец последней сверху трубы потайной колонны.

Основные параметры универсальных разъединителей типа РСХ приведены в табл. 5.23.

Изготовитель: ОАО « Нефтебур» .

Облеченный разъединитель типа Р (рис. 5.30) состоит из ниппеля *2* и муфты *4*, соединяемых между собой левой трапецеидальной резьбой с крупным шагом.

Основные параметры разъединителей типа Р приведены в табл. 5.24.

Изготовитель: ОАО « Нефтебур» .

Устройство типа УСЦОК (рис. 5.31) [7] предназначено для стыковки и цементирования секций обсадных колонн при креплении глубоких скважин в осложненных условиях.

Устройство состоит из корпуса *2*, соединенного с разъединителем *18*. В

Рис. 5.29. Универсальный разъединитель типа РСХ для спуска потайных обсадных колонн:
1 — резьба замковая; *2* — ниппель; *3* — резьба метрическая; *4* — воронка; *5* — муфта; *6* — резьба трапецеидальная; *7* — резьба обсадных труб

Рис. 5.30. Облегченная конструкция разъединителя типа Р для спуска потайных колонн:
1 — резьба замковая; *2* — ниппель; *3* — резьба трапецеидальная; *4* — муфта; *5* — резьба обсадных труб

Таблица 5.23

Технические характеристики универсальных разъединителей типа РСХ

Тип разъединителя	Размеры разъединителя, мм			Присоединительная резьба			
	D	*d*	*L*	Трапецеидальная по ГОСТ 9484—81	Верхняя по ГОСТ 5286—75	Нижняя по ГОСТ 632—80	Под пакер по ГОСТ 9150—81
РСХ-146×219	184	90	705	СП 140×6	З-121	146	СП 144×3
РСХ-146×245	210		705	СП 140×6		146	СП 144×3
РСХ-168×245	210		705	СП 160×8		168	СП 166×4
РСХ-194×273	233		755	СП 185×10		194	СП 192×4
РСХ-219×299	261	120	815	СП 210×10	З-147	219	СП 217×4
РСХ-245×324	288		755	СП 235×12		245	СП 243×3
РСХ-245×351	320		755	СП 235×12		245	СП 243×4
РСХ-273×377	345		850	СП 265×12		273	СП 272×4

корпусе *2*, посредством срезных винтов *5*, закреплена гильза *12*. В зазоре между корпусом *2* и гильзой *12* находятся уплотнения *4* и *8*. В радиальных отверстиях корпуса гайками *6* закреплена диафрагма *7*. На гильзе выполнены радиальные отверстия *9*, перекрытые диафрагмой *7*. На нижнем конце гильзы закреплена направляющая пробка *14* с центральным отверстием, заканчивающаяся конической поверхностью *13*. Под корпусом *2* расположен раструб *15* с внутренней конической поверхностью *13*. Сопряжение конических поверхностей *11* и *13* устраняет осевое перемещение гильзы *12* относительно раструба *15* во время спуско-подъемных операций бурильной колонны, а также проворачивание ее в процессе бурения. В корпусе *2* на

Таблица 5.24

Технические характеристики облегченных разъединителей типа Р

Тип разъединителя	Размеры разъединителя, мм			Присоединительная резьба			Масса, кг
	D	*d*	*L*	Замковая по ГОСТ 5286–75	Трапецеидальная по ГОСТ 9484–81	Обсадных труб по ГОСТ 632–89	
Р-178х245	210	90	510	З-121	170х8	178	166
Р-194х273	233		520		190х8	194	225
Р-219х299	261	120	540	З-147	210х10	219	275
Р-245х324	288		540		240х12	245	350
Р-245х340	301		540		240х12	245	360

верхнем торце гильзы *12* установлено упорное кольцо *3*, предназначенное для посадки разделительной пробки *1* после продавки цементного раствора. Разделительная пробка может быть выполнена с открытым или с заглушенным центральным сквозным отверстием.

Техническим результатом герметичности секции обсадных колонн являются:

фиксация сопряженных конических поверхностей гильзы и раструба под давлением, создаваемым буровым раствором; это достигается за счет того, что боковые отверстия на гильзе и корпусе смещаются друг относительно друга и перекрываются стенками гильзы и корпуса;

Рис. 5.31. Устройство типа УСЦОК для секционного спуска и цементирования обсадных колонн:
а — устройство для стыковки и цементирования обсадных колонн в процессе стыковки и цементирования двух секций; *б* — схема стыковки секции обсадных колонн с использованием соединителя обсадной колонны; *1* — пробка разделительная; *2* — корпус; *3* — кольцо; *4*, *8*, *10* — уплотнения; *5* — винт срезной; *6* — гайка; *7* — диафрагма; *9* — отверстие радиальное; *11*, *13* — поверхность коническая; *12* — гильза; *14* — пробка направляющая; *15* — раструб; *16* — отверстия промывочные; *17* — шар сбросовый; *18* — разъединитель; *19* — пробка продавочная

контролируемость процесса стыковки секций труб до начала цементирования; это достигается созданием давления в состыкованной верхней секции и установкой в радиальных отверстиях корпуса диафрагм, подобранных на любое заданное избыточное давление бурового раствора;

цементирование верхней секции труб в состыкованном с нижней секцией состоянии; это достигается за счет того, что гильза и корпус имеют боковые отверстия.

Устройство работает следующим образом: в собранном виде его навинчивают на первую обсадную трубу верхней секции и спускают в скважину, при этом нижняя секция оборудована раструбом *15*. Если обсадную колонну спускают в скважину тремя и более секциями, а хвостовик — двумя и более секциями, то применяют разъединитель *18*. Его навинчивают на верхнюю обсадную трубу верхней секции.

Для срабатывания разъединителя *18* применяют продавочную пробку *19* и сбросовый шар *17*. Продавочная пробка *19*, опускаясь вниз по бурильной колонне, продавливает тампонажный раствор через разъединитель и соединяется с разделительной пробкой *1*, плотно закрепляясь в ее центральном отверстии. Затем обе пробки продавливают тампонажный раствор внутри секции обсадной колонны в затрубное пространство. Момент спуска сбрасываемого шара для открытия промывочных отверстий *16* разъединителя определяется расчетом по формуле, приведенной в [29]. В этом случае работа устройства происходит по общепринятой схеме.

При креплении скважины обсадной колонной двумя секциями в процессе спуска верхней секции может быть проведена промежуточная промывка скважины, которую осуществляют в обычном порядке через центральное отверстие направляющей пробки *14*. После спуска верхней секции обсадной колонны ввод гильзы *12* в раструб *15* осуществляют одновременно с циркуляцией бурового раствора. При этом давление циркуляции бурового раствора повышают на 3,0—4,0 МПа, после чего давление сбрасывают. После этого корпус *2* опускают в раструб *15*, разгружают на 10—12 т и поднимают давление в трубах до разрушения диафрагмы *7*. В этот момент давление в трубах резко падает. Закачивают расчетный объем тампонажного раствора и опускают разделительную пробку *1*. Пробка *1* в этом случае должна быть с заглушенным центральным сквозным отверстием.

При достижении разделительной пробкой *1* упорного кольца *3*, повышают давление внутри секции обсадной колонны, в результате чего срежутся винты *5*. Разделительная пробка вместе с гильзой *12* и упорным кольцом *3* сдвинутся вниз до соединения конических поверхностей *11* и *13*. Радиальные отверстия *9* гильзы *12* при этом будут расположены против стенки корпуса *2*, а зазор между корпусом *2* и гильзой *12* будет загерметизирован уплотнениями *4, 8* и *10*.

Устройство обеспечивает надежность соединения верхней секции обсадной колонны с нижней с помощью конических поверхностей *11* и *13*, гильзы *12* и раструба *15*, а также герметичность с помощью уплотнений *4, 8* и *10*, что позволяет осуществлять цементирование верхней секции в состыкованном с нижней секцией состоянии.

Изготовитель: ОАО НПО « Буровая техника» .

Цанговые разъединители типа ЦРУ применяются при креплении скважин хвостовиками в тех случаях, когда вес их настолько мал, что при использовании резьбового разъединителя возможно не получить отворота

Таблица 5.25

Технические характеристики цанговых разъединителей типа ЦРУ

Показатель	ЦРУ-102	ЦРУ-114
Диаметр хвостовика, мм	102	114
Диаметр воронки, мм	120	140
Грузоподъемность, кН	80	120
Длина, мм	770	1270
Масса, кг	29	45

из-за отсутствия достаточного тормозного крутящего момента на хвостовике. Особенно это актуально при креплении их без опоры на забой.

Цанговый разъединитель состоит из двух частей — оставляемой и извлекаемой. Извлекаемая часть многоразового использования состоит из цангового замкового узла, поршня со стопорной втулкой, фиксирующейся на срезных штифтах. В стопорной втулке закрепляется хвостовик подвесной пробки. Оставляемая часть разъединителя состоит из воронки с пазами, соответствующими замкам, и промывочной втулки с выпадающими заглушками. После сборки потайной колонны (хвостовика) на верхнюю трубу наворачивают цанговый разъединитель и спускают на проектную глубину на бурильных трубах. Продавочная пробка, увлекая с собой подвесную пробку, садится на кольцо «стоп», и повышением давления открываются промывочные отверстия. Прокачкой и сдвигом стопорной втулки запорной пробкой освобождают замковый узел.

Основные параметры цанговых разъединителей типа ЦРУ приведены в табл. 5.25.

Изготовитель: Фирма «УКОМ».

5.3.7. УСТРОЙСТВА ДЛЯ СПУСКА, ПОДВЕСКИ И ГЕРМЕТИЗАЦИИ ХВОСТОВИКОВ

Устройства типов ПХЦ, УСПГХ-Ц и ПХН предназначены для спуска, подвески и герметизации хвостовиков диаметром 102 и 114 мм с их цементированием, манжетным цементированием и без цементирования.

ПОДВЕСКА ХВОСТОВИКА ТИПА ПХН БЕЗ ЦЕМЕНТИРОВАНИЯ

Устройство типа ПХН (рис. 5.32) предназначено для спуска и подвески хвостовика диаметром 102 и 114 мм с герметизацией межтрубного пространства при установке их в колоннах диаметром 168 и 146 мм [49]. Устройство включает узлы подвески и герметизации хвостовика, извлекаемый транспортный узел, который обеспечивает приведение устройства в действие и отсоединение хвостовика от бурильной колонны. По способу приведения в действие извлекаемого транспортного узла устройство выпускается в двух вариантах конструктивного исполнения. Первый предполагает применение бурильных труб, а второй — любые нефтепромысловые трубы. В комплект поставки устройства включается продавочная пробка, которая продавливается через колонну бурильных труб и обеспечивает получение сигнала «стоп» при посадке в седло извлекаемого узла. Последующим трех ступенчатым повышением внутреннего давления устройство приводится в

Таблица 5.26

Технические характеристики устройств типа ПХН для спуска и герметизации хвостовика конструкции ОАО НПО «Буровая техника»

Показатели	ПХН 102/146	ПХН 114/168
Диаметр обсадной колонны, мм	146	168
Условный диаметр хвостовика, мм	102	114
Максимальный наружный диаметр устройства (по центраторам), мм	124	144
Диаметр внутреннего канала, мм	95	95
Диаметр колонны труб для спуска хвостовика, мм	89	89
Грузоподъемность устройства, кН	200	200
Длина подвески в транспортном положении, мм	3000	2690
Максимальный перепад давления между разобщенными зонами, МПа	30	30
Максимальная рабочая температура, °С	100	100
Расчетное избыточное давление, МПа:		
срабатывания якорного узла	14	14
срабатывания уплотнительного элемента и разъединительного узла	18	18
Присоединительные резьбы:		
муфта (сверху)	З-101	З-101
ниппель (снизу)	ОТТМ 102	ОТТМ-114

действие и обеспечивает герметизацию и подвеску хвостовика, а также отсоединение от транспортировочной колонны труб. Продавочная пробка вместе с извлекаемым транспортным узлом поднимается на поверхность.

Технические характеристики устройств типа ПХН приведены в табл. 5.26.

Изготовители:
ОАО НПО «Буровая техника».
АООТ «Тяжпрессмаш».

УСТРОЙСТВО ДЛЯ ПОДВЕСКИ И ЦЕМЕНТИРОВАНИЯ ХВОСТОВИКОВ РАЗЛИЧНОГО ТИПА

Устройство типа ПХЦ предназначено для подвески и цементирования хвостовиков диаметром 114 и 102 мм в обсадных колоннах диаметром 168 и 146 мм. Устройство включает узлы подвески и цементирования хвостовика, извлекаемый транспортный узел, который обеспечивает приведение устройства в действие и отсоединение хвостовика от бурильной колонны.

Техническая характеристика устройства ПХЦ конструкции ОАО НПО «Буровая техника» для спуска и цементирования хвостовика

Тип устройства	ПХЦ-114/168 и ПХЦ-102/146
Диаметр хвостовика, мм	114/102
Максимальный наружный диаметр устройства (по центраторам), мм	144/124
Диаметр обсадной колонны, мм	168/146
Диаметр колонны труб для спуска хвостовика, мм	89
Проходной диаметр устройства, мм	95
Грузоподъемность устройства, кН	200
Максимальный перепад давления на пакерующий элемент, МПа	30
Максимальная рабочая температура, °С	120
Длина устройства, мм	3000

Изготовитель: ОАО НПО «Буровая техника».

Рис. 5.32. Устройство типа ПХН для спуска и подвески хвостовика без цементирования:
1 — извлекаемый транспортный узел; *2* — разъединитель; *3* — привод уплотнительного элемента; *4* — элемент уплотнительный; *5* — якорь; *6* — привод якоря; *7* — центратор; *8* — клапан дифференциальный; *9* — переводник нижний

Таблица 5.27

Технические характеристики стыковочного устройства типа ТГС конструкции СП ЗАО «Удмуртские долота» [49]

Показатель	ТГС-101,6	ТГС-114
Максимальный наружный диаметр, мм	119	140
Габаритный диаметр по рессорам клиновой подвески, мм	155	172
Максимальный диаметр проходного канала, мм	85	98
Наружный диаметр манжет очистительной пробки, мм	90	105
Наружный диаметр малой продавочной пробки, мм	64	80

Таблица 5.28

Технические характеристики установочного инструмента типа ВМ-УИ конструкции СП ЗАО «Удмуртские долота» [49]

Показатель	ВМ-УИ-101,6	ВМ-УИ-114
Максимальное давление, МПа	35	35
Рабочее давление, МПа	25	25
Максимальный наружный диаметр, мм	108	140
Максимальное усилие растяжения (кроме штока), т	70	100
Максимальный диаметр торцевого упора в открытом положении, мм	120	137
Максимальное усилие сжатия по торцевым упорам, т	70	100
Длина рабочего хода штока, мм	3,5	3,5
Число оборотов стыковочной резьбы, не менее	11	18
Пределы изменения рабочей температуры, °С	−50 — + 45	
Типоразмер замковой присоединительной резьбы	З-86	З-102

Устройства типов ТГС-101,6 (114) и **ВМ-УИ-101,6 (114)** [49] являются инструментами и технологической оснасткой для спуска, подвески и цементирования хвостовиков диаметром 102 и 114 мм в нефтяных и газовых скважинах. Основные технические характеристики указанных устройств приведены в табл. 5.27 и 5.28.

Изготовитель: СП ЗАО «Удмуртские долота».

Устройства типов УСПГХ и УСПГХ-Ц предназначены для спуска, подвески и герметизации хвостовика диаметром 114 мм с герметизацией межтрубного пространства в обсадной колонне диаметром 168 мм.

Устройство включает узлы подвески и герметизации хвостовика, извлекаемый транспортный узел, который обеспечивает приведение устройства в действие и отсоединение хвостовика от бурильной колонны.

Таблица 5.29

Технические характеристики устройства типа УСПГХ конструкции ОАО НПО «Буровая техника»

Показатель	УСПГХ-114/168	УСПГХ-Ц-114/168
Условный диаметр хвостовика, мм	114	114
Условный диаметр обсадной колонны, мм	168	168
Условный диаметр труб, на которых хвостовик спускается в скважину, мм	89	89
Максимальный наружный диаметр (по центраторам), мм	143	143
Проходной диаметр устройства (без учета внутренних деталей), мм	95	95
Грузоподъемность устройства, кН, не менее	200	200
Максимальный перепад давления на пакерующий элемент в рабочем положении, МПа, не менее	30	30
Максимальная рабочая температура, °С	120	120
Длина устройства в транспортном положении, мм	2500	1810
Масса устройства, кг	162	75

Основные параметры устройства приведены в табл. 5.29.

Изготовители:

ОАО НПО «Буровая техника».

АООТ «Тяжпрессмаш».

5.4. ОБОРУДОВАНИЕ ДЛЯ ГИДРОИСПЫТАНИЙ ОБСАДНЫХ И БУРИЛЬНЫХ ТРУБ

Установка для гидроиспытаний обсадных и бурильных труб (рис. 5.33) предназначена для проверки качества их изготовления в рамках входного контроля на предприятиях нефтегазового комплекса России.

Техническая характеристика установки конструкции Воронежского МЗ для гидроиспытаний обсадных и бурильных труб

Наружный диаметр труб обсадных по ГОСТ 632—80, мм	От 127 до 245
Толщина стенок испытуемых труб по ГОСТ 632—80, мм	От 7,5 до 12,7
Наружный диаметр муфты труб по ГОСТ 632—80, мм	От 141,3 до 270
Длина труб, мм	От 8500 до 12500
Давление рабочей жидкости, МПа	От 22,5 до 70,0
Температура рабочей жидкости, °С	От +5 до +45
Номинальное давление рабочей жидкости во вспомогательной гидросистеме, МПа	5,0
Давление рабочее в пневмосистеме, МПа	От 0,5 до 0,8
Время заполнения рабочей жидкостью трубы с наибольшими параметрами (по диаметру, длине и испытательному давлению), с, не более	30
Наибольшие затраты времени для набора давления в обсадной трубе диаметром 245 мм и длиной 12 500 мм, с, не более	60
Время выдержки обсадной трубы под давлением, с	От 10 до 20
Угол наклона оси установки относительно горизонтальной плоскости в направлении технологического потока, градус, не более	1,5
Режим работы установки	Полуавтоматический, ручной, режим наладки

Тип привода входных рольгангов	Реверсивный
Номинальная скорость перемещения труб по рольгангам (в зависимости от диаметра испытуемой трубы), м/с	От 0,2 до 0,25
Наибольший ход ползуна модуля передней головки, мм	1250
Скорость перемещения ползуна, мм/с	От 0 до 130
Прогиб приводного ремня при нажатии посередине ветви с усилием 30 Н, мм, не более	15
Наибольший ход каретки модуля задней головки, мм/с	От 0 до 200
Номинальное усилие, поддерживаемое гидроцилиндром механизма прижима испытуемой трубы люнета при номинальном давлении масла во вспомогательной системе, Н	31800
Размер хода опор люнетов, мм, не менее	58
Расстояние между осями колонн на всей длине установки, мм	1200
Расстояние общей оси роликов входных и выходных рольгангов от ближайшей колонны, мм	600
Скорость перемещения испытуемой трубы механизмом перекладки (регулируемая), м/с	От 0 до 5,0
Установленная мощность, кВт	210
Напряжение силовой цепи, В	380
Напряжение цепей управления, В:	
переменного тока	110
постоянного тока	24

Рис. 5.33. Установка для гидравлических испытаний обсадных и бурильных труб:
1 — секции выходных рольгангов; *2* — модуль передней головки; *3* — испытуемая труба; *4* — емкость с рабочей жидкостью; *5* — упор; *6* — шкафы электрооборудования; *7* — перекладчики труб; *8* — секции входных рольгангов; *9* — основание с водосборником; *10* — фундамент установки; *11* — модуль задней головки; *12* — привод перекладчика; *13* — люнеты; *14* — пульт управления вспомогательной гидросистемой; *15* — станция управления вспомогательной гидросистемой; *16* — пульт управления высоким давлением

Процесс гидравлического испытания труб избыточным давлением предусматривает:

прием трубы входным рольгангом с автоматическим замером ее длины для позиционирования каретки задней головки;

подачу трубы с входного рольганга на ось установки;

заведение концов трубы в соответствующие уплотнительные головки с осевым и радиальным замыканием, путем движения каретки передней головки с помощью люнетов;

перекрытие зоны размещения испытуемой трубы защитным ограждением;

вытеснение из внутренней полости трубы воздуха при ее заполнении водой;

подъем давления воды внутри полости трубы до заданной величины (22,5—70,0 МПа) с последующей выдержкой под давлением в течение 10—20 с;

сброс давления и слив воды из внутренней полости труб самотеком при выводе ее концов из уплотнительных головок (после раскрытия люнетов и отвода защитного ограждения);

передача трубы с оси установки на входной рольганг с последующей транспортировкой с участка испытаний.

Изготовитель: Воронежский МЗ.

6

ТЕЛЕМЕТРИЧЕСКИЕ СИСТЕМЫ

В настоящее время отечественной промышленностью выпускается несколько типов телеметрических систем с кабельным каналом связи, предназначенных для бурения наклонно направленных и горизонтальных скважин с использованием гидравлических забойных двигателей различного типа. К ним относятся: телеметрическая система типа ЭТО-2М конструкции ОАО НПО «Буровая техника»; телеметрическая система «Пилот-БП26-01» конструкции Уфимского ГНПП «Пилот»; телеметрические системы под названием «Геонавигационный комплекс НПФ «Самарские горизонты» конструкции Самарского ЗАО НПФ «Самарские горизонты». Кроме них выпускаются телеметрические системы одной из фирм в Тюмени для бурения с применением гидравлических забойных двигателей и в Харькове для бурения с применением электробуров [32].

6.1. КАБЕЛЬНАЯ ТЕЛЕМЕТРИЧЕСКАЯ СИСТЕМА ТИПА «ПИЛОТ-БП26-01»

Кабельная телеметрическая система для управления бурением скважины по заданной траектории типа «Пилот-БП26-01» предназначена для работы со стандартным одножильным геофизическим кабелем типа КГ1х0,35-10-130 при длине не более 4000 м (или другим кабелем с аналогичными параметрами) [16].

Условия работы для скважинной части: давление до 60 МПа; температура в зависимости от варианта исполнения — до +85 °С и до +125 °С.

Условия работы для наземной части: температура окружающего воздуха — от 0 до +40 °С при относительной влажности до 98 % (при температуре +35 °С); атмосферное давление — 100±4 кПа (750±30 мм рт. ст.); напряжение питания в зависимости от варианта поставки — а) от автомобильной бортовой сети — 11—13,8 В при токе нагрузки до 7 А; б) от промышленной однофазной сети — 50 Гц (220±22) В.

Телеметрическая система обеспечивает:

измерение угловых параметров траектории скважин;

измерение температуры;

измерение уровня вибраций;

определение угла установки отклонителя;

расчет траектории скважины и выдачу прогнозов по траектории скважины.

Техническая характеристика телеметрической системы типа «Пилот-БП26-01»

Габаритные размеры забойного модуля в сборе, мм:	
длина	1500
диаметр наружный	36
Измеряемые параметры, градус:	
азимут	0 – 360
зенитный угол	0 – 95
положение отклонителя	0 – 180
ускорение по продольной и поперечной осям, м/с	±500
Погрешности измеряемых параметров, градус:	
азимута магнитного	±1,5
зенитного угла	±0,15
угла установки отклонителя	±1,0
температуры	±2,0
механических ускорений	±10 %
Температура, °С:	
для забойной части	+120
для наземной части	±50

Определение тока утечки кабеля от номинального потребляемого тока, в том числе из-за повреждения изоляции кабеля – до 30 %.

Система характеризуется применением новейших малогабаритных датчиков на основе феррозондов и акселерометров, что резко повышает их моторесурс по сравнению с датчиками телесистем типов СТТ-108 и СТТ-172.

Телесистема типа «Пилот» (рис. 6.1) имеет ряд преимуществ по сравнению с другими типами кабельных телесистем, используемых при бурении направленных скважин:

точность измерений по углу установки отклонителя и азимуту составляет 1,5°, по зенитному углу – 0,15°; меньшая погрешность измерения параметров позволяет более точно соблюдать проектный профиль скважины;

требуется меньшее число спуско-подъемных операций, поскольку забойная часть является извлекаемой;

высокая надежность подземной части, выполненной на элементной базе SMD-технологии, ведет к уменьшению простоев;

отсутствует сбросная муфта с электрическим контактом, что повышает надежность телесистемы;

замеры параметров кривизны скважины можно проводить во время спуска телесистемы (т.е. действует как многоточечный инклинометр);

с телесистемой может использоваться самый простой персональный компьютер (от 286);

транспортировка телесистемы на забой на геофизическом кабеле позволяет оперативно (30 – 40 мин) произвести замену глубинного электронного блока;

электрические параметры наземного блока позволяют работать с геофизическим кабелем любого типа;

прибор весьма удобен для транспортировки, благодаря малым габаритам (D = 32 мм, l = 1500 мм) и небольшой массе (до 10 кг).

В период пробной эксплуатации телесистема «Пилот» была доработана с целью повышения эффективности работы в следующих направлениях:

повышения рабочего давления в скважине до 100 МПа;

Рис. 6.1. Схема устройства кабельной телеметрической системы типа «Пилот-БП26-01»:
1 — переводник верхний; *2* — переводник средний; *3* — центратор; *4* — корпус телесистемы; *5* — переводник нижний

снижения опасности «задавливания» блока телесистемы со стороны геофизической части за счет использования в верхней стыковочной части узла герметизации;

использования сменной нижней и верхней частей, позволяющих применять телесистему как в трубах с внутренним диаметром 54 мм без центраторов, так и в трубах с большим внутренним диаметром (72 мм и более) с центраторами.

Телесистема может использоваться как с геофизическим подъемником, так и со специальной малогабаритной лебедкой, что существенно сокращает эксплуатационные расходы.

Для повышения технологичности и безопасности применения телесистемы необходимо создание устройства для ввода кабеля с каналом связи внутрь бурильной колонны через вертлюг вместо кабельного переводника.

Опыт эксплуатации телесистемы «Пилот» и типов СТТ при строительстве направленных скважин на Оренбургском ГКМ показал [16] более высокую надежность новой телесистемы — не зарегистрировано ни одного отказа.

Средняя безотказная наработка двух телесистем только за 9 мес. 2001 г. составила 150 ч, что существенно выше, чем по телесистемам типа СТТ. Кроме того, на 75 % сократились затраты времени на техническое обслуживание телесистемы — 0,5 и 2 смены соответственно.

Изготовитель: ГНПП «Пилот» (г. Уфа).

6.2. ТЕЛЕМЕТРИЧЕСКАЯ СИСТЕМА ТИПА «ЭТО-2М»

Телеметрическая система типа «ЭТО-2М» [48] предназначена для передачи информации о зенитном угле и направлении действия отклонителя забойной компоновки по отношению к апсидальной плоскости скважины по 3-жильному каротажному кабелю. Для контроля азимута применяется совместно с гироскопом или магнитным инклинометром с наружным диаметром 36 мм. Комплектуется немагнитной УБТ с наружным диаметром 105 мм и 164 мм, а также технологической оснасткой для прокладки и защиты кабеля. На рис. 6.2 изображен общий вид телеметрической системы типа «ЭТО-2М», а на рис. 6.3 изображена схема установки «ЭТО-2М» в бурильной колонне.

Техническая характеристика телесистемы «ЭТО-2М»

Габаритные размеры забойного модуля в сборе, мм:	
длина	700
диаметр наружный	36
Измеряемые параметры и погрешность:	
зенитный угол	0—95 (±0,5)
отклонитель	±180 (± 2)
Температура, °С:	
для забойной части	+120
для наземной части	±50

Рис. 6.2. Общий вид телеметрической системы типа «ЭТО-2М»:
1 — забойный модуль; *2* — переключатель с ТНБ на ЦНБ с контролем утечки жил кабеля; *3* — технологический наземный блок (ТНБ); *4* — цифровой наземный блок (ЦНБ); *5* — кейс переносной

Технические характеристики составных частей телеметрической системы приведены в табл. 6.1—6.5, в том числе: устройство продавочное; устройство ввода кабеля; подквадратные переводники; ориентирующие переводники и устройство защиты кабеля УЗК.

Устройство ввода кабеля УВК. Устройство предназначено для ввода каротажного кабеля с измерительным устройством во внутренний канал бурильной колонны и его герметизации от утечек бурового раствора.

Ориентирующий переводник типа ОП. Переводник предназначен для ориентирования спускаемого в скважину на каротажном кабеле измерительного устройства в плоскости искривления двигателя-отклонителя.

Устройство защиты кабеля УЗК. Устройство предназначено для защи-

Таблица 6.1

Технические характеристики продавочного устройства

Тип	Диаметр корпуса, мм	Длина, мм	Масса, кг	Присоединительная резьба		Диаметр спускаемого прибора, мм	Максимальное давление, МПа
				Верхняя	Нижняя		
УП-108	108	400	12	Муфта З-86	Ниппель З-86	Не более 50	25
УПП-133/86	168	600	22	Муфта З-133	Ниппель З-86	До 60	25
УП-196	196	520	30	Муфта З-133	Ниппель З-133	Не более 70	25

Рис. 6.3. Схема установки телесистемы «ЭТО-2М» в бурильной колонне:
1 — квадратная ведущая труба; *2* — переводник кабельный УВК; *3* — 3-жильный геофизический кабель; *4* — бурильная труба; *5* — зонд измерительный; *6* — переводник ориентирующий ОП-108; *7* — отклонитель; *8* — двигатель гидравлический; *9* — выступ штыря ориентирующего; *10* — метка отклонителя

ты геофизического каротажного кабеля от механических повреждений при спуске бурильной колонны в обсаженную скважину диаметром 140, 146, 168 мм. Состоит из четырех специальных полуколец и двух шпилек.

Два верхних полукольца обхватывают ниппельную часть бурильной трубы, а два нижних полукольца — муфтовую часть бурильной трубы. Между верхними и нижним полукольцами вставляются шпильки, между которыми укладывается кабель, который зажимается болтами. Верхние и нижние полукольца стягиваются болтами

Устройство продавочное типов УП и УПП. Устройство типа УП предназначено для проталкивания в бурильный инструмент инклинометров, забойных измерительных модулей телесистем и других приборов, спускаемых на каротажном кабеле в скважинах с зенитными углами более 45°. Устройство состоит из продавочной головки, разрезной втулки и ключа. Применяется совместно с устройством ввода кабеля типа УВК.

Устройство типа УПП предназначено для проталкивания в бурильный инструмент геофизических приборов, в том числе инклинометров, спускаемых на каротажном кабеле в скважинах с зенитными углами более 45°. Устройство имеет боковой ввод для промывочной жидкости и устанавливается на верхнюю трубу бурильных колонн диаметром 127 мм или 73 мм. Для этого нижняя часть УПП-133/86 с ниппелем (резьба З-133) комплектуется дополнительным переходным переводником (муфта З-133 × ниппель З-86).

Подквадратные переводники. Подквадратные переводники специальные типа ППС предназначены для защиты каротажного геофизического кабеля от повреждений при продвижении ведущей штанги квадратного сечения (140 мм × 140 мм) внутри вкладышей ротора. Место установки ППС — в бурильной колонне под квадратом, при этом кабель укладывается в один из продольных пазов и фиксируется по наружному диаметру киперной лентой, а по нижней муфте и замку бурильной трубы — через

Таблица 6.2

Технические характеристики устройства ввода кабеля

Тип	Диаметр корпуса, мм	Длина, мм	Масса, кг	Присоединительная резьба		Диаметр спускаемого прибора, мм	Максимальное давление, МПа
				Верхняя	Нижняя		
УВК-108	108	820	45	Муфта З-86	Ниппель З-86	36	25
УВК-130	130	790	65	Муфта З-86	Ниппель З-86	36	25
УВК-196	196	1250	160	Муфта З-133	Ниппель З-133	70	25

Таблица 6.3

Технические характеристики подквадратного переводника

Тип	Диаметр корпуса, мм	Длина, мм	Масса, кг	Присоединительная резьба	
				Верхняя	Нижняя
ППН-108	105	400	17	Ниппель З-86	Ниппель З-86
ППН-165	174	275	46	Ниппель З-133	Ниппель З-133
ППС-174	174	525	28	Муфта З-133	Муфта З-133
ППС-203	203	525	36	Муфта З-133	Муфта З-133

Таблица 6.4

Технические характеристики ориентирующих переводников

Тип	Диаметр корпуса, мм	Длина, мм	Масса, кг	Присоединительная резьба		Диаметр спускаемого прибора, мм
				Верхняя	Нижняя	
ОП-100	100	800	38	Муфта З-86	Ниппель З-76	36
ОП-172	172	1200	120	Муфта З-133	Ниппель З-133	36 – 70

Таблица 6.5

Технические характеристики устройства защиты кабеля УЗК

Тип	Диаметр корпуса, мм	Длина, мм	Масса, кг	Диаметр бурильных труб, мм
УЗК-108	104,8	430	2	73
УЗК-130/160	180	560	3,5	127

ниппельный переводник типа ППН с помощью устройства защиты кабеля УЗК. Подквадратные переводники типа ППН предназначены для соединения подквадратного переводника ППС с бурильной трубой. Применяется совместно с устройством защиты кабеля УЗК.

Технологическая оснастка может применяться со всеми телеметрическими системами с электропроводным каналом связи. Наземная аппаратура имеет цифровое и аналоговое (для контроля за изменениями в поведении КНБК – стрелочные приборы) отображение информации.

Разработчик «ЭТО-2М» и технологической оснастки: ОАО НПО «Буровая техника».

В завершающей части разработки находятся: телеметрическая система «ЭТО-3» для передачи информации о направлении, включая азимут; телеметрическая система «ЭТО-4», которая кроме параметров направления имеет модуль гамма-каротажа. Эти системы рассчитаны на использование одножильного каротажного кабеля.

6.3. ГЕОНАВИГАЦИОННЫЙ КОМПЛЕКС НПФ «САМАРСКИЕ ГОРИЗОНТЫ»

Геонавигационный комплекс [32, 49] предназначен для определения пространственной ориентации компоновки низа бурильной колонны и оперативного управления процессом бурения наклонно направленных и горизонтальных скважин.

Геонавигационный комплекс состоит из телеметрической системы (ТС) модульной конструкции, которая включается в состав компоновки низа бурильной колонны, и наземной аппаратуры, состоящей из приемного устройства, компьютера и принтера.

Принцип действия. Поток промывочной жидкости приводит в действие турбину генератора, за счет чего вырабатывается электроэнергия, питающая электронный блок скважинного прибора. Информация от датчиков преобразуется в кодовую последовательность, которая передается в зависимости от условий бурения и наличия соответствующих модулей по электромагнитному и гидравлическому каналам связи. На поверхности сигнал принимается антенной, удаленной на 30—50 м от буровой установки или датчиком-преобразователем, установленным в нагнетательной линии буровых насосов. В приемном устройстве принятый сигнал декодируется и выводится на монитор компьютера и принтер.

Приемное устройство типа УСО-00-1 работает с программой типа ЗТС-172М в операционной среде WINDOWS 95 и WINDOWS-NT.

Техническая характеристика комплекса НПФ «Самарские горизонты»

Температура окружающей среды, °С	10—120
Максимальное гидростатическое давление, МПа	60
Диапазон измерения, градус:	
зенитного угла	0—102
азимута	0—360
угла установки отклонителя	0—360
Погрешность измерения, градус:	
зенитного угла	0,15
азимута	1,0
угла установки отклонителя	2,0
Диаметр скважинного прибора, мм	110, 172, 195

Геонавигационный комплекс (рис. 6.4) состоит из установленной в колонне бурильных труб *1* над забойным двигателем *2* забойной телеметрической системы *3* с источником питания *4*, бурового насоса *5* с приводом *6*. Насос соединен с приемной емкостью *7*, в которой установлен датчик уровня *8* бурового раствора. В нагнетательном трубопроводе *9* бурового насоса установлены датчики давления *10*, расхода *11*, плотности бурового раствора *12*, содержания газа *13*. В ней же установлен управляющий клапан *14*. К антенне *15* подключено приемное устройство *16*, выход из которого подключен ко входу в компьютер *17*. Ко второму входу в компьютер подключен преобразовательный комплекс *18*. На лебедке буровой *19* с приводом *20* установлен датчик длины колонны бурильных труб *21*. Индикатор *22* веса на крюке установлен на талевом канате *23*. Колонна бурильных труб *1* проходит через ротор *24* с приводом *25* для ориентации отклоняющей компоновки *26*. В верхней части скважины на обсадные трубы установлен блок превенторов *27* с приводом *28*. В затрубном пространстве бурильной колонны установлен датчик газоанализатора *29*. Датчики осевой

Рис. 6.4. Схема устройства информационно-технологического геонавигационного комплекса: *1* — труба бурильная; *2* — двигатель забойный; *3* — забойный блок; *4* — источник питания; *5* — насос буровой; *6* — привод насоса; *7* — емкость приемная; *8* — датчик уровня; *9* — линия нагнетательная бурового насоса; *10* — датчик давления; *11* — датчик расхода; *12* — датчик плотности раствора; *13* — датчик газосодержания; *14* — клапан управляющий; *15* — антенна; *16* — устройство приемное; *17* — компьютер; *18* — комплекс преобразовательный; *19* — лебедка буровая; *20* — привод лебедки; *21* — датчик длины бурильных труб; *22* — индикатор веса на крюке; *23* — канат талевый; *24* — ротор; *25* — привод ротора; *26* — отклоняющая компоновка; *27* — блок превенторов; *28* — привод превенторов; *29* — газоанализатор; *30* — датчик осевой нагрузки; *31* — датчик крутящего момента; *32* — датчик оборотов забойного двигателя; *33* — модуль передающий; *34* — блок инклинометрии; *35* — монитор; *36* — принтер; *37* — блок сопряжения; *38* — пульт бурильщика; *39* — модем; *40* — модем удаленного компьютера; *41* — клапан управляющий; *42* — блок управления; *43* — модуль пульсатора; *44* — блок компьютера; *45* — программное обеспечение ПК; *46* — операционная система; *47* — программа обработки данных от датчиков технологических; *48* — программа выработки технических решений; *49* — база данных технологических ситуаций, программа управления; *50* — *58* — аналого-цифровые преобразователи; *59* — контроллер; *60* — модем комплекса; *61* — блок питания

нагрузки *30* и крутящего момента *31*, датчик индикатора оборотов забойного двигателя *32*, передающий модуль *33* и блок инклинометрии *34* установлены в корпусе забойной телеметрической системы *3*. К выходам компьютера *17* подключены монитор *35*, принтер *36*, а через блок сопряжения *37* — пульт бурильщика *38* и модем *39*. Модем соединен по линии телефонной связи через модем удаленного компьютера *40* с удаленным компьютером *41*. Выход компьютера *17* подключен к блоку управления *42*, к которому, в свою очередь, подключены привод насоса *6*, привод лебедки *20*, привод ротора *25*, привод превенторов *28* и управляемый клапан *14*. Возможна

установка над источником питания *4* съемного модуля пульсатора *43* для передачи информации по гидравлическому каналу связи.

Компьютер *17* содержит электронные блоки компьютера *44* и программное обеспечение информационно-технологического геонавигационного комплекса *45*, которое включает операционную систему *46*, программу обработки информации от технологических датчиков *47*, программу выработки технических решений *48*, а также программу управления *49*.

Преобразовательный комплекс *18* содержит аналого-цифровые преобразователи (по числу датчиков) типа АЦП *50* — АЦП *58*, контроллер *59*, модем комплекса *60* и блок питания *61*.

Устройство работает следующим образом. При бурении работает насос *5*, который по нагнетательной линии *9* подает буровой раствор к забойному двигателю *2* и приводит его в действие. Инклинометрические параметры с блока инклинометрии *34*, забойные параметры с датчиков осевой нагрузки *30*, крутящего момента *31*, оборотов гидротурбины *32* при помощи передающего модуля *33* в виде электромагнитного сигнала подаются на антенну *15* и далее в приемное устройство *16* и в компьютер *17*. Сигналы с наземных технологических датчиков *8*, *10*, *11*, *12*, *13*, *19* и *29* подаются на вход в преобразовательный комплекс *18* и далее на вход в компьютер *17*, где преобразуется, обрабатывается и передается одновременно на монитор *35* и пульт бурильщика *38*, при необходимости, и на принтер *36*. На экране монитора *35* информация оперативно, качественно и наглядно доводится до исполнителя-геофизика, а на пульте бурильщика *38* часть этой информации представляется в виде цифровой и аналоговой форме, причем в аналоговой форме при помощи светодиодов, размещенных по окружности, представляются преимущественно инклинометрические данные.

Преобразовательный комплекс *18* преобразует показания со всех наземных датчиков в сигнал, приемлемый для компьютера *17*. Датчики, установленные в корпусе забойной телеметрической системы, передают информацию на поверхность через передающий модуль *33* на антенну *15*, приемное устройство *16* и далее в персональный компьютер *17*.

Программа обработки информации от технологических датчиков *47* обрабатывает всю информацию, полученную с датчиков для представления первоначально в цифровом виде, затем для визуализации в форме таблиц, графиков и диаграмм на экране монитора *35* и, кроме того, рассчитывает и выдает данные, полученные путем математических преобразований с замеренными параметрами, например, отклонение от траектории.

Программа выработки технических решений *48* осуществляет более сложные логические и математические преобразования информации для выработки рекомендаций по управлению процессом бурения скважины.

Программа управления *49* непосредственно подает управляющие сигналы на исполнительные органы системы управления, к которым относятся привод бурового насоса *6*, привод лебедки *20*, привод ротора *25* и привод превенторов *28*. Возможна выдача предупреждающих (звуковых и световых) сигналов при возникновении аварийной ситуации.

Предложенный НПФ «Самарские горизонты» геонавигационный комплекс обеспечивает и полную автоматизацию процесса бурения путем воздействия на приводы насоса, лебедки, ротора и превенторов. При этом каждое из этих управляющих воздействий может быть реализовано либо в отдельности, либо совместно в любом сочетании. Обратная связь между компьютером *17* и забойной телеметрической системой *3* осуществляется

путем воздействия на управляющий клапан *14* и посылки управляющего импульса по гидравлическому каналу. Такая связь может быть использована, например, для включения или выключения источника питания *4*.

Если установлен пульсатор *43*, создающий гидравлические импульсы бурового раствора, то информация об инклинометрических параметрах скважины и с забойных датчиков может быть передана по гидравлическому каналу связи на датчик давления *10* и далее к преобразовательному комплексу *18* и в компьютер *17*. При это возможно использование либо одного гидравлического канала связи или одновременно обоих каналов связи: гидравлического и электромагнитного для дублирования передачи или параллельной посылки различных данных. Информация с датчиков расхода *11*, плотности раствора *12* и датчика газосодержания *13*, поступающая также через преобразовательный комплекс *18*, подается в компьютер *17*, по которому производится коррекция данных, полученных с забоя по гидравлическому каналу связи на датчик давления *10*. Это необходимо, чтобы учесть влияние характеристик бурового раствора на скорость распространения гидравлической волны в жидкости (буровом растворе) для избежания искажения результата. Кроме того, предложенный комплекс обеспечивает передачу всей информации на удаленный компьютер *41*, чтобы осуществлять контроль за процессом бурения скважины не только на одной буровой, но и в масштабах куста или месторождения.

Телеметрическая система, входящая в состав информационно-технологического геонавигационного комплекса, предназначена для определения пространственной ориентации компоновки низа бурильной колонны, а также забойных параметров, необходимых для оптимизации процесса бурения.

Скважинная часть телеметрической системы имеет модульную конструкцию. Функциональные возможности телесистемы зависят от состава входящих в нее модулей, который определяется технологической необходимостью. Внешний вид приемного устройства изображен на рис. 6.5.

Базовые комплектации скважинного прибора типов ЗТС-172-005, ЗТС-172-015, ЗТС-108-014, ЗТС-108-017 и ЗТС-195-016 обеспечивают ориентацию отклонителя на забое, а также непрерывную передачу и индикацию на поверхности азимута, зенитного угла скважины в процессе бурения гидравлическими забойными двигателями в геологических породах, не имеющих магнитных аномалий. Системы типов ЗТС-172-005, ЗТС-172-015, ЗТС-108-014 и ЗТС-195-016 используют для передачи электромагнитный канал связи, система типа ЗТС-108-017 может использовать электромагнитный и гидравлический каналы связи, что обеспечивает более высокую помехозащищенность и скорость передачи информации.

Скважинный прибор телесистемы выпускается с различными вариан-

Рис. 6.5. Общий вид приемного устройства геонавигационного комплекса НПФ «Самарские горизонты»

Таблица 6.6

Технические характеристики присоединительных резьб скважинных приборов

Тип скважинного прибора	Наружный диаметр, мм	Присоединительная резьба
SG 005.000.000	195/172	З-171/МК150х6х1:8
SG 014.000.000	108	З-88/МК100х4х1:32
SG 015.000.000	172	З-147/РКТ156х6х1:32
SG 016.000.000	195	З-171/РКТ 177х5,08х1:16

тами комплектации и соединяется с колонной бурильных труб на резьбах, указанных в табл. 6.6.

Генератор питания (рис. 6.6) входит в состав забойной телеметрической системы и предназначен для обеспечения питания скважинной аппаратуры электроэнергией.

Техническая характеристика генератора питания скважинной аппаратуры

Частота вращения турбины генератора, об/мин	2000±500
Номинальное напряжение, В	18 – 70
Минимальное сопротивление изоляции между электрически разобщенными цепями генератора, кОм	100

Особенности конструкции генераторов следующие. Генераторы типов Sg043 и Sg045 маслонаполненные. Предназначены для питания электроники скважинного прибора телесистемы с электромагнитным каналом связи. Генератор типа Sg032 открытого, проточного типа, с двухсторонними разъемами и транзитными проводами передачи данных. Он предназначен для питания телеметрической системы с дополнительными модулями гидравлического канала, электромагнитного каротажа (ЭМК), каротажа сопротивлений. Генератор типа Sg052 открытого, проточного типа. Он предназначен для питания электроники скважинного прибора телеметрической системы с электромагнитным каналом связи.

По конструкции телеметрические системы фирмы НПФ «Самарские

Рис. 6.6. Генераторы питания скважинной аппаратуры

горизонты» совместимы с генератором фирмы «Anadrill Schlumberger». Необходимый комплект переходных и корпусных деталей модели SG 041.000.000 обеспечивает надежную работу генератора ANADRILL с телеметрическими системами типа 3ТС-172 и может быть поставлен по требованию заказчика.

Продукция НПФ «Самарские горизонты» зарегистрирована в Самарском центре стандартизации, метрологии и сертификации и выпускается по ТУ 3668-001-43872667—98.

Изготовитель: НПФ «Самарские горизонты».

6.4. ИНДИКАТОР ПОЛОЖЕНИЯ ОТКЛОНИТЕЛЯ И КРИВИЗНЫ СКВАЖИНЫ ТИПА ИПК-1Т

Отечественной промышленностью освоен выпуск индикатора типа ИПК-1Т, используемого при бурении наклонно направленных и горизонтальных скважин на нефть и газ и предназначенного для контроля зенитного угла, азимута и положения отклонителя персоналом буровой бригады при бурении скважины, ориентирования отклонения в заданном направлении при наборе кривизны.

В комплект индикатора типа ИПК-1Т входят: скважинный прибор, забойный ориентирующий переводник, малогабаритная лебедка с датчиками глубины и натяжения троса.

Скважинный прибор состоит из измерительной секции с измерительно-регистрирующим блоком типа ИРБ (рис. 6.7); промежуточной секции; нижней секции с ориентатором.

Техническая характеристика скважинного прибора

Длина, мм	4690
Наружный диаметр, мм	70
Масса, кг	25
Максимально допустимое наружное давление, МПа	55

Блок типа ИРБ представляет собой датчик механического типа с одноточечной регистрацией трех параметров. Диапазон измерения параметров находится в пределах: зенитный угол — от 0 до 50° (от 0 до 100° при доставке скважинного прибора к точке измерения потоком циркулирующей промывочной жидкости); азимут — от 0 до 360°; положение отклонителя — от 0 до 360°.

Погрешности измерения: зенитного угла — ±0,5°; азимута в диапазоне зенитных углов от 1 до 50° — ±2,5; положения отклонителя — ±3°.

Габаритные размеры блока типа ИРБ: диаметр — 36 мм, длина — 225 мм. Масса — 450 г. Максимальная установка времени — 55 мин.

Малогабаритная тросовая лебедки изображена на рис. 6.8.

Техническая характеристика малогабаритной тросовой лебедки

Грузоподъемность, кг	75
Диаметр троса, мм	1,8
Максимальная скорость подъема, м/с	1,8±0,15
Габаритные размеры, мм	750×540×1100
Масса, кг	85

Расчеты показали, что применение индикатора типа ИПК-1Т при строительстве наклонно направленных скважин глубиной до 2320 м на Кислор-

Рис. 6.7. Измерительно-регистрирующий блок инклинометрических параметров типа ИРБ индикатора типа ИПК-1Т

Рис. 6.8. Малогабаритная тросовая лебедка для работы со скважинными приборами индикатора типа ИПК-1Т

ском и Черемуховском месторождениях ОАО «РИТЕК» позволяет получить существенную экономию денежных средств (до 50 %), по сравнению с затратами на выполнение инклинометрических работ по соседним скважинам.

Разработчик и поставщик: НПФ «Бурит».

6.5. ТЕЛЕМЕТРИЧЕСКАЯ СИСТЕМА С ГИДРАВЛИЧЕСКИМ КАНАЛОМ СВЯЗИ

Отечественной промышленностью выпускается малой серией телеметрическая система под названием **«Индикатор частоты вращения вала турбобура типа ИЧТ»**, в которой для передачи информации о режиме работы турбобура с забоя скважины на ее устье используется гидравлический (естественный) канал связи. Телеметрическая система с гидравлическим каналом связи состоит из двух устройств под названием «Индикатор частоты вращения вала турбобура типа ИЧТ» и «Индикатор определения работоспособности турбобура типа ИРТ-1».

Схема индикатора типа ИЧТ изображена на рис. 6.9. Данная система позволяет буровой бригаде иметь непрерывную информацию о частоте вращения турбобура и на ее основе регулировать скорость подачи бурильной колонны с целью отработки долот в режиме максимума механической мощности забойного двигателя. В свою очередь это позволяет более эффективно использовать вооружение долота и исключить преждевременную

Рис. 6.9. Схема телеметрической системы типа ИЧТ:
1 — тройник; *2* — преобразователь давления; *3* — приемник сигналов; *4* — контейнер; *5* — таходатчик; *6* — привод; *7* — турбобур

заклинку его опор, а следовательно, увеличить проходку на долото и механическую скорость бурения.

Накопленный опыт промышленной эксплуатации телесистемы типа ИЧТ при бурении скважин в различных горно-геологических условиях показывает, что ее применение позволяет увеличить в среднем проходку на долото на 25—30 %, а механическую скорость — на 15—20 %.

Очень важным аспектом применения телесистемы типа ИЧТ является возможность с ее помощью осуществлять обнаружение признаков «прихвата» бурильной колонны на начальной стадии его формирования, что позволяет принять оперативные меры по предупреждению возникновения аварийной ситуации такого типа. Как правило, при применении телесистемы типа ИЧТ достигается отработка вооружения долот на 80—85 % при люфтах в опорах шарошек не более 3—5 мм.

Индикатор типа ИЧТ устанавливается над турбобуром и предназначен для контроля работы гидравлического забойного двигателя с наружным диаметром 195 и 240 мм при бурении скважины глубиной до 3500 м.

Диапазон контролируемых частот вращения — от 150 до 1200 об/мин. При этом погрешность измерения — ±25 об/мин.

В комплект поставки входят:

забойный переводник с замковыми резьбами типа З-171; два забойных таходатчика; наземный аппаратурный комплекс; привод на вал забойного двигателя — турбобура.

Опыт практической эксплуатации телесистемы типа ИЧТ в различных горно-геологических условиях показывает, что ее применение при бурении скважин позволяет сократить число долот, необходимых для бурения нижних интервалов глубоких скважин; увеличить механическую скорость бурения и проходку на долото, а соответственно уменьшить число циклов спуско-подъемных операций бурильного инструмента для смены долота; практически исключить вероятность оставления шарошек долота на забое скважины и подъем недоработанных долот; осуществлять раннее обнаружение начала прихвата бурильной колонны; в общей совокупности снизить календарное время бурения скважины.

Индикатор типа ИРТ-1 устанавливается также над турбобуром и предназначен для измерения на устье скважины частоты вращения вала турбобура и турбинных отклонителей всех типоразмеров в режиме холостого хода при заданном расходе бурового раствора. Измерение осуществляется с целью определения соответствия указанного параметра паспортным данным конкретного типа забойного двигателя для принятия решения о целесообразности его использования. В комплект поставки входят: измерительный переводник; привод с датчиком, устанавливаемый на вал турбобура; измерительный блок с цифровым табло (дисплеем).

Принцип действия ИРТ-1 следующий. После установки привода на вал турбобура, а измерительного переводника на корпус турбобура и затем ведущей рабочей трубы («квадрата»), запускается буровой насос. После запуска турбобура к измерительному переводнику подносится измерительный блок, на табло которого регистрируется частота вращения вала турбобура в режиме холостого хода. По совокупности трех параметров — зарегистрированной частоты вращения, давления на манометре и расхода бурового раствора определяется степень работоспособности турбобура, на основании которого принимается решение о целесообразности (или нецелесообразности) спуска данного турбобура на забой скважины.

Применение индикаторов типов ИЧТ и ИРТ позволяет надежно контролировать работу забойного двигателя и своевременно оценить его ресурсный потенциал. Это позволяет предотвратить выполнение рейса с неполной отработкой долот.

Промышленная эксплуатация индикатора типа ИРТ-1 позволяет предотвратить холостой спуско-подъем бурильной колонны из-за неисправного турбобура, и, как следствие, исключить непроизводительные затраты при бурении скважины.

Техническая характеристика индикатора типа ИРТ-1

Диаметр турбобура (турбинного отклонителя), мм	195, 240
Диапазон измеряемой частоты вращения, об/мин	120 – 1500
Время измерения, с	70±10
Напряжение питания измерительного блока, В	3±0,5
Габаритные размеры измерительного переводника, мм: длина × диаметр (максимальный)	500×195
Присоединительная резьба	Муфта типа З-147, ниппель типа З-171

Разработчик и поставщик: НПФ «Бурит».

7

ТЕХНИЧЕСКИЕ СРЕДСТВА ДЛЯ ПРЕДУПРЕЖДЕНИЯ И ЛИКВИДАЦИИ ПОГЛОЩЕНИЙ

7.1. НАПОЛНИТЕЛИ ДЛЯ БУРОВЫХ И ТАМПОНАЖНЫХ РАСТВОРОВ

Поглощение буровых растворов — тяжелое осложнение процесса строительства скважины, приводящее к значительным затратам времени и материальных ресурсов. Для ликвидации поглощений в буровой раствор и тампонажную смесь вводят наполнители, перечень которых приведен в табл. 7.1.

Таблица 7.1

Наполнители для ликвидации поглощений

Наполнитель и его химическая природа	Область применения	Разработчик и изготовитель
1. ВОЛ — отходы латексных вулканизированных изделий	Наполнение буровых растворов при снижении интенсивности и ликвидации поглощения в процессе бурения в среднетрещиноватых проницаемых породах	Разработчик: ВНИИБТ Изготовитель: Алексинский химический комбинат
2. НЛК — низкозамерзающая латексная композиция	Наполнение буровых растворов при ликвидации интенсивных поглощений в процессе бурения и ликвидации водопритоков из пластов продуктивной толщи, в том числе через места нарушения колонн	Разработчик: ВНИИБТ Изготовитель: ОАО «Нижнекамскнефтехим»
3. Целлофановая стружка	Наполнитель буровых растворов и тампонажных смесей при борьбе с поглощениями (особенно эффективен в условиях раскрытия каналов ухода до 3 мм)	Разработчик: ВНИИБТ Изготовитель: АООТ «Балаковские волокна»
4. ВУС — вязкоупругий состав на основе латекса и полиоксиэтилена	Борьба с поглощениями бурового раствора в процессе бурения скважин	Разработчик: ВНИИБТ Изготовитель: НПО «Карболит»

Продолжение табл. 7.1

Наполнитель и его химическая природа	Область применения	Разработчик и изготовитель
5. Кордное волокно — смесь крученых нитей из искусственного волокна и частиц измельченной резины	Добавка к буровому раствору и тампонирующим смесям для предупреждения и ликвидации поглощений.	Разработчик: ВНИИБТ Изготовитель: Волжский регенератный шиноремонтный завод
6. Разномерная резиновая крошка — дробленая вулканизированная резина — отходы шинного производства	Добавка к буровому раствору и тампонирующим смесям для предупреждения и ликвидации поглощений	Разработчик: ВНИИБТ Изготовитель: Волжский регенератный шиноремонтный завод
7. Слюда-чешуйка — дробленые отходы слюдяных фабрик	Добавка к буровому раствору и тампонирующим смесям для предупреждения и ликвидации поглощений	Разработчик: ВНИИБТ Изготовитель: Слюдяная фабрика РФ
8. НДР (дробленая резина) — крупноразмерный наполнитель. Марки по фракционному составу — НДР-10, НДР-15, НДР-25	Добавка к буровому раствору и смесям для ликвидации высокоинтенсивных поглощений	Разработчики: ВНИИБТ и Чеховский регенератный завод Изготовитель: Чеховский регенератный завод по ТУ 39-04-002-75
9. ПУН — пластинчатый упругий наполнитель — пластинчатые вырубки из отходов РТИ. Марки — ПУН и ПУН-30	Добавка к буровому раствору и смесям для ликвидации высокоинтенсивных поглощений в трещиноватых и крупно-трещиноватых породах с трещинами до 200 мм	Разработчик и поставщик: Алексинский химический комбинат по ТУ 39-04-15-79
10. ВДР — водная дисперсия резины с использованием смоляных и жирных кислот в качестве эмульгатора	Добавка к буровому раствору и смесям для ликвидации поглощений в мелкопористых проницаемых пластах и предупреждения прихватов под действием перепада давления	Разработчики: ВНИИБТ и Чеховский регенератный завод Изготовитель: Чеховский регенератный завод
11. МРК — мелкая резиновая крошка	Добавка к буровому раствору и смесям для ликвидации поглощений в мелкотрещиноватых пластах и пористых породах	Разработчик: ВНИИБТ Изготовитель: Марьинский шиноремонтный завод, Оренбургский завод РТИ, Чеховский регенератный завод и др.
12. Хромовая стружка и «кожа-горох» — отходы производства кожемита — кусочки и полоски неразработанной кожи хромового производства	Добавка к буровому раствору и смесям для ликвидации поглощений в трещиноватых пластах и пористых породах	Разработчик: ВНИИБТ Изготовитель: Местные кожевенные фабрики и заводы
13. НТП — наполнитель текстиль прорезиненный — измельченные отходы прорезиненного текстиля и кирзы	Добавка к буровому раствору и смесям для ликвидации поглощений в трещиноватых пластах и пористых породах	Разработчик: ВНИИБТ Изготовитель: ОАО «Красный треугольник»
14. НХ наполнитель хлопьевидный — двухкомпонентная композиция различных по стуктуре и механическим свойствам	Используется для изоляции зон поглощения в крупнотрещиноватых и кавернозных породах с каналами 20—40 мм и более	Разработчик: ВНИИБТ Изготовитель: Предприятия Украины
15. Сломель — порошкообразный материал — измельченный лист декоративного бумажно-слоистого пластика	Добавляется в буровой раствор для профилактики поглощений при роторном и турбинном бурении	Разработчики: ВНИИБТ и ТатНИПИнефть Изготовитель: ПО «Мосстройпластмасс»

Продолжение табл. 7.1

Наполнитель и его химическая природа	Область применения	Разработчик и изготовитель
16. НК — наполнитель композиционный — многокомпонентная смесь, получаемая путем совместной переработки кожевенных, текстильных, РТИ и некоторых других инертных материалов	Добавляется в буровой раствор в качестве основной закупоривающей массы для изоляции зон поглощения интенсивностью от 30 до 90 $м^3/ч$	Разработчик: ВНИИБТ Изготовитель: Ленинградское ПЗП треста «Ленвторсырье»
17. НП — наполнитель пластиковый — смесь частиц двух типов размером 3 мм (жестких пластинок пластика и деформируемой просмоленной бумаги)	Добавляется в буровой раствор для профилактики поглощений в пористых и трещиноватых породах	Разработчик: ВНИИБТ Изготовитель: Завод слоистых пластиков
18. Диспор — дисперсионный порошковый регенерат — продукт переработки отработанных резиновых шин	Вводится в буровой раствор в качестве кольматирующей добавки	Разработчик: ВНИИБТ Изготовитель: Чеховский регенератный завод
19. НАН — акрилнитрильный наполнитель — коротковолнистые волокна из смеси полиакрилнитрильных и полиэфирного материалов	Вводится в буровой раствор в качестве кольматирующей добавки	Разработчик: ВНИИБТ Изготовитель: ЗАО «Ивантеевский трикотаж»
20. Гермопор — порошок с частицами волокнистой структуры — антифильтрационная добавка и экологически чистый материал	Обеспечивает на 80 % замену известных полимерных материалов. Тонкодисперсная фракция — для кольматации проницаемых пород Среднедисперсная фракция — закупоривающий материал	Разработчик и поставщик: ОАО НПО «Буровая техника»
21. ГПТС — гидрофобный полимерный тампонажный состав, состоящий из полимера и дизтоплива. Марки ГПТС-20, -40, -75, -110 для различных температурных условий	Используется для выполнения ремонтно-изоляционных работ в различных температурных условиях от 20 до 110 °С	Разработчики: ОАО НПО «Буровая техника» и АО «СК-Премьер» Поставщик: ОАО НПО «Буровая техника»
22. ВНП — порошковый водонабухающий полимер	Добавляется в тампонажный состав при проведении ремонтно-изоляционных работ в скважинах при первичном освоении	Разработчик и поставщик: ОАО НПО «Буровая техника»

7.2. ТАМПОНАЖНЫЕ СОСТАВЫ ДЛЯ ЛИКВИДАЦИИ ПОГЛОЩЕНИЙ БУРОВОГО РАСТВОРА И РЕМОНТНЫХ РАБОТ В СКВАЖИНАХ

Тампонажные составы предназначены для ликвидации поглощений в наиболее сложных условиях (по давлению и температуре) в открытом стволе и в обсаженной скважине. К ним относятся составы, приведенные в табл. 7.2.

Таблица 7.2

Тампонажные составы

Наполнитель и его химическая природа	Область применения	Разработчик и изготовитель
1. НЛК — незамерзающая латексная композиция	Используется для ликвидации интенсивных поглощений бурового раствора на водной основе и водопритоков из пластов продуктивной толщи	Разработчики: ОАО НПО «Буровая техника» и ГСНИИОХТ Изготовитель: ОАО «Нижнекамскнефтехим»
2. ГЛС — глинолатексная смесь Состав смеси — латекс, глинопорошок, коагулянты (цемент и хлористый кальций)	Применяется как упругопластичная или вязкопластичная паста для ликвидации поглощений и водоперетоков	Разработчик и поставщик: ОАО НПО «Буровая техника»
3. ТРВВ — тампонажный раствор из цементного и глинистого растворов с наполнителями в соотношении от 1:2 до 1:1	Применяется для ликвидации поглощений с интенсивностью от 20 до 90 $м^3$/ч	Разработчик и поставщик: ОАО НПО «Буровая техника»
4. ПОЛИОКС-ПОЭ — полиоксиэтилен — нетоксичный линейный водорастворимый полимер	Многоцелевая добавка для буровых и тампонажных растворов на водной основе в качестве вязкоупругого состава, для флокуляции бурового раствора, для подготовки гидрофобной пластилиноподобной массы, а также при добавке к некоторым маркам латекса	Разработчики: ОАО НПО «Буровая техника» и НФ НПО «Карболит» Поставщик: НФ НПО «Карболит»
5. Гелеобразующий состав на основе оксиэтилцеллюлозы — ОЭЦ, соль, расширяющиеся добавки, щелочь, вода	Предназначен для закупоривания крупных трещин и карстовых полостей. Структурообразование в пресной воде сопровождается увеличением объема до 30 %	Разработчик и поставщик: ОАО НПО «Буровая техника»
6. Тампонажные составы на основе ФТП (фильтрата технического пентаэритрита) — на основе бентонитового порошка; твердеющий тампонажный состав	Предназначены для ликвидации поглощений. Соотношение ФТП и бентонитового поршка 1:1. Плотность — 1400 кг/$м^3$. Может применяться в качестве незамерзающей продавочной жидкости	Разработчик: ОАО НПО «Буровая техника» Поставщики: 1. Черкесское химическое ПО. 2. ПО «Метанол»
7. Тампонажный состав с высокими тиксотропными свойствами. Состоит из портландцемента, кальцинированной соды, наполнителя сломель, добавки (этоний) и воды	Предназначен для повышения эффективности изоляционных работ в поглощающих скважинах, а также в скважинах с газопроявлениями	Разработчик: ОАО НПО «Буровая техника» Поставщик: Киевская фирма «Фармак»
8. ЦЛТР — цементно-латексный тампонажный раствор. Состав: цемент 90—95 %; латекс 1—10 %; хлористый натрий 0,5—5 %. + антивспениватель типа БА	Рекомендуется для применения при креплении скважин: с водопроявляющими пластами; с породами, склонными к гидроразрыву; пористых и мелкотрещиноватых пород; для ремонтно-изоляционных работ	Разработчик и поставщик: ОАО НПО «Буровая техника» и ТатНИПИнефть.

Продолжение табл. 7.2

Наполнитель и его химическая природа	Область применения	Разработчик и изготовитель
9. Тампонажный раствор с наполнителем сломель для «холодных» скважин. Состав: цемент для холодных скважин 65—66 %; сломель 0,5—2,5 %; вода — остальное	Добавка сломеля повышает седиментационную устойчивость цементного камня на 20 %.	Разработчик и поставщик: ОАО НПО «Буровая техника» и ТатНИПИнефть.
10. Тампонажный раствор с ПГМГ-хлоридом (полигексаметиленгуанидин — метацидом). Состав: цемент 98—99,8 %, ПГМГ хлорид (метацид) 0,2—2 %.	Добавка ПГМГ-хлорида увеличивает подвижность и улучшает реологические свойства цементного раствора и повышает прочность цементного камня на 20—30 %.	Разработчики: ОАО НПО «Буровая техника» и ТатНИПИнефть. Поставщик: Покровский завод биопрепаратов
11. ОТЦ-Н — облегченный тампонажный цемент	Применяется при наличии зон поглощений и агрессивных сред в сложных геологических условиях и температуры от 20 до 100 °С.	Разработчик и поставщик: НПП «Азимут»
12. Гелеобразующий состав из нетоксичных неорганических отходов и кислоты. Выпускается под маркой «Азимут Z»	Применяется для водоизоляции, ликвидации заколоннных перетоков, восстановления герметичности резьбовых соединений обсадной колонны и повышения нефтеотдачи пластов	Разработчик и поставщик: НПП «Азимут»
13. Тампонажная композиция с закупоривающими свойствами	Применяется для цементирования скважин в сложных геологических условиях при наличии пластов с АНД и зон поглощения при температуре до 80 °С	Разработчик и поставщик: НПП «Азимут»
14. БСС — быстросхватывающаяся смесь портландцемента с ускорителями схватывания — $CaCl_2$, Na_2CO_3, K_2CO_3, $AlCl_3$, NaCl, NaF, NaOH, Na_2SiO_3, $Al_2(SO_4)_3$ и др.	Применяется для изоляции зон поглощения в скважинах с температурой от 20 до 70 °С путем затворения на воде или на углеводородах	Разработчик: приоритет не установлен
15. Гипсовый раствор на основе высокопрочного строительного или водостойкого гипса с добавлением замедлителей схватывания — ТПФН, ТНФ, КМЦ, ССБ и др.	Применяется для изоляции пластов с температурой 25 — 35 °С	Разработчик: ОАО НПО «Бурение» Изготовитель: Буровые предприятия
16. Гипсоцементный раствор в соотношении 1:1 с замедлителями схватывания. Обладает коротким сроком схватывания, твердения и высокой прочностью камня	Применяется для изоляции зон поглощения путем затворения смеси на растворе с замедлителем. Плотность раствора 1,7 — 1,85 г/см^3	Разработчик: ОАО НПО «Бурение» Изготовитель: Буровое предприятие
17. Глиноцементный раствор — смесь цемента, 4—10 % бентонита и ускорителей схватывания ($CaCl_2$, глинозема и др.)	Применяется для изоляции зон поглощения путем затворения смеси на воде в условиях, где требуется уменьшенная плотность.	Разработчик: ОАО НПО «Бурение» Изготовитель: Буровое предприятие

Продолжение табл. 7.2

Наполнитель и его химическая природа	Область применения	Разработчик и изготовитель
18. ЦСК-1 — Цементно-смоляная композиция — смесь там-понажного цемента с добавкой алифатической эпоксидной смолы ТЭГ-1 и отвердителя полиэтиленполиамида (ПЭПА)	Применяется для изоляции зон поглощения путем затворения смолы ТЭГ, затем ПЭПА и на ней цемент.	Разработчик: ОАО НПО «Бурение» Изготовитель: Буровое предприятие
19. СБС и СЦБС — соляробентонитовые и соляроцементно-бентонитовые смеси с добавками песка и разжижителя — креозол, кубовые остатки этилового эфира ортокремниевой кислоты и др. ПАВ	Применяется для изоляции зон поглощения в условиях АНПД. Плотность СБС составляет 1,1—1,3 г/см^3	Разработчик: ОАО НПО «Бурение» Изготовитель: Буровое предприятие
20. Тампонажная смесь СКМ-19 — смесь цемента с добавкой мочевиноформальдегидной (карбамидной) смолы М-19-62, отверждаемой 30%-ным водным раствором хлорного железа	Применяется для изоляции зон поглощения в условиях АНПД и температуре до 90 °С. Плотность СКМ-19 составляет 1,1—1,3 г/см^3. Для улучшения смеси добавляют наполнители — опилки и др.	Разработчик: ОАО НПО «Бурение»
21. Тампонажная смесь ТС-ФА — на основе фурфуролацетонового мономера (ФА), отверждаемого 30%-ным хлорным железом	Применяется для изоляции зон поглощения в условиях АНПД и температуре 200 °С. Плотность СКМ-19 составляет 1,1—1,17 г/см^3. Для улучшения смеси добавляют наполнители — кордное волокно и др.	Разработчик: ОАО НПО «Бурение»
22. ВТП — вязкая тампонажная паста на глинистой основе или неорганических вяжущих веществ с добавками $CaCl_2$	Применяется для изоляции зон поглощения при низкой интенсивности поглощения. Плотность от 1,1 до 1,28 г/см^3	Разработчик: ОАО НПО «Бурение»
23. ГГП — гипаноглинистая паста — результат смешения глинистого раствора на 15—20%-ном растворе хлорида кальция, с раствором гипана 8—10%-ной концентрации и наполнителя.	Применяется для изоляции зон поглощения при низкой интенсивности поглощения. Термостойкость ГГП — до 180 °С	Разработчик: ОАО НПО «Бурение»
24. ПГП — полиакриламидная паста — смесь 1%-ного раствора полиакриламида с минерализованным буровым раствором 1:3	Применяется для изоляции зон поглощения. Вязкость раствора не должна превышать 45 с по ПВ-5	Разработчик: ОАО НПО «Бурение»
25. ПТЦ — соляроцементная смесь — смесь цементного раствора (1,80 г/см^3) с соляроцементным раствором (1,2 — 1,45) в соотношении от 0,6:1,3 до 0,5—0,9	Применяется для изоляции зон поглощения. Сроки схватывания регулируют добавками хлорида кальция	Разработчик: ОАО НПО «Бурение»
26. ПТЦГ — цементно-глинистая паста — смесь цементного раствора (1,80 г/см^3) на водной основе с соляроглинистым раствором (1,25 г/см^3)	Применяется для изоляции зон поглощения. Сроки схватывания регулируют добавками ускорителей	Разработчик: ОАО НПО «Бурение»

Продолжение табл. 7.2

Наполнитель и его химическая природа	Область применения	Разработчик и изготовитель
27. ГПСГ — глиноцементная паста с сернокислым глиноземом — смесь цемента с глинопорошком, затворенная на воде с глиноземом, концентрацию которого контролируют по плотности	Применяется для изоляции зон поглощения. Плотность смеси 1,62—1,76 г/см^3. Сроки схватывания регулируют добавками ускорителей	Разработчик: ОАО НПО «Бурение»
28. ГЦППАА — глиноцементная паста с полиакриламидом — высокоструктурированная тампонажная смесь плотностью 1,33—1,40 г/см^3 и с высокой пластической вязкостью	Применяется для изоляции зон поглощения. Смесь 1:1 цементного раствора и глинистого раствора подается одновременно в скважину в трубы и в затрубье	Разработчик: ОАО НПО «Бурение»

7.3. СПОСОБЫ И ТЕХНИЧЕСКИЕ СРЕДСТВА ЗАКУПОРИВАНИЯ ПРОНИЦАЕМЫХ ПОРОД

Способ гидромеханического закупоривания проницаемых пород в приствольной части ствола скважины, а также для удаления с ее стенок фильтрационной корки разработан с целью предупреждения ряда осложнений, возникающих при бурении, и повышения качества цементирования скважин.

Для реализации указанного способа разработаны специальные очистительные средства и инструменты, обеспечивающие:

механическое удаление корки скребковыми элементами и дополнительное проникновение частиц твердой фазы раствора в проницаемую породу;

гидродинамическое воздействие дисперсной фазы бурового раствора на проницаемую породу стенки скважины высоконапорными струями, выходящими из насадок устройства.

Очиститель гидромеханический для бурения скважин типа ОГМБ (рис. 7.1) используется в наклонных скважинах с целью предупреждения поглощений бурового раствора, прихватов бурильной колонны и т.п. Устройство очистителя типа ОГМБ представляет собой трехлопастной переводник *6* длиной 700 мм. Лопасти армированы твердосплавными штырями. На них расположены гидромониторные насадки *3* и щетки *5*. Насадки с различным внутренним диаметром располагаются на разном расстоянии от оси переводника. Истекающая из нижней насадки струя бурового раствора смывает рыхлую часть корки *2*, а из верхней насадки — уплотняет кольматационный слой *4*. Устройство устанавливается в компоновке бурильной колонны между долотом *1* и валом забойного двигателя или УБТ.

Разработан размерный ряд ОГМБ и выпускается под шифрами: ОГМБ 190; ОГМБ 216; ОГМБ 269. При наличии потребности могут быть разработаны и для других диаметров скважин.

Разработчик и поставщик: ОАО НПО «Буровая техника».

Очиститель гидромеханический типа ОГМ (рис. 7.2) предназначен для обработки ствола скважины с углом наклона не более 20° перед спуском обсадной колонны.

Рис. 7.1. Очиститель гидромеханический для бурения скважин типа ОГМБ:
1 — долото; *2* — корка фильтрационная; *3* — насадки гидромониторные; *4* — слой кольматационный; *5* — щетки; *6* — переводник с тремя лопастями; *7* — вал турбобура

Рис. 7.2. Очиститель гидромеханический типа ОГМ:
1 — долото; *2* — корка фильтрационная; *3* — слой кольматационный; *4* — щетки; *5* — калибраторы; *6* — насадка гидромониторная; *7* — корпус очистителя; *8* — скосы специальные

Устройство типа ОГМ состоит из корпуса *7* длиной около 1500 мм с тремя вертикальными пазами, в которых установлены калибрующие элементы *5* и щетки *4*. Вставки со щетками и калибрующими элементами выполнены со специальными скосами *8*, отбрасывающими жидкость при вращении устройства к стенке скважины, которая дополнительно смывает с нее вновь образующуюся фильтрационную корку *2*. Для смывания первоначального рыхлого слоя корки насадка *6* установлена в нижней части корпуса под углом к его оси, а насадка в верхней части корпуса расположена под углом 90° к его оси и обеспечивает уплотнение кольматационного слоя *3*.

Разработан размерный ряд ОГМ и выпускается под шифрами: ОГМ 190; ОГМ 215; ОГМ 242; ОГМ 295.

Разработчик и поставщик: ОАО НПО «Буровая техника».

Очиститель гидромеханический для турбинного бурения типа ОГМТ (рис. 7.3) предназначен для обработки интервалов проницаемых пород при бурении забойными двигателями и устанавливается в компоновке бурильного инструмента между долотом и турбобуром с полым валом. В корпусе *1*

Рис. 7.3. Очиститель гидромеханический для турбинного бурения типа ОГМТ:
а — полость; *б* — канал; *1* — корпус; *2* — втулка; *3* — насадка гидромониторная; *4* — седло; *5* — сердечник; *6* — пружина

Рис. 7.4. Устройство для заключительных работ типа УЗР:
а — в качестве воронки; *б* — при обработке ствола скважины; *1* — переводник; *2* — корпус; *3* — щетки; *4* — насадки гидромониторные; *5* — отверстие промывочное; *6* — пробка; *7* — седло

устройства имеется эксцентрично расположенная втулка *2*, которая разделяет поток жидкости на две части. Одна часть по каналу *б* подается к долоту. Другая часть потока, минуя турбины забойного двигателя, подается через полость *а* на насадки *3*. Такое конструктивное решение позволяет обеспечить работу очистительного устройства, не уменьшая расход жидкости на долоте. Насадки *3* оснащены гидравлическим вибратором, что позволяет создать более глубокий и прочный кольматационный слой. Гидравлический вибратор состоит из седла *4* с сердечником *5*.

Разработчик и поставщик: ОАО НПО «Буровая техника».

Устройство для заключительных работ типа УЗР предназначено для обработки ствола скважины перед спуском обсадной колонны в условиях Западной Сибири, где заключительные каротажные работы проводятся в основном через бурильную колонну. Устройство типа УЗР позволяет по окончании геофизических исследований осуществить проработку ствола скважины не поднимая инструмента, с закупоркой водоносных интервалов гидромеханическим способом.

Устройство (рис. 7.4) состоит из переводника *1*, корпуса *2*, нижняя часть которого выполнена в виде воронки. Устройство снабжено щетками *3* и насадками *4*. По окончании каротажных работ и подъема приборов на поверхность в бурильные трубы сбрасывают пробку *6*, которая, опустившись вниз, садится в специальное седло *7* в корпусе и перекрывает отвер-

стие *5*. При промывке скважины (см. рис. 7.4, *б*) за счет воздействия струи жидкости и щеток производится гидромеханическая обработка стенок скважины. В процессе обработки инструмент несколько раз расхаживается на 6—12 м и проворачивается на 15—30°. Кроме того, он может использоваться вместо воронки (рис. 7.4, *а*).

Устройство разработано для стволов диаметром 216 мм.

Разработчик устройства и технология его применения: ОАО НПО «Буровая техника».

Изготовитель устройств ОГМБ, ОГМТ, ОГМ и УЗР — Опытный завод ВНИИБТ.

7.4. ТЕХНИЧЕСКИЕ СРЕДСТВА ДЛЯ РАБОТЫ В ПОГЛОЩАЮЩИХ СКВАЖИНАХ

Устройство типа УПП предназначено для ликвидации катастрофических поглощений бурового раствора при бурении скважин в трещиноватых, кавернозных породах и имеющих горные выработки, путем их перекрытия. Устройство типа УПП позволяет использовать беструбный способ крепления осложненных участков ствола скважины без изменения ее конструкции. В зоне поглощения создается искусственная пористость путем установки в осложненном интервале ячеистой оболочки. При заполнении оболочки цементным раствором она расширяется, воспроизводя в объеме конфигурации каверн, трещин и т.д.

Устройство типа УПП состоит из двух частей: многократно используемой, которая по окончании цементирования извлекается на поверхность, и сменной — оставляемой в скважине. Основными элементами многократно используемой части являются корпус, башмак предохранительный, труба центральная и переводник. Она служит для предохранения ячеистой оболочки от повреждений во время спуска устройства в зону поглощения. Основным элементом сменной части является высокопрочная ячеистая оболочка, закрепленная на перфорированной трубе. Многократно используемая и сменная части соединяются при помощи штифта, срезаемого под давлением, возникающим при прокачке раствора в момент перекрытия отверстия в башмаке спускаемым в бурильные трубы шаром. Для центровки перфорированной трубы в корпусе устройства она снабжена центратором.

Техническая характеристика устройства типа УПП конструкции ОАО НПО «Буровая техника»

Диаметр скважины минимальный, мм	190,5
Интервал перекрытия, м	До 25
Перепад давления внутри корпуса (максимальный), МПа	20
Присоединительная резьба по ГОСТ 5286—75	З-133
Размер оболочки, мм:	
диаметр	200—1000
длина	4000—25000
Габаритные размеры устройства, мм:	
диаметр	160
длина	44612—39240

УПП, присоединенное к бурильным трубам, устанавливают на естественный забой, искусственный мост или пакер-пробку. Затем в трубы бро-

сают шар, перекрывающий отверстие в башмаке и прокачивают буровой раствор для срезания штифта. После чего бурильную колонну и корпус приподнимают от забоя на расчетную высоту для обеспечения полного выхода оболочки. Затем в бурильные трубы закачивают порцию чистого цементного раствора и в конце — с добавкой наполнителя.

Благодаря высокой эластичности и растяжимости оболочка по мере заполнения расширяется до контакта со стенками скважины (каверны), тем самым воспроизводя ее объемную конфигурацию. После истечения срока ОЗЦ цементный мост разбуривается долотом вместе с дюралюминиевыми деталями УПП, оставшимися в скважине в процессе выполнения изоляционных работ.

Изготовители:

Опытный завод ВНИИБТ — устройство без оболочки.

ВНИИЛтекмаш — ячеистые оболочки.

Комплекс для перекрытия зон осложнения (тонкостенные потайные колонны труб диаметром 194 мм и долота 175 СЗ-ГНУ). Перекрытие зон осложнения тонкостенными трубами диаметром 194 мм с толщиной стенки 7—8 мм и дальнейшее углубление скважины из-под ее «башмака» долотами диаметром 175 мм показали высокую надежность и эффективность этого метода борьбы с поглощениями бурового раствора. Минимальные зазоры между обсадной колонной и долотом позволяют увеличить диаметр долота до максимально возможного — 175 мм, что позволяет, за счет конструктивных особенностей, увеличить прочность и, соответственно, надежность.

Тонкостенные обсадные трубы спускают в скважину либо сварными, либо свинченными при помощи трапецеидальной резьбы. Специально для бурения ниже потайной колонны разработано долото 175 СЗ-ГНУ с твердосплавным вооружением шарошек. Долото выпускается с наружными диаметрами 175 и 171,5 мм.

Комплекс разработан ВНИИБТ совместно с ПО «Татнефть».

Ограничитель растекания тампонажной смеси типа ОРТС (рис. 7.5) предназначен для проведения работ по ликвидации катастрофических поглощений в два этапа:

перевод катастрофических поглощений в категорию средней и низкой интенсивности;

ликвидация остаточного поглощения.

Технология реализуется с помощью простого устройства, ограничивающего растекание тампонажной смеси. Оно размещается на конце колонны бурильных труб и доставляется в зону поглощения. Устройство состоит из промежуточного переводника *1*, регулируемого штуцера *2*, переводника *3*, корпуса *6*, центральной трубы *7* с закрепленным на ней хомутом *4*, расширяющегося рукава *5*, башмака *11*, соединенного с перфорированным патрубком *9*, на котором хомутами крепится расширяющийся рукав, а также шара *10*.

Основные параметры ограничителя растекания тампонажной смеси

Ширина расширяющегося рукава в сложенном виде, мм	350—440
Растяжимость в радиальном направлении, %, не менее	300
Осевое разрывное усилие, кН, не менее	30

Разработчики ОРТС:

ОАО НПО «Буровая техника».

УкрНИИПВ.

Рис. 7.5. Ограничитель растекания тампонажной смеси типа ОРТС:
1, 3 — переводник; *2* — штуцер регулируемый; *4, 8* — хомут; *5* — рукав расширяющийся; *6* — корпус; *7* — труба центральная; *9* — патрубок перфорированный; *10* — шар сбрасываемый; *11* — башмак

Рис. 7.6. Продавочная пробка для тампонажной смеси типа ППТС:
1 — переводник; *2* — шток; *3* — шпонка; *4* — толкатель; *5* — седло; *6* — пробка; *7* — кольцо пружинное; *8* — замок; *9* — элемент уплотнительный резиновый; *10* — проставка; *11* — наконечник

Продавочная пробка типа ППТС (рис. 7.6) предназначена для постепенной продавки тампонажной смеси с использованием специальной разбуриваемой пробки при ликвидации поглощений. ППТС 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 наконечника *11*.

Устройство работает следующим образом. После спуска пробки в скважину на необходимую глубину, через бурильную колонну и пробку закачивают тампонажную смесь с оптимальными параметрами. Затем в бурильную колонну сбрасывается 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* и с ними 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*. Величина перемещения подвиж-

ных деталей устройства и деформация уплотнительного элемента *9* зависит от диаметра скважины, в которой используется продавочная пробка. После запакеровки устройства в стволе скважины колонну бурильных труб вращают по часовой стрелке и отсоединяют вместе с переводником *1* от штока *2*.

По окончании продавки ТС колонна бурильных труб извлекается на поверхность. Разбуривание пробки не представляет затруднений, поскольку она изготавливается из легко разбуриваемых материалов.

Изготовитель: Опытный завод ВНИИБТ.

Сепаратор тампонажный типа СТ-190 (рис. 7.7) предназначен для повышения концентрации наполнителей в тампонажной смеси на основе глинистых буровых растворов при намыве наполнителей в зону поглощений. Он позволяет экономить не менее 30 % бурового раствора, резко повышать закупоривающую способность тампонажной смеси и рекомендуется для ликвидации поглощений при глубине скважины до 1500 м, в условиях, исключающих опасность прихвата бурильной колонны.

Сепаратор типа СТ-190 состоит из корпуса *11*, вращаемого с помощью машинного ключа АКБ-3М, узла, состоящего из втулки *2*, шнека *10*, переводника *1* для подсоединения заливочной головки или ведущей (квадратной) трубы. Втулка *2* и шнек *10* образуют с корпусом *11* рабочую полость *9* для прохождения вниз раствора с наполнителем в колонну бурильных труб. Концентрично корпусу *11* установлена втулка-фильтр *13*. Для выхода отфильтрованного раствора из рабочей полости *9* в корпус *11* встроен отвод *12*. Вращающаяся часть устройства (поз. *1*, *2*, *10*) связана с неподвижной частью — корпусом *11*, фигурной втулкой *8* и переводником *14*, с помощью запорного шарового устройства *6* (25 шаров). Отверстие для ввода шаров закрыто пробкой *5*. Для улучшения условий вращения шнека установлены антифрикционные шайбы *3, 7*, а на фигурной втулке *8* сделаны пазы и в них помещены уплотнительные резиновые кольца *4*.

Устройство используется следующим образом (рис. 7.8). В поглощающую скважину спускается бурильная колонна *1*. Верхняя труба с муфтой *2* помещается на роторе *3* с элеватором *4*. На муфту *2* наворачивается сепаратор *5*, а на него — ведущая труба *7*. Боковой отвод сепаратора *8* соединяется со шлангом *9*, отводящим отфильтрованный раствор в приемные емкости насоса.

В скважину закачивается буровой раствор с наполнителями, который проходит через сепаратор. Из сепаратора часть раствора через фильтр выводится наружу с помощью бокового отвода *8*. Для очистки фильтра производится непрерывное проворачивание шнека сепаратора с помощью ключа типа АКБ-3М (поз. *10*).

Применение сепаратора типа СТ-190 позволяет в несколько раз повысить эффективность изоляции зон поглощений путем намыва наполнителей в них.

Изготовитель СТ-190: Опытный завод ВНИИБТ.

Сепаратор тампонажный – роторный типа СТР (рис. 7.9) предназначен для проведения изоляционных работ в глубоких скважинах, когда опасно оставлять бурильную колонну без вращения и осевого перемещения из-за возможного прихвата. Его применяют при ликвидации поглощений бурового раствора способом намыва наполнителей в зону трещиноватых или крупнопористых пород. Он позволяет повысить концентрацию наполнителей в нагнетаемом в скважину растворе до 40 % и более. Отфильт-

Рис. 7.7. Сепаратор тампонажный типа СТ-190:
1, 14 — переводник; *2, 8* — втулка; *3, 7* — шайба антифрикционная; *4* — кольцо уплотнительное резиновое; *5* — пробка; *6* — шаровой запор; *9* — полость рабочая; *10* — шнек; *11* — корпус; *12* — отвод трубный; *13* — втулка-фильтр

Рис. 7.8. Схема обвязки сепаратора СТ-190 на устье:
1 — бурильная колонна; *2* — муфта; *3* — ротор; *4* — элеватор; *5* — сепаратор; *6* — муфта сепаратора; *7* — ведущая бурильная труба; *8* — отвод трубный сепаратора; *9* — шланг соединительный; *10* — ключ АКБ-3; *11* — хомут подгонный

рованный через СТР раствор попадает обратно в приемные емкости насосов и может вновь использоваться.

Схема обвязки СТР с бурильной колонной следующая. Сепаратор через переводник *2* соединен с ведущей трубой *1*. Раствор с наполнителем *15* поступает в сепаратор через верхнее входное отверстие *16*, а выходит из него загущенным *10* через отверстие *9*. Шнек *5* сепаратора соединяет ведущую трубу *1* с короткой трубой *12* квадратного сечения и с колонной бурильных труб *14* через переводник *13*. Корпус сепаратора *3* подвижен относительно шнека *5*. Между корпусом и шнеком установлен фильтр *4*. Для отвода отфильтрованного раствора в корпус *3* встроен боковой отвод *6*. Кроме того, в нижней части корпуса *3* установлен упорный подшипник *7*.

Разработчик СТР — ОАО НПО «Буровая техника».
Изготовитель: Опытный завод ВНИИБТ.

Рис. 7.9. Схема обвязки сепаратора СТР с бурильной колонной:
1 — ведущая бурильная труба; *2* — переводник ведущей трубы; *3* — корпус сепаратора; *4* — фильтр; *5* — шнек; *6* — отвод трубный сепаратора; *7* — подшипник упорный; *8* — выход облегченного раствора; *9* — отверстие выходное; *10* — загущенный раствор; *11* — ротор; *12* — штанга квадратная короткая; *13* — переводник; *14* — бурильная колонна; *15* — входящий раствор с наполнителем; *16* — отверстие входное

Рис. 7.10. Схема распределения частиц твердой фазы различного диаметра в цементном растворе:
1, 2, 3 — соответственно после затворения цемента, одного и двух раз прокачивания его через диспергатор

Диспергатор типа ДЦР предназначен для приготовления тонкодисперсного цементного раствора, обеспечивающего высокое качество крепления обсадных труб; высокую эффективность при выполнении вторичных изоляционных работ в обсаженных скважинах, а также при ликвидации мест негерметичности в обсадных колоннах. Распределение частиц твердой фазы различного диаметра в цементном растворе показано на рис. 7.10. Пульсирующее импульсное поле в нем создается в камерах с помощью ступеней турбинок от турбобура. В статорах и роторах, ограничивающих камеры, выполнено неодинаковое число дополнительных отверстий. Их совпадение или несовпадение при вращении роторных ступеней обеспечивает создание импульсных полей.

Изготовитель и поставщик: ОАО НПО «Буровая техника».

Диспергатор гидравлический типа ДГС предназначен для измельчения твердой и эмульгирования жидкой фаз буровых и тампонажных растворов и жидкостей специального назначения при их приготовлении и обработке во время строительства и капитального ремонта нефтяных и газовых скважин. Применение диспергатора позволяет сократить расход материалов и времени при приготовлении, обработке и утяжелении буровых растворов и повысить качество крепления скважин.

К особенностям конструкции диспергатора относятся:

высокая эффективность работы за счет оптимального подбора соотношения расстояния между гидромониторными насадками и объемом рабочей камеры;

увеличенная надежность и долговечность за счет оригинальной конструкции узлов;

простота эксплуатации и обслуживания;
возможность оперативного регулирования пропускной способности;
малые габаритные размеры и масса.

Техническая характеристика диспергатора типа ДГС конструкции СП ЗАО «Удмуртские долота»

Принцип действия	Гидравлический
Рабочее давление, МПа, не более	15
Пропускная способность, $м^3$/ч	50 — 100
Диаметры прохода гидромониторных насадок, мм	9; 12; 16
Размеры диспергатора, мм:	
A	910
B	305
C	60
D	40
E	250
G	180
R	Tr 100×12-7e ГОСТ 9484 — 73
Масса, кг	45

Изготовитель: СП ЗАО «Удмуртские долота».

Диспергатор типа ДГ-2 (рис. 7.11) является гидравлическим и отличается тем, что в нем используется принцип подачи жидкости «струя в струю» через две насадки, расположенные напротив друг друга [13].

Рис. 7.11. Диспергатор гидравлический типа ДГ-2:
1 — корпус; *2*, *5* — патрубки; *3* — коллектор; *4* — патрубок входной; *6* — сопло; *7* — насадка гидромониторная

Рис. 7.12. Диспергатор циклонный шаровой типа ДШ-100:
1 — крышка; *2* — камера внутренняя; *3* — патрубок; *4* — клапан; *5* — устройство запорное; *6* — камера наружная; *7* — сопло щелевидное; *8* — тела шаровые; *9* — фильтр

Диспергатор типа ДШ-100 (рис. 7.12) — циклонный шаровой с гидромеханическим принципом действия. На входе в диспергатор требуется рабочее давление — 0,3—0,4 МПа. Пропускная способность — 80—100 м^3/ч. Габаритные размеры — 600×250×400 мм. Масса — 50 кг [13].

Преимущества этих диспергаторов следующие: низкая энергоемкость работы; безопасность работы и сокращение расхода материалов; простота эксплуатации и обслуживания.

Разработчик: ОАО НПО «Бурение».

Гидроимпульсатор-диспергатор типа ГИД предназначен для гидроимпульсного воздействия на движущийся поток цементного раствора и обеспечения улучшения качества крепления скважин, в том числе — улучшения процесса вытеснения бурового раствора тампонажным и повышения качества сцепления цементного камня со стенками скважины и обсадной колонны (рис. 7.13).

ГИД состоит из набора статоров и роторов (рис. 7.14), устанавливаемых на уступе стандартного башмака обсадной колонны. В основе эффекта от ГИД положено использование гидроударов при вращении ротора относительно статора, имеющих различное число специальных отверстий, совпадение и несовпадение которых обеспечивает образование гидроимпульсов в пространстве между стоп-кольцом и башмаком обсадной колонны.

Изготовитель и поставщик: ОАО НПО «Буровая техника».

Рис. 7.13. Схема устройства гидроимпульсатора-диспергатора типа ГИД:
а — высокочастотный одноступенчатый; *б* — низкочастотный двухступенчатый

Рис. 7.14. Схемы статоров и роторов гидроимпульсатора-диспергатора типа ГИД:
а — с круглыми отверстиями; *б* — с щелевыми отверстиями

Рис. 7.15. Устройство вихревое типа УОК-215,9 для очистки и кольматации стенок скважины:
1 — цилиндр; *2* — излучатель вихревой; *3* — долото

Гидроизлучатель типа ГИ-203 предназначен для предотвращения и ликвидации поглощений буровых растворов различной интенсивности, а также предупреждения водо-, газо- и нефтепроявлений (ГНВП), сохранения коллекторских свойств продуктивного пласта и повышения прочности горных пород, слагающих разрез скважины. Гидроизлучатель состоит из цилиндрического корпуса с двумя рядами опорно-центрирующих элементов (калибраторов) с встроенными в лопасти одним или двумя гидромониторными узлами. Требуемый перепад давления в гидроизлучателе — от 3,5 до 6,0 МПа. Диапазон генерируемых частот от 0,2 до 6,0 кГц.

Номенклатура и технические параметры гидроизлучателей для обработки стенок скважины приведены в табл. 7.3.

Гидроизлучатели устанавливаются над долотом и применимы в широ-

Таблица 7.3

Техническая характеристика гидроизлучателй типа ГИ конструкции НПП «Азимут»

Тип изделия	Диаметр опорных элементов, мм	Диаметр корпуса, мм	Общая длина, мм	Присоединительная резьба		Масса, кг
				Муфта	Ниппель	
ГИ-178	182	150	600	З-117		49
ГИ-178М	182	150	600	З-117	З-117	47
ГИ-203	207	150	575	З-117		57
ГИ-203М	207	150	630	З-117	З-117	60
ГИ-254	258	210	650	З-152		139
ГИ-254М	258	210	630	З-152	З-152	134
ГИ-280	284	229	680	З-152, З-171		185
ГИ-280М	284	229	740	З-152	З-152	202
ГИ-384	388	245	755	З-177		250
ГИ-384М	388	245	755	З-177	З-177	250

ком интервале проницаемых пород и повышают их прочность до 0,02 МПа/м.

Изготовитель и поставщик: НПП «Азимут».

Устройство типа УОК-215,9 (рис. 7.15) предназначено для предотвращения и уменьшения интенсивности поглощений бурового и цементного растворов в пористо-трещиноватых породах; предупреждения ГНВП; предотвращения загрязнения околоскважинной зоны продуктивных пластов; уменьшения кавернообразования.

Устройство состоит из цилиндра *1*, в котором размещен сменный вихревой излучатель *2*, и устанавливается над долотом *3*.

Техническая характеристика устройств типа УОК-215,9

Требуемый перепад давления на устройстве, МПа	2,5 – 4,0
Расход промывочной жидкости через вихревой излучатель, л/с	5,0
Диапазон генерируемых частот, кГц	0,1 – 10,0
Габаритные размеры, мм	420×200×146
Масса, кг	34,0

Типы выпускаемых изделий – УОК-93; УОК-98,4; УОК-120,6; УОК-132; УОК-139,7; УОК-151; УОК-161; УОК-190,5; УОК-215,9; УОК-244,5; УОК-269,9; УОК-295,3; УОК-320.

Изготовитель и поставщик: НПП «Азимут».

8

ИНСТРУМЕНТ ДЛЯ ЛИКВИДАЦИИ АВАРИЙ

Для предупреждения и ликвидации аварий применяется инструмент, который подразделяется на ловильный, режущий, фрезерующий, для очистки забоя и стенок скважин, улавливания шлама и раздробленного металла, ликвидации прихватов. Кроме того, применяется инструмент для тросовой техники и вспомогательный.

8.1. ЛОВИЛЬНЫЙ ИНСТРУМЕНТ

К ловильному инструменту относятся труболовки (овершоты) наружные и внутренние, ловители различного типа, колокола и метчики, магнитные ловители, удочки и извлекатели.

8.1.1. ТРУБОЛОВКИ

Труболовки наружные (овершоты) предназначены для захвата за наружную цилиндрическую поверхность и последующего извлечения элементов колонн бурильных, обсадных и насосно-компрессорных при проведении ловильных работ в нефтяных, газовых и геологоразведочных скважинах. Захват осуществляется путем заклинивания выдвижных плашек между внутренней или наружной поверхностью захватываемой трубы и стержнем или корпусом труболовки.

По типу захвата труб труболовки подразделяются на две группы: внутренние (для захвата за внутреннюю поверхность) и наружные (для захвата за наружную поверхность трубы или муфты). Внутренние труболовки подразделяются на неосвобождающиеся и освобождающиеся (при необходимости освобождение инструмента от захваченных труб в скважине производится после захвата и фиксации плашек в сомкнутом положении).

Наружные труболовки подразделяются на труболовки освобождающиеся различного типа, которые отличаются друг от друга конструкцией механизма захвата и освобождения.

В скважинах с небольшим зазором между эксплуатационной колонной и колонной ловимых труб применяют труболовки без центрирующих приспособлений, а в скважинах со значительными зазорами — с центрирующими приспособлениями (направлением с вырезом или направлением с

воронкой — для внутренних труболовок или только с воронкой — для наружных).

Труболовки без центрирующего приспособления присоединяются к бурильной колонне при помощи обычного переводника, с центрирующим приспособлением — посредством специального переводника.

Центральное отверстие во внутренних труболовках служит для промывки аварийных концов труб.

Внутренние и наружные освобождающиеся труболовки исполнения 1 и со спиральным захватным устройством состоят из механизма захвата и освобождения, а внутренние неосвобождающиеся — только из механизма захвата.

Механизм захвата внутренних освобождающихся труболовок по конструкции аналогичен механизму захвата внутренних неосвобождающихся труболовок; его изготавливают в двух исполнениях — одноплашечном и шестиплашечном.

Ловители труб и труболовки наружные выпускаются типов ЛТН, ОВ, ОК, ОВТ, ОКТ, ТЛ1, ТМО, ТМОм, ТН, ТНОС, ТНС.

Ловители труб типа ЛТН (рис. 8.1) предназначены для захвата и удержания труб за наружную поверхность и извлечения их из скважины. Номенклатура выпускаемых ловителей и их основные параметры приведены в табл. 8.1. Конструкция ловителей обеспечивает освобождение от аварийного объекта при невозможности его извлечения, а также циркуляцию промывочной жидкости при проведении аварийных работ. Ловители выпускаются с правой и левой присоединительной резьбой.

Ловители состоят из трех основных частей: переводника, корпуса и воронки. В зависимости от размера захватываемого объекта в ловитель может быть вставлен один из двух комплектов захватов: либо спиральный захват со вставкой, либо цанговый захват с калибрующим фрезером. Причем фрезер может быть заменен вставкой. Стандартный цанговый захват предназначен для захвата длинных гладких труб. Цанговые захваты типа МШ имеют в верхней части внутренний кольцевой бурт и предназначены для захвата муфт и замков. Общие виды спирального и цангового захватов приведены на рис. 8.2 и 8.3.

Каждый захват работает только со вставкой или фрезером (для цанговых захватов) своего типоразмера, а диапазон захватываемых ими диаметров составляет 3 мм. Захваты выпускаются с шагом 1,5 мм. Перечни спиральных и цанговых захватов для ловителей типа ЛТН приведены в табл. 8.2 и 8.3.

Для уплотнения захватываемого объекта могут быть использованы как нижние уплотнения, устанавливаемые во фрезер или вставку цангового захвата, так и верхние уплотнения, которые используются со спиральным захватом и устанавливаются над ним в корпусе ловителя. Все уплотнения используются только с захватом своего типоразмера. Ловители могут комплектоваться режущим направлением, режущей воронкой, удлинителем.

Выпускаются варианты ловителей проходные (с индексом П в условном обозначении) и непроходные. Комплектация ловителей определяется при заказе.

Изготовитель: ЗАО завод «ИЗМЕРОН».

Труболовки типов ОВ и ОВТ (рис. 8.4, *а*, *б*) состоят из корпуса *2*, направляющей воронки *5*, переводника *1* и набора сменных элементов, включающих ряд спиральных *3* и цанговых *6* захватов, и направляющих втулок,

Рис. 8.1. Ловитель труб наружного захвата типа ЛТН конструкции ЗАО завод «ИЗМЕРОН»:
а — со спиральным захватом;
б — с цанговым захватом

Рис. 8.2. Спиральный захват для ловителей типа ЛТН

Рис. 8.3. Захват цанговый для ловителей типа ЛТН

соответственно спирального *4* и цангового *7* захватов. Основные параметры труболовок типа ОВ и ОВТ приведены в табл. 8.4, 8.5.

При извлечении колонн, верхняя часть которых (голова) имеет максимальный для применяемого типоразмера труболовки диаметр, используются спиральные захваты, в остальных случаях цанговые.

Таблица 8.1

Технические характеристики ловителей труб типа ЛТН

Тип ловителя	Максимальный захватываемый размер, мм		Допускаемая осевая нагрузка, кН	Наружный диаметр, мм	Тип присоединительной резьбы по ГОСТ 28487—90
	Спиральным захватом	Цанговым захватом			
ЛТН 86/65	65	56	550	86	З-66
ЛТН 95/79	79	66,5	530	95	
ЛТН 112/87	87	78,5	1200	112	
ЛТН 120/96			1100		
ЛТН 120/96П	96	87,5	640	120	
			380*		З-76
ЛТН 125/103П	103	90,5	700	125	
			470*	125	
ЛТН 138/109	109	101	1600	138	З-88
ЛТН 175/128	128	119	3300	175	З-140
ЛТН 197/160	160	143		197	
ЛТН 200/173	173	158	3000	200	З-147
ЛТН 206/179	179	162,5		206	

* Значения параметров при использовании ловителя с удлинителем.

Примеры обозначения ловителя, запасных или сменных частей при заказе

Ловитель труб наружный с максимальным диаметром 120 мм, предназначенный для захвата труб с максимальным диаметром 96 мм	**ЛТН 120/96**
То же, с левой присоединительной резьбой	**ЛТН 120/96Л**
То же, для захвата труб диаметром 73 мм	**ЛТН 120/96Л, 73 мм**
Захват спиральный для ловителя ЛТН 120/96, предназначенный для захвата труб диаметром от 90 до 93 мм	**Захват спиральный 120/90-93**
То же, для ловителя с левой резьбой	**Захват спиральный 120/90-93Л**
Вставка для захвата спирального 120/90-93	**Вставка 120/93**
То же, для ловителя с левой резьбой	**Вставка 120/93Л**
Захват цанговый для ловителя ЛТН 120/96, предназначенный для захвата труб диаметром от 62 до 65 мм	**Захват 120/62-65**
То же, для ловителя с левой резьбой	**Захват цанговый 120/62-65Л**
Фрезер для захвата цангового 120/62-65	**Фрезер 120/62-65**
Фрезер для захвата цангового 120/62-65 ловителя с левой резьбой	**Фрезер 120/62-65Л**
Вставка для захвата цангового 120/62-65	**Вставка 120/62-65**
Направление режущее для ловителя ЛТН 120/96 с калибрующим диаметром 89 мм	**Направление режущее 120/89**
То же, для ловителя с левой резьбой	**Направление режущее 120/89Л**
Воронка режущая для ловителя ЛТН 197/140 с калибрующим диаметром 140 мм	**Воронка режущая 197/140**
То же, для ловителя с левой резьбой	**Воронка режущая 197/140Л**
Уплотнение верхнее для использования с захватом спиральным 120/93-96 (для ловителей с любым направлением резьбы)	**Уплотнение верхнее 120/93-96**
Кольцо резиновое для ловителя ЛТН 120/96	**Кольцо для ловителя ЛТН 120/96**
Удлинитель для ловителя ЛТН 120/96 длиной 1000 мм	**Удлинитель 120/96-1000**

Таблица 8.2

Захваты спиральные для ловителей типа ЛТН

Тип ловителя	Тип захвата	Тип ловителя	Тип захвата	Тип ловителя	Тип захвата
ЛТН 86/65	86/62-65	ЛТН 125/103П	125/100-103	ЛТН 197/160	197/148-151
	86/60,5-63,5		125/98,5-101,5		197/146-149,5
	86/59-62		125/97-100		197/145-148
	86/57,5-60,5		125/95,5-98,5		197/143,5-146,5
	86/56-59		125/94-97	ЛТН 200/173	200/170-173
	86/54,5-57,5		125/93,5-95,5		200/168,5-171,5
			125/91-94		200/167-170
ЛТН 95/79	95/76-79	ЛТН 138/109	138/106-109		200/165,5-168,5
	95/74,5-77,5		138/104,5-107,5		200/164-167
	95/73-76		138/103-106		200/162,5-165,5
	95/71,5-74,5		138/101,5-104,5		200/161-164
	95/70-73		138/100-103		200/159,5-162,5
	95/68,5-71,5				
ЛТН 112/87	112/84-87	ЛТН 175/128	175/125-128	ЛТН 206/179	206/176-179
	112/82,5-85,5		175/123,5-126,5		206/174,5-177,5
	112/81-84		175/122-125		206/173-176
	112/79,5-82,5		175/120,5-123,5		206/171,5-174,5
	112/78-81		175/119-122		206/170-173
			175/117,5-120,5		206/168,5-171,5
ЛТН 120/96 и	120/93-96	ЛТН 197/160	197/157-160		206/167-170
ЛТН 120/96П	120/91,5-94,5		197/155,5-158,5		206/165,5-168,5
	120/90-93		197/154-157		
	120/88,5-91,5		197/152,5-155,5		
	120/87-90		197/151-154		
	120/85,5-88,5		197/149,5-152,5		

Таблица 8.3

Захваты цанговые для ловителей типа ЛТН

Тип ловителя	Тип захвата	Тип ловителя	Тип захвата	Тип ловителя	Тип захвата
ЛТН 86/65	86/53-56 86/51,5-54,5 и далее с шагом 1,5 мм	ЛТН 125/103П	125/87,5-90,5 125/86-89 и далее с шагом 1,5 мм	ЛТН 200/173	200/155-158 200/153,5-156,5 и далее с шагом 1,5 мм
ЛТН 95/79	95/63,5-66,5 95/62-65 и далее с шагом 1,5 мм	ЛТН 138/109	138/98-101 138/96,5-99,5 и далее с шагом 1,5 мм	ЛТН 206/179	206/159,5-162,5 206/158-161 и далее с шагом 1,5 мм
ЛТН 112/87	112/75,5-78,5 112/74-77 и далее с шагом 1,5 мм	ЛТН 175/128	175/116-119 175/114,5-117,5 и далее с шагом 1,5 мм		
ЛТН 120/96 и ЛТН 120/96П	120/84,5-87,5 120/83-86 и далее с шагом 1,5 мм	ЛТН 197/160	197/140-143 197/138,5-141,5 и далее с шагом 1,5 мм		

Цанговые захваты могут применяться с фрезерующими направляющими, позволяющими производить очистку захватываемого объекта от заусенцев и различных отложений. Процесс захвата осуществляется труболовкой за счет наличия конических спиральных поверхностей, выполненных на внутренней поверхности корпуса и взаимодействующей с ней наружной поверхности цангового или спирального захватов.

При необходимости герметизации соединения труболовки с извлекаемой трубой предусмотрена возможность установки уплотнительных манжетных пакеров: типа «А» — при использовании спирального захвата или

Рис. 8.4. Труболовки наружные освобождающиеся конструкции ЗАО «Сиб. Трейд. Сервис»:
а — типа ОВ; *б* — типа ОВТ; *1* — переводник; *2* — корпус; *3* — захват спиральный; *4* — направляющая спирального захвата; *5* — воронка направляющая; *6* — захват цанговый; *7* — направляющая цангового захвата

Таблица 8.4

Технические характеристики труболовок типа ОВ

Показатель	ОВ-122	ОВ-124	ОВ-130	ОВ-140	ОВ-146	ОВ-156	ОВ-168	ОВ-175	ОВ-188	ОВ-194	ОВ-206	ОВ-220
Наружный диаметр, мм	122,2	124,1	130,4	140,0	146	156	168	175	187,6	194,0	206,4	219,6
Грузоподъемность, кН	1210	1060	1110	1210	1300	1760	2120	2450	2240	2500	2900	3200
Максимальное значение номинального размера, мм:												
спирального захвата	98,4	101,6	108,0	117,5	122,2	130,2	141,3	146,1	158,8	165,1	177,8	190,5
цангового захвата	88,9	92,1	98,4	101,6	104,8	111,1	123,8	127,0	141,3	146,1	158,8	174,6
Тип замковой присоединительной резьбы	З-76	З-76	З-76	З-76	З-88	З-88	З-88	З-88	З-133	З-147	З-147	З-147

Таблица 8.5

Основные параметры труболовок типа ОВТ

Показатель	ОВТ-122	ОВТ-124	ОВТ-130	ОВТ-140	ОВТ-146	ОВТ-156	ОВТ-168	ОВТ-175	ОВТ-188	ОВТ-194	ОВТ-206	ОВТ-220
Наружный диаметр, мм	122,2	124,1	130,4	140,0	146	156	168	175	187,6	194,0	206,4	219,6
Грузоподъемность, кН	1780	1730	2160	1970	2000	2200	3000	3250	3620	3800	4500	5000
Максимальное значение номинального размера, мм:												
спирального захвата	92,8	95,2	101,6	111,1	117,5	122,2	130,2	136,5	146,1	152,4	165,1	177,8
цангового захвата	82,5	85,7	92,1	95,2	98,4	104,8	111,1	117,5	127,0	133,4	146,1	158,8
Тип замковой присоединительной резьбы	З-76	З-76	З-76	З-76	З-88	З-88	З-88	З-88	З-133	З-147	З-147	З-147

Рис. 8.5. Труболовки наружные освобождающиеся конструкции ЗАО «Сиб. Трейд. Сервис»:
а — типа ОК; *б* — типа ОКТ с коротким захватом; *1* — переводник; *2* — направляющая цангового захвата; *3* — захват цанговый; *4* — корпус труболовки (овершота)

Рис. 8.6. Труболовка наружная типа ТЛ1 конструкции ОАО «Ижнефтемаш»:
1 — переводник; *2* — втулка; *3* — цанга; *4* — корпус; *5* — воронка направляющая

типа «Р» и кольца — при использовании цангового захвата. Типоразмеры фрезерующей направляющей и пакеров должны соответствовать типоразмеру применяемого захвата.

Труболовки дополнительно могут комплектоваться:

удлинителями, устанавливаемыми между корпусом и переводником для захвата аварийной колонны значительно ниже верхнего торца;

направляющими воронками увеличенного диаметра, применяемыми при ловильных работах в скважинах или колоннах, внутренний диаметр которых значительно больше наружного диаметра труболовки (овершота).

Изготовитель: ЗАО «Сиб. Трейд. Сервис».

Труболовки типов ОК и ОКТ состоят (рис. 8.5) из корпуса *4*, переводника *1*, направляющей втулки *2* и набора сменных цанговых захватов *3* с различными диаметрами внутренней ловильной поверхности. Номенклатура и основные параметры труболовок типов ОК и ОКТ приведены в табл. 8.6. Корпус труболовки выполнен таким образом, чтобы цанговый захват располагался как можно ближе к нижнему торцу, обеспечивая возможность извлечения элементов колонн с коротким участком, пригодным для захвата. Процесс захвата осуществляется труболовками за счет наличия конических спиральных поверхностей, выполненных на внутренней поверхности корпуса и взаимодействующей с ней наружной поверхности цангового захвата.

Изготовитель: ЗАО «Сиб. Трейд. Сервис».

Таблица 8.6

Технические характеристики труболовок освобождающихся типов ОК и ОКТ

Показатель	ОК-59	ОКТ-59	ОК-92	ОКТ-92	ОК-95	ОКТ-95	ОК-105	ОКТ-105	ОК-111	ОКТ-111	ОК-118	ОКТ-118
Наружный диаметр, мм	58,7	58,7	92,1	92,1	95,2	95,2	104,8	104,8	111,5	111,5	117,5	117,5
Грузоподъемность, кН	450	650	750	950	800	1100	900	1200	950	1130	1000	1400
Максимальное значение номинального размера цангового захвата, мм	28,5	25,0	60,3	57,1	65,9	60,3	73,0	69,8	81,0	73,0	85,7	79,4
Тип замковой присоединительной резьбы	З-44	З-44	З-73	З-73	З-73	З-73	З-76	З-76	З-76	З-76	З-76	З-76

Продолжение табл. 8.6

Показатель	ОК-119	ОКТ-119	ОК-122	ОКТ-122	ОК-124	ОКТ-124	ОК-130	ОКТ-130	ОК-140	ОКТ-140	ОК-143	ОКТ-143
Наружный диаметр, мм	119,5	119,5	122,5	122,5	123,8	123,8	130,5	130,5	140,0	140,0	143,0	140,0
Грузоподъемность, кН	960	1400	1100	1600	1000	1600	1000	1900	1000	2000	1100	2000
Максимальное значение номинального размера цангового захвата, мм	88,9	82,5	88,9	85,7	92,1	85,7	96,8	85,7	106,8	95,2	109,0	103,3
Тип замковой присоединительной резьбы	З-76	З-76	З-76	З-76	З-44	З-44	З-73	З-73	З-73	З-73	З-76	З-76

Рис. 8.7. Труболовка наружная типа ТН конструкции НПП «Азимут»

Труболовка наружная типа ТЛ1 (рис. 8.6) состоит из корпуса *4*, воронки направляющей *5*, втулки *2*, цанги *3* и переводника *1*. Труболовка изготавливается с правой и левой присоединительными резьбами.

Труболовка ТЛ1 предназначена для ловли насосно-компрессорных труб диаметром 60, 73 и 89 мм, забойных двигателей Д-85 и Д1-88 с помощью набора сменных цанг с проходом от 32 до 95 мм. Допускаемая осевая нагрузка — 500 кН. Максимальный диаметр корпуса — 122 мм, длина — 630 мм. Масса труболовки — 26,8 кг.

Отличительная особенность данного инструмента — отсутствие необходимости его поворота при захвате ловимого объекта за счет оригинальной конструкции направляющей цанги.

Изготовитель: АО «Ижнефтемаш».

Труболовки наружные механические освобождающиеся (ТМО-89-116) и модифицированные (ТМОм-89-116) предназначены для захвата за муфту или высадку и подъема целиком или по частям колонны насосно-компрессорных труб диаметром 60,3 или 73 мм.

Изготовитель: НПП «Азимут».

Труболовка наружная типа ТН (рис. 8.7) предназначена для захвата и удержания насосно-компрессорных труб по ГОСТ 633—80 с условными диаметрами 33, 48, 60, 73 и 89 мм за тело трубы в эксплуатационных колоннах диаметром 146 и 168 мм. Основные параметры труболовок типа ТН приведены в табл. 8.7.

Изготовитель:

НПП «Азимут».

Труболовка наружная освобождающаяся типа ТНОС (рис. 8.8) изготавливается с резьбами правой и левой. С помощью ее можно извлекать колонны труб как целиком, так и частями после отвинчивания.

Таблица 8.7

Технические характеристики труболовок внутренних типа ТН конструкции НПП «Азимут»

Тип труболовки	Захватываемые размеры труб, мм	Наружный диаметр, мм	Присоединительная резьба по ГОСТ 28487—90
ТН-92	92	123	З-76
ТН-114/60/48	48, 60	114	З-76
ТН-146	60, 73, 89	122	З-76
ТН-168	60, 73, 89	140	З-76
ТН-122/33/48-01	33, 48	122	З-76
ТН-122/33/48-02	33, 48	122	З-76
ТН-122/60/73/89	60, 73, 89	122	З-76

Рис. 8.8. Труболовка наружная освобождающаяся типа ТНОС ОАО «Нефтебур»:
1 — переводник; *2* — винт; *3* — корпус; *4* — шток; *5* — захватывающая спираль или цанга; *6* — воронка направляющая

Техническая характеристика труболовок типа ТНОС

Диапазон захватываемых труб, мм	60—95
Условный диаметр захватываемых объектов, мм:	
бурильных труб по ГОСТ 631—75	60; 73; 89
муфты труб	73
насосно-компрессорных труб по ГОСТ 633—80	60; 73; 89
муфты труб	60; 73
Условный диаметр эксплуатационной колонны, в которой производится ловля, мм	146 и более
Номинальная осевая нагрузка, кН	1100
Присоединительная резьба по ГОСТ 5286—75	З-76
Основные размеры, мм:	
диаметр *D*	120
длина *L*	700
Масса, кг	21

Механизм захвата, расположенный в средней части корпуса, состоит из захватывающей спирали или цанги, штока и винта. Спираль или цанга плавно перемещается по спиральной канавке конического сечения на внутренней поверхности корпуса с помощью Т-образного штока и винта, предназначенного для перезарядки труболовки и подготовки ее для последующей ловли аварийного объекта. На торцевой части штока предусмотрены зубья для стопорения его при освобождении захватной спирали или цанги в скважине. В захватном устройстве труболовки с левой резьбой имеются насечки правого направления, а с правой резьбой — левого направления (для захвата ловимого объекта). Освобождение труболовки от захваченных труб производится вращением колонны бурильных труб вместе с труболовкой. Для соединения с колонной бурильных труб в верхней части корпуса имеется переводник, а в нижней — воронка.

Изготовитель и поставщик: ОАО «Нефтебур».

Труболовка наружная освобождающаяся типа ТНС (рис. 8.9) предназначена для ловли и извлечения из скважины колонны бурильных и насосно-компрессорных труб путем захвата за наружную поверхность тела трубы (табл. 8.8, 8.9 и 8.10).

Рис. 8.9. Труболовка наружная освобождающаяся типа ТНС ОАО «Нефтебур»:
1 — переводник; *2* — корпус; *3* — втулка захватывающая; *4* — фрезер-уплотнение; *5* — кольцо; *6* — воронка направляющая

Таблица 8.8

Технические характеристики труболовки типа ТНС конструкции Нефтекамского ЗБИ

Показатель*	ТНС 60-120	ТНС 73-140	ТНС 89-159	ТНС 102-165	ТНС 114-190	ТНС 127-216	ТНС 140-216	ТНС 147-216	ТНС 165-295
Условный диаметр захватываемых труб, мм	60	73	89	102	114	127	140	146; 147	168
Диапазон диаметров захватываемых труб, мм	56 – 62	69 – 74	85 – 91	95 – 105	110 – 118	123 – 131	136 – 144	142 – 150	163 – 171
Минимальный диаметр скважины при работе с труболовкой, мм	120,6	139,7	158,7	165,1	190,5	215,9	215,9	215,9	295,3
Грузоподъемность, тс	100	110	130	140	200	270	300	270	390
Присоединительная резьба по ГОСТ 5296 – 75	З-66	З-76	З-86	З-108	З-121	З-133	З-147	З-147	З-147
Габаритные размеры, мм:									
диаметр	108	120	140	145	170	196	196	200	245
длина с переводником	1563	1569	1764	1820	1820	1840	1840	1840	1840
Масса, кг	54	74	111	122	144	152	151	153	255

* Максимальный перепад давления промывочной жидкости составляет 15 МПа, а максимальная температура рабочей среды – 150 °С.

Таблица 8.9

Технические характеристики труболовок типа ТНС конструкции ОАО «ВНИИТнефть»

Тип труболовки	Номинальная осевая нагрузка, кН	Наружный диаметр, мм	Присоединительная резьба
ТНС-60	1000	108	З-66
ТНС-73	1100	120	З-76
ТНС-89	1300	140	З-88
ТНС-102	1400	145	З-102
ТНС-114	2000	170	З-121
ТНС-127	2700	196	З-133
ТНС-140	3000	196	З-147
ТНС-147	2700	200	З-147
ТНС-168	3900	230	З-171

Таблица 8.10

Технические характеристики труболовок типа ТНС конструкции ОАО НПО «Буровая техника»

Показатель	ТНС-115	ТНС-124	ТНС-138	ТНС-143
Диаметр обсадной колонны, мм	140	146	168	168
Максимальный диаметр извлекаемой трубы, мм*	73(89)	89(102)	102(114)	108(121)
Диаметр наружный, мм	115	124	138	143
Длина, мм	700	700	800	800
Грузоподъемность, кН	800	800	1000	1000
Присоединительная резьба	З-76	З-76	З-88	З-88
Масса, кг	28	29	39	40

* В скобках указан максимальный диаметр извлекаемых труб при установке в корпусе труболовки захватной спирали вместо втулки.

Труболовка состоит из корпуса *2*, втулки захватывающей *3*, воронки *6*, фрезер-уплотнения *4*, кольца *5* и переводника *1*. Внутренняя поверхность корпуса труболовки и контактирующая с ней наружная поверхность захватывающей втулки имеют левую многозаходную резьбу, служащую для увеличения сцепления с наружной поверхностью аварийной трубы и для обеспечения освобождения труболовки. Захватывающая втулка *3* имеет один сквозной и семь неполных продольных разрезов. Фрезер *4* служит для обработки наружной поверхности конца аварийной трубы; его устанавливают в нижней части корпуса труболовки и поджимают воронкой *6*. Аварийную трубу захватывают и извлекают труболовкой из скважины в следующей последовательности. При движении корпуса труболовки вниз захватывающая втулка *3* от контакта с аварийной трубой поднимается в верхнее рабочее положение между стенкой аварийной колонны и спиральной конической опорной поверхностью корпуса труболовки. В результате осуществляется надежный захват аварийной трубы.

Для освобождения труболовки от захваченных труб подвешенный инструмент сначала разгружают, чтобы спиральная коническая опорная поверхность корпуса *2* труболовки вышла из контакта со спиральной конической опорной поверхностью захватывающей втулки *3*. Затем, вращая труболовку вправо и медленно поднимая, проводят освобождение труболовки «свинчиванием» с помощью резьбовой нарезки на захватывающей втулке *3*.

Изготовители:

Нефтекамский завод бурового инструмента (ЗБИ).

ОАО «ВНИИТнефть».

ОАО НПО «Буровая техника» — типов ТНС-115 — ТНС-143.

ОАО «Нефтебур».

ОАО «Нефтекамский завод НиГМаш» типа ТНС-60 (73, 89).

ЗАО «Полимермаш».

Труболовки внутренние предназначены для захвата за внутреннюю поверхность и последующего извлечения трубчатых элементов колонн бурильных, обсадных и насосно-компрессорных труб при проведении ловильных работ в нефтяных, газовых и геологоразведочных скважинах.

Отечественной промышленностью выпускаются внутренние освобождающиеся труболовки под шифрами Т, ТВ, ЛТВ, ЛТВ-УБТ, ТВМ, ТВО, ТВОП, ТВР, ТВС, ТН, ТО, ТП, ВТ и ВТК.

Труболовки типов Т, ТВ и ЛТВ изображены на рис. 8.10, 8.11 и 8.12. Труболовка типа Т состоит из корпуса *3*, цангового захвата *4*, наконечника *6* и расцепного кольца *5*. Корпус труболовки выполняется в двух вариантах исполнения: гладкий (выполняется с удлинителем *2* и переводником *1*), выполненный заодно с переводником, с уплотнением и центратором и с уплотнением, центратором и переводником. Номенклатура и основные параметры труболовок типов Т, ТВ и ЛТВ приведены в табл. 8.11, 8.12, 8.13 и 8.14. Кроме того, выпускаются ловители труб типа ЛТВУ для труб диаметром 60, 73 и 89 мм.

Процесс захвата труболовкой осуществляется за счет наличия конических спиральных поверхностей, выполненных на наружной поверхности корпуса, и взаимодействующей с ней внутренней поверхности цанги.

Рис. 8.10. Труболовка внутренняя освобождающаяся типа Т конструкции ЗАО «Сиб. Трейд. Сервис»:
1 — переводник; *2* — удлинитель; *3* — корпус; *4* — захват цанговый; *5* — кольцо расцепное; *6* — наконечник

Рис. 8.11. Труболовки внутренние освобождающиеся типа ТВ конструкции ОАО «ВНИИТнефть»:
а, б — в сборе без центрирующего приспособления; *в* — в сборе с центрирующим приспособлением (направление с вырезом); *г* — в сборе с центрирующим приспособлением (направление с воронкой); *1* — переводник; *2* — стержень; *3* — плашка; *4* — клин; *5* — плашкодержатель; *6* — наконечник; *7* — переводник специальный; *8* — направление с вырезом; *9* — направление; *10* — воронка

Рис. 8.12. Ловители труб внутреннего захвата типа ЛТВ ЗАО завод «ИЗМЕРОН»:
а — с переводником; *б* — проходной; *в* — проходной с уплотнением и центратором; *г* — с уплотнением, центратором и переводником

Изготовители:

ЗАО «Сиб. Трейд. Сервис» — типа Т.

НПП «Азимут» — типа ТН.

Ишимбайский машиностроительный завод.

ЗАО завод «ИЗМЕРОН» — типа ТВ, ЛТВ и ЛТВУ.

ОАО «ВНИИТнефть» — типов ТВ и ТП.

ЗАО «Полимермаш» — типов ТВ и ТП.

ОАО «Нефтекамский завод НиГМаш» — типа ТВ.

Ловители типа ЛТВ-УБТ (рис. 8.13) предназначены для захвата и удержания утяжеленных бурильных труб за внутреннюю поверхность и извлечения их на поверхность.

Конструкция ловителей обеспечивает освобождение от аварийного объекта при невозможности извлечения его из скважины, а также циркуляцию промывочной жидкости при проведении работ по ликвидации аварий. Основные параметры ловителей для УБТ приведены в табл. 8.15.

Изготовитель: ЗАО завод «ИЗМЕРОН».

Труболовки внутренние механические освобождающиеся типов ТВМ и ТВМ1 (рис. 8.14), предназначены для захвата труб за внутренние поверхности при подъеме. Номенклатура и основные характеристики труболовок типов ТВМ и ТВМ1 приведены в табл. 8.16, 8.17 и 8.18. Труболовка изготавливается в двух вариантах: исполнение 1 — упирающаяся в торец захватываемой колонны; исполнение 2 — заводимая внутрь захватываемой колонны на глубину без ограничений. Труболовки изготавливают с левыми резьбами. С их помощью можно извлекать колон-

Таблица 8.11

Технические характеристики внутренней труболовки типа Т конструкции ЗАО «Сиб. Трейд. Сервис»

Показатели	Т-48	Т-60	Т-73	Т-89	Т-102	Т-114	Т-127	Т-146	Т-152	Т-178	Т-219	Т-245
Наружный диаметр корпуса, мм	36,4	47,6	59,0	71,0	84,0	95,2	103,6	120,0	129,5	147,8	192,0	212,0
Минимальный диаметр цангового захвата, мм	37,3	49,0	60,9	73,0	86,4	98,1	106,1	124,0	132,8	150,6	195,3	218,4
Допуски на захват относительно номинального размера, мм, ±	0,9	1,4	1,4	1,9	2,5	3,2	3,2	3,4	3,4	3,8	3,8	3,8
Грузоподъемность, кН	200	340	650	1000	1300	1600	2100	2500	2900	2900	5500	8500
Диаметр промывочного канала, мм	–	9	12	12	18	20	22	22	25	30	70	70
Присоединительная резьба	З-30	З-38	З-50	З-50	З-73	З-76	З-76	З-38	З-88	З-117	З-147	З-171

Таблица 8.12

Технические характеристики труболовок типа ТВ

Тип труболовки	Диаметр захватываемых труб, мм	Присоединительная резьба по ГОСТ 28487–90	Тип труболовки	Диаметр захватываемых труб, мм	Присоединительная резьба по ГОСТ 28487–90
ТВ-48	48	З-42	ТВУ-73	73	З-42
ТВП-48	48	З-42	ТВУ-73.01	73	З-42
ТВ-60	60	З-42	ТВУ-НКТ 73	73	З-42
ТВК-60	60	З-42	ТВ-89	89	З-76
ТВП-60	60	З-42	ТВ-102	102	З-76
ТВУ-60	60	З-42	ТВП-102	102	З-76
ТВУ-НКТ 60	60	З-42	ТВП-114	114	З-76
ТВ-73	73	З-42	ТВ-114	114	З-76
ТВК-73	73	З-42			

Таблица 8.13

Технические характеристики труболовок типа ТВ завода «ИЗМЕРОН»

Тип труболовки	Наружный диаметр, мм		Диапазон захватываемых диаметров, мм	Допускаемая нагрузка, кН	Присоединительная резьба по ГОСТ 28487–90
	переводника	направления			
ТВ 48-80	80	–	39–43	350	З-66
ТВ 60-80			48–55	520	
ТВ 60-92	92	–			
ТВ 60-113	113	–			З-88
ТВ 60-120	–	120			З-66
ТВ 73-95	95	–	59–66 63–70*	600	З-76
ТВ 73-113	113	–	59–66 63–70*		З-88
ТВ 73-120	–	120	59–66 63–70*		З-76
ТВ 89-108	108	–	72–83,5 75–88*		З-88
ТВ 89-110	110	–	72–83,5 75–88*		
ТВ 89-120	120	–	72–83,5 75–88*	1200	З-102
ТВ 89-132	–	132	72–83,5 75–88*		
ТВ 114-120	120	–	90–102,5 97–109,5*		
ТВ 114-130	130	–	90–102,5 97–109,5*		

* Плашки поставляются по требованию заказчика за отдельную плату.

Таблица 8.14

Технические характеристики внутренних ловителей типа ЛТВ завода «ИЗМЕРОН»

Тип ловителя		Наружный диаметр, мм	Диаметры захватываемых труб, мм	Допускаемая нагрузка, кН	Присоединительная резьба по ГОСТ 28487–90
ЛТВ 48	С переводником	63,5	39,5–42,5	410	НКТВ 48
ЛТВ 60		80	46–64	600	З-66
ЛТВ 73		95	54–67	850	З-76
ЛТВ 89		108	65–78,5	1350	З-88
ЛТВ 114	Проходной С уплотнением и центратором	89	91–107	1150	З-73
	С переводником С уплотнением, центратором и переводником	127		2050	З-102
ЛТВ 127	Проходной С уплотнением и центратором	98	100–121	1250	З-76
	С переводником С уплотнением, центратором и переводником	140		3100	З-117

Продолжение табл. 8.14

Тип ловителя		Наружный диаметр, мм	Диаметры захватываемых труб, мм	Допускаемая нагрузка, кН	Присоединительная резьба по ГОСТ 28487–90
ЛТВ 146	Проходной С уплотнением и центратором	114	116–141	1750	З-88
	С переводником С уплотнением, центратором и переводником	160		3150	З-121
ЛТВ 168-178	Проходной С уплотнением и центратором	140	141,5–169,5	3100	З-117
	С переводником С уплотнением, центратором и переводником	172			З-133
ЛТВ 219	Проходной С уплотнением	185	191–207	3200	
ЛТВ 245	Проходной С уплотнением	212	214–231		
ЛТВ 324	Проходной С уплотнением	285	295-311		

ны труб как целиком, так и по частям, предварительно отвинчивая. По заказу потребителя труболовки исполнения 1 могут быть изготовлены с правыми резьбами.

Механизм захвата — шестиплашечный, состоит из плашек, стержня и наконечника. В труболовках типа ТВМ 60-1 механизм захвата — одноплашечный, состоит из стержня с гребенчатой насечкой, плашки и клина. Механизм освобождения состоит из тормозного башмака, ниппеля, фиксатора, корпуса и плашкодержателя, обеспечивающего синхронное перемещение плашек по наклонным плоскостям, а также удержание плашек в крайнем верхнем или сомкнутом (при освобождении) положении. В труболовке типа ТВМ 60-1 функцию плашкодержателя выполняет поводок, ввинчиваемый в верхний торец плашки и после освобождения удерживающий плашку в сомкнутом положении.

Конструкция труболовок обеспечивает их освобождение от захваченной трубы внутри скважины с фиксацией плашек в сомкнутом положении механическим устройством.

Изготовители:

ОАО «Хадыженский машиностроительный завод».

ОАО «Нефтекамский завод НиГМаш».

Нефтекамский ЗБИ.

ЗАО завод «ИЗМЕРОН» — типа ТВМ1.

Рис. 8.13. Ловитель внутреннего захвата для УБТ типа ЛТВ-УБТ коструктции ЗАО завод «ИЗМЕРОН»:
1 — переводник; *2* — ловитель ЛТВ-УБТ; *3* — направление с вырезом

Таблица 8.15

Технические характеристики внутренних ловителей типа ЛТВ-УБТ завода «ИЗМЕРОН»

Показатель	ЛТВ-УБТ-146	ЛТВ-УБТ-178	ЛТВ-УБТ-203
Диаметр направления, мм:			
наружный	168	216	245
внутренний	155	190	219
Диапазон диаметров захватываемых труб, мм	66,5–79	76–91,5	78,5–104
Допускаемая осевая нагрузка, кН	1350	1800	1800
Присоединительная резьба по ГОСТ 28487–90	З-121	З-147	З-171

Пример обозначения при заказе:
Ловитель типа ЛТВ-УБТ для захвата УБТ 146... ... ... **ЛТВ-УБТ-146**
То же, с левой резьбой... ... ... **ЛТВ-УБТ-146Л**

Труболовка внутренняя освобождающаяся типа ТВО (рис. 8.15) предназначены для извлечения целиком или по частям оставшейся в скважине трубы обсадной колонны в результате аварии (обрыва, падения и т.п.).

Труболовка состоит из корпуса *6*, переводника *2* с присоединительной замковой резьбой *1*, наконечника *9*, конуса *7*, цанги *4*, втулки *5*, кольца *8*, заглушки *10* и шпонки *3*.

Климатическое исполнение труболовки — ХЛ по ГОСТ 15150–69.

Климатический район эксплуатации — I_2 по ГОСТ 16350–80.

Срок службы по числу захватов, циклов, не менее: труболовки — 36, цанги — 9.

Основные параметры труболовок типа ТВО приведены в табл. 8.19.

Изготовитель: Воронежский механический завод.

Рис. 8.14. Труболовки внутренние механические освобождающиеся:
а — типа ТВМ, исполнение *1*; *б* — типа ТВМ, исполнение *2*; *в* — типа ТВМ1; *1* — корпус; *2*, *8* — фиксаторы; *3* — стержень; *4* — ниппель; *5* — плашкодержатель; *6* — плашка; *7* — нижний стержень; *9* — пружины пластинчатые; *10* — поводок; *11* — стержень с зубьями

Таблица 8.16

Технические характеристики труболовок типа ТВМ

Тип труболовки	Диаметр захватываемых труб, мм	Присоединительная резьба по ГОСТ 28487—90	Тип труболовки	Диаметр захватываемых труб, мм	Присоединительная резьба по ГОСТ 28487—90
ТВМ-73	73	З-76	ТВМ-114	114	З-88
ТВМ-89	89	З-76	ТВМ-168	168	З-88
ТВМ-102	102	З-88	ТВМ-194	194	З-88

Таблица 8.17

Технические характеристики труболовок типа ТВМ конструкции Хадыженского и Краснокамского заводов

Тип труболовки	Исполнение	Условный диаметр ловимых труб	Грузоподъемность, тс	Присоединительная резьба	Основные параметры, мм			Масса, кг
					d_1 по плашкам	D/D_1	Длина L	
ТВМ 60-1	1	60	3	З-76	47/57	92/ —	900	28
ТВМ-73-1	1	73	4	З-76	57/66	108/ —	1858	72,5
ТВМ 89-1	1	89	7	З-76	71/82	110/ —	1300	50,0
ТВМ 114-1	1	114	12	З-88	95/108	132/ —	1430	110
ТВМ 114-2	2	114	12	З-76	95/108	95/120	1580	70
ТВМ 127-2	2	127, 140	16	З-88	104/132	105/140	1580	76,0
ТВМ 146-2	2	140, 146	21,5	З-88	118/147	120/155	1600	96,0

Примечания: 1. Размер d_1 приведен для плашек в сомкнутом и раздвинутом положениях. 2. Размеры D/D_1 приведены для плашек в сомкнутом и раздвинутом положениях.

Таблица 8.18

Технические характеристики труболовок типа ТВМ1 завода «ИЗМЕРОН»

Тип труболовки	Диапазон захватываемых диаметров, мм	Допустимая осевая нагрузка, кН	Диаметр наружный переводника, мм	Присоединительная резьба по ГОСТ 29487—90
ТВМ1-60	48,7—53	300	90	З-76
ТВМ1-73	58—65	500		
ТВМ1-89	72—79	1200	108	З-88
ТВМ1-102 (80-86)	80—86	1000	120	З-102
ТВМ1-102 (86-92)	86—92			
ТВМ1-114 (92-98)	92—98	1200	120	З-102
ТВМ1-114 (99-103)	99—103			
ТВМ1-127 (104-115)	104—115	1600	140	З-117
ТВМ1-127 (110-120)	110—120			
ТВМ1-146 (116-132)	116—132	2150	160	З-121
ТВМ1-146 (123-136)	123—136			

Таблица 8.19

Технические характеристики труболовок типа ТВО Воронежского МЗ

Показатели	ТВО-168	ТВО-219	ТВО-245	ТВО-168Л	ТВО-219Л	ТВО-245Л
Диаметр условный захватываемых труб по ГОСТ 632-80, мм	168	219	245	168	219	245
Интервал внутренних диаметров захватываемых труб, мм	153—158	204—209	227—232	153—158	204—209	227—232
Присоединительная резьба по ГОСТ 5286	З-117	З-133	З-147	З-117Л	З-133Л	З-147Л
Номинальная осевая нагрузка, кН	2200	2500	2500	2200	2500	2500
Габаритные размеры, мм:						
диаметр	159	210	234	159	210	234
длина	1156	1196	1226	1156	1196	1226

Рис. 8.15. Труболовка внутренняя освобождающаяся типа ТВО конструкции Воронежского механического завода:
1 — резьба замковая; *2* — переводник; *3* — шпонка; *4* — цанга; *5* — втулка; *6* — корпус; *7* — конус; *8* — кольцо; *9* — наконечник; *10* — заглушка

Рис. 8.16. Труболовка внутренняя освобождающаяся типа ТВОП конструкции Воронежского механического завода:
1, *9* — заглушка; *2* — переводник; *3*— ствол; *4* — плашки; *5* — пружина; *6* — плашкодержатель; *7* — наконечник; *8* — винт

Труболовка внутренняя освобождающаяся типа ТВОП (рис. 8.16) предназначена для извлечения целиком или по частям колонны насосно-компрессорных труб, оставшейся в скважине в результате аварии (обрыва, падения и т.п.). Труболовка состоит из ствола *3* с наконечником *7*, плашкодержателя *6* с пружиной *5* и плашками *4*. К верхней части ствола присоединен муфтовый переводник *2* с замковыми присоединительными резьбами, верхняя из которых защищается заглушкой *1*. Наконечник закрепляется к стволу с помощью винта *8*, а снизу закрывается заглушкой *9*.

Климатическое исполнение труболовки — ХЛ по ГОСТ 15150—69.

Климатический район эксплуатации — I_2 по ГОСТ 16350—80.

Срок службы по числу захватов, циклов, не менее: труболовки — 36, цанги — 9.

Основные параметры труболовок типа ТВОП приведены в табл. 8.20.

Изготовитель: Воронежский механический завод.

Таблица 8.20

Технические характеристики труболовок типа ТВОП конструкции Воронежского МЗ

Показатели	ТВОП-73	ТВОП-73Л	ТВОП-89	ТВОП-89Л
Диаметр условный захватываемых труб по ГОСТ 633–80, мм	73	73	89	89
Интервал внутренних диаметров захватываемых труб, мм	59–63	59–63	74–77	74–77
Присоединительная резьба по ГОСТ 5286	З-76	З-76Л	З-76	З-76Л
Номинальная осевая нагрузка, кН	500	500	700	700
Диаметр по плашкам, мм:				
сомкнутым	57	57	71	71
выдвинутым	69	69	83	83
Габаритные размеры, мм:				
диаметр	95	95	95	95
длина	1190	1190	1300	1300

Труболовка внутренняя распорная типа ТВР (рис. 8.17) предназначена для захвата за внутреннюю поверхность аварийных насосно-компрессорных труб диаметром 89 мм и извлечения их целиком путем расхаживания в пределах грузоподъемности труболовки или по частям, путем развинчивания в резьбовых соединениях при вращении без осевой нагрузки.

Рис. 8.17. Труболовка внутренняя распорная типа ТВР:
а — с муфтовой частью и замковой резьбой; *б* — гладкая с резьбой НКТ; *1* — корпус; *2* — кольцо расцепное; *3* — втулка ловильная; *4* — наконечник направляющий; *5* — кулачки

Рис. 8.18. Труболовка внутренняя спиральная типа ТВС конструкции ОАО НПО «Буровая техника»:
1 — корпус; *2* — втулка захватная; *3* — кольцо упорное; *4* — наконечник

Номенклатура и основные параметры труболовок типа ТВР приведены в табл. 8.21.

Труболовка выпускается в двух исполнениях:

с муфтовой частью — для присоединения к колонне бурильных труб (рис. 8,17, *а*);

гладкая — для присоединения к колонне насосно-компрессорных труб с целью захвата на любом расстоянии от верхнего конца аварийной колонны труб (рис. 8.17, *б*).

Труболовка имеет повышенную грузоподъемность, достигаемую увеличением прочности соединения труболовки с колонной труб, обусловливаемой приложением крутящего момента. Труболовка состоит из корпуса *1*, расцепного кольца *2*, ловильной втулки *3*, направляющего наконечника *4* и кулачков *5*.

При ликвидации аварии в скважине труболовку вводят в аварийную трубу вращением ее вправо, при этом ловильная втулка находится в нижнем положении и своим нижним торцом упирается в верхний торец направляющего наконечника. Ловильная втулка, диаметр которой больше внутреннего диаметра трубы, при контакте с последней упруго деформируется и проходит внутрь трубы, после чего вращение вправо прекращается. Затем, продолжая медленный спуск труболовки, делают 1—1,5 оборота влево. Ловильная втулка перемещается по спиральной конической поверхности в верхнее положение вместе с распорным кольцом до упора в торец кольцевого выступа корпуса труболовки.

После подъема аварийной колонны труболовку освобождают от поднятых труб, полностью снимают осевую нагрузку, проворачивают на 1—1,5 оборота и извлекают ее из аварийной трубы «стягиванием».

Изготовитель: Нефтекамский ЗБИ.

Труболовка внутренняя спиральная типа ТВС (рис. 8.18) предназначена для захвата и извлечения бурильных, обсадных и насосно-компрессорных труб диаметром 60—102, 140 и 127 мм из скважин при ликвидации аварий. Труболовка состоит из корпуса *1* с винтовой нарезкой, на которой установлена захватная втулка *2* с зубчатой нарезкой на наружной поверхности. На нижнем конце корпуса закреплен наконечник *4* с упорным кольцом *3*.

Конструкция ТВС позволяет герметизировать соединение с аварийной колонной, осуществлять промывку труб и восстанавливать циркуляцию промывочной жидкости, при необходимости легко освобождаться от захва-

Таблица 8.21

Технические характеристики труболовок типа ТВР Нефтекамского ЗБИ

Показатели	ТВР-48	ТВР-60	ТВР1-73	ТВР2-73	ТВР1-89	ТВР2-89	ТВР-102	ТВР-114
Диаметр условный захватываемых труб, мм	48	60	73	73	89	89	102	114
Грузоподъемность, тс	25	45	55	55	120	120	150	200
Присоединительная резьба труболовки к ловильной колонне (ГОСТ 633—80 и ГОСТ 5286—75)	НКТ-48	З-66	З-76	З-76	З-76	З-76	З-88	З-88
Габаритные размеры, мм:								
диаметр наружный	63,5	80	95	95	95	95	108	113
длина	460	490	600	600	800	800	800	900
Масса, кг, не более	3,8	6,4	11,0	10,5	22,0	21,0	34,0	45,8

Таблица 8.22

Технические характеристики труболовок типа ТВС

Показатель	ТВС-60	ТВС-73	ТВС-89	ТВС-102	ТВС-127	ТВС-140
Диаметр извлекаемой НКТ, мм	60, 73	73, 89	89, 102	102, 114	127	140
Наружный диаметр, мм	48	59	72	83	155	155
Грузоподъемность, кН	300	550	800	1000	2000	2000
Длина, мм, не более	620	620	730	730	900	1000
Присоединительная резьба	З-33	З-42	З-50	З-66	З-133	З-133
Масса, кг	7	11	18	25	70	74

Таблица 8.23

Технические характеристики труболовок типа ТО конструкции ОАО «ВНИИТнефть»

Тип труболовки	Номинальная осевая нагрузка, кН	Наружный диаметр, мм	Присоединительная резьба
ТО-146	2800	123	З-102
ТО-168	3000	142	З-117
ТО-178	3000	145	З-117
ТО-194	4000	161	З-133
ТО-219	4000	168	З-133
ТО-245	4000	209	З-171
ТО-273	4000	237	З-171
ТО-299	4000	265	РКТ218×6,5
ТО-324	4000	292	РКТ218×6,5
ТО-340	4000	305	РКТ218×6,5

ченных труб. Основные параметры труболовок типа ТВС приведены в табл. 8.22.

Изготовители:

ОАО НПО «Буровая техника» — типов ТВС-60 — ТВС-102.

ОАО «ВНИИТнефть» — типа ТВС-127 и ТВС-140.

ОАО «Нефтебур».

Труболовка внутренняя освобождающаяся типа ТО предназначена для извлечения обсадных труб диаметром от 146 до 340 мм. Основные параметры труболовок приведены в табл. 8.23.

Конструкция труболовки позволяет производить захват аварийной трубной колонны за внутреннюю поверхность и извлекать ее целиком или по частям, отворачивая одну или несколько труб, герметизировать соеди-

Рис. 8.19. Труболовка внутренняя типа 73 ВТ 60-64:
1 — винт; *2* — направление; *3* — пружина; *4, 10* — крышки обоймы; *5* — обойма верхняя; *6* — корпус; *7* — втулка захватывающая; *8* — шпонка; *9* — обойма нижняя; *11* — наконечник

нение с аварийной колонной и восстанавливать циркуляцию промывочной жидкости, а при необходимости освободиться от захваченных труб.

Изготовители:

ОАО «ВНИИТнефть».

ЗАО «Полимермаш».

ОАО «Нефтебур».

Труболовка внутренняя типа 73 ВТ 60-64 (рис. 8.19) предназначена для извлечения насосно-компрессорных труб при ремонте и аварийно-восстановительных работах в нефтяных, газовых и геологоразведочных скважинах. Изготавливается труболовка для левого и правого вращения. Труболовка состоит из направления *2*, пружины *3*, обоймы верхней *5* и нижней *9*, крышек обойм *4* и *10*, втулки захватывающей *7*, наконечника *11*, винта *1*, корпуса *6* и шпонки *8*.

Техническая характеристика труболовки типа 73 ВТ 60-64

Условный диаметр захватываемых труб, мм	73
Диапазон внутренних диаметров труб, захватываемых труболовкой, мм	60—64
Грузоподъемность, т	70
Габаритные размеры, мм:	
диаметр	114
длина с направлением	820
длина без направления	700
Масса, кг:	
без направления	15
с направлением	28

Изготовитель: Нефтекамский ЗБИ.

8.1.2. ПЛАШЕЧНЫЕ ОСВОБОЖДАЮЩИЕСЯ НАРУЖНЫЕ ЛОВИТЕЛИ ДЛЯ БУРИЛЬНЫХ ТРУБ

Ловители предназначены для захвата за наружную поверхность бурильных и обсадных труб при ловильных работах с одновременной промывкой скважины через ловимый объект.

Ловители изготавливают с правой резьбой и применяют с центрирующим приспособлением (воронкой).

Ловитель типа ЛБП (рис. 8.20) состоит из переводника *1*, корпуса *2*, пружины *3*, нажимной втулки *4*, уплотнительных манжет *5*, плашек *7* и воронки *10*. Шпонки *9*, помещенные в пазах корпуса, прикреплены к нему винтами *8*. В корпусе расположены три плашки для захвата труб за муфту

Рис. 8.20. Ловитель плашечный освобождающийся наружный типа ЛБП для бурильных труб: *1* — переводник; *2* — корпус; *3* — пружина; *4* — нажимная втулка; *5* — манжета уплотнительная; *6* — кольцо; *7* — плашка; *8* — винт; *9* — шпонка; *10* — воронка

Таблица 8.24

Технические характеристики ловителей бурильных труб типа ЛБП

Тип ловителя	Диаметры захватываемых труб, мм	Диаметр скважины, в которой производится ловля, мм	Номинальная осевая нагрузка, кН	Основные размеры, мм		Масса, кг
				D	*L*	
ЛБП 89/114-175	89—114	190	800	175	930	88
ЛБП 114/140-200	114—140	214	1000	200	970	102
ЛБП 127/155-225	127—155	244,5	1250	225	970	124
ЛБП 140/178-245	140—178	269	1250	245	1050	148
ЛБП 168/203-270	168—203	295	1600	270	1050	162

или замок. Наружная поверхность каждой плашки — коническая; с внутренней стороны нанесена левая резьба специального профиля. В каждой плашке предусмотрены выступ и вырез, благодаря которым они соединяются между собой (по три). Сверху на плашках расположено кольцо *6* с манжетой, обеспечивающей герметичность при промывке через ловимый объект. Манжета поджимается силой упругости пружины, надетой на втулку, которую, в свою очередь, поджимает переводник, предназначенный для соединения ловителя с колонной бурильных труб. Снизу корпус на резьбе соединен с воронкой. Основные параметры ловителя типа ЛПБ приведены в табл. 8.24.

Освобождение ловителя от захвата производится вращением колонны бурильных труб вместе с ловителем по часовой стрелке.

Изготовитель: ОАО « Нефтебур» .

8.1.3. ЛОВИЛЬНЫЕ МЕТЧИКИ

Ловильные метчики предназначены для извлечения оставшейся в скважине колонны труб, оканчивающейся сверху замковым соединением, муфтой или высаженной частью трубы.

По назначению ловильные метчики подразделяются на три группы:

резьбовые — для извлечения насосно-компрессорных труб (МЭУ, МЭС и ЛМ);

для извлечения бурильных труб (МБУ, МСЗ и ЛМ);

гладкие — для извлечения предметов с круглым сечением и толщиной стенки не менее 15 мм.

Метчики, входящие в каждую из первых двух указанных групп, в свою очередь делятся на универсальные, врезаемые в тело трубы (МЭУ и МБУ), и специальные, ввинчиваемые в резьбу замка или муфты (МЭС и МСЗ). Метчики гладкие имеют форму обычных метчиков, но без ловильной резьбы. Конусность гладких метчиков может быть от 0,5 до 5°.

Метчики применяют самостоятельно или с центрирующим приспособлением, изготавливают правыми и левыми.

Принцип действия универсального и специального метчиков одинаков. При работе правым специальным метчиком его ввинчивают в муфту или замок ловимой трубы; при работе левым — перерезают резьбу муфты или замка ловимой трубы и одновременно ввинчивают в ловимый объект.

Ловильные метчики универсальные типа МЭУ для колонн насосно-компрессорных труб и **специальные типа МЭС** изготавливают без резьбы

под направление (рис. 8.21). Основные параметры этих метчиков приведены в табл. 8.25 и 8.26.

Ловильная резьба универсального метчика специального профиля, конусностью 1:8, а специального метчика — с профилем и размерами резьбы соответствующей насосно-компрессорной трубы (гладкой или высаженной) и конусностью 1:16.

Изготовители:

Ишимбайский машиностроительный завод.

ОАО « ВНИИТнефть» — типа МЭУ.

ЗАО « Полимермаш» — типа МЭУ.

ОАО « Нефтекамский завод НиГМаш» — типа МЭС-114.

ЗАО завод « ИЗМЕРОН» — все типы.

Метчики ловильные универсальные типа МБУ для колонн бурильных труб и **специальные типа МСЗ** (рис. 8.22) изготавливают с резьбой под направление. Ловильная резьба универсального метчика — специального профиля, с конусностью 1:16, а специального метчика — с профилем и размерами соответствующего ниппеля замка бурильной трубы и конусностью 1:4 и 1:6. В остальном универсальные и специальные метчики по конструкции аналогичны ловильным метчикам для насосно-компрессорных труб. Основные параметры метчиков типа МБУ и МСЗ приведены в таблицах 8.27, 8.28, 8.29 и 8.30.

Изготовители:

Ишимбайский машиностроительный завод — типов МСЗ и МБУ.

Рис. 8.21. Ловильные метчики для насосно-компрессорных труб:
а — универсальный типа МЭУ; *б* — специальные типа МЭС

Рис. 8.22. Метчики ловильные для бурильных труб:
а — универсальный типа МБУ; *б* — специальные типа МСЗ; *1* — резьба присоединительная к колонне труб; *2* — резьба присоединительная к направлению; *3* — резьба ловильная

Таблица 8.25

Технические характеристики метчиков типа МЭУ

Тип метчика	Условный диаметр ловимых труб, мм	Диаметр обсадных труб, в которых производится ловля, мм	Грузоподъемность, тс	Присоединительная резьба (замковая)	Основные размеры, мм				Масса, кг
					d	d_1	D	L	
МЭУ 36-60 МЭУ 36-60Л	48; В48	114 – 168	30	З-50	36	60	65	370	6,5
МЭУ 46-80 МЭУ 46-80Л	60; В60 73; В73	114 – 178	45	З-76	46	80	90	455	11,0
МЭУ-69-100 МЭУ 69-100Л	89; В89	140 – 273	60	З-88	69	100	108	450	19,0
МЭУ 85-127 МЭУ 85-127Л	102; В102 114; В114	168 – 273	75	З-117	85	127	134	560	34,0

Таблица 8.26

Технические характеристики метчиков типа МЭС

Тип метчика	Условный диаметр ловимых труб, мм	Диаметр обсадных труб, в которой производится ловля, мм	Грузоподъемность, тс	Присоединительная резьба (замковая)	Основные размеры, мм		Масса, кг
					D	L	
МЭС-В33 МЭС-В33Л	В33	114 – 163	21	З-50	65	230	2,3
МЭС-В42 МЭС-В42Л	В42		28				3,8
МЭС-48 МЭС-48Л	48		36				
МЭС-В48 МЭС-В48Л	В48		36				4,0
МЭС-60 МЭС-60Л	60	114 – 178	56	З-76	90	260	7,6
МЭС-В60 МЭС-В60Л	В60						7,2
МЭС-73 МЭС-73Л	73	114 – 273	76	З-76	90	260	7,3
МЭС-В73 МЭС-В73Л	В73						8,0
МЭС-89 МЭС-89Л	89	140 – 273	109	З-88	108	260	10,2
МЭС-В89 МЭС-В89Л	В89						11,3
МЭС-102 МЭС-102Л	102	168 – 273	126	З-117	134	280	14,0
МЭС-В102 МЭС-В102Л	В102						15,0
МЭС-114 МЭС-114Л	114	168 – 273	153	З-117	134	280	17,0
МЭС-В114 МЭС-В114Л	В114						18,0

ОАО «ВНИИТнефть» – типа МЭС.

ЗАО «Полимермаш» – типа МЭС.

ОАО «Нефтебур» – типов МБУ и МСЗ.

ОАО НПО «Буровая техника» – типов МБУ, МЭУ и МЭС.

ЗАО завод «ИЗМЕРОН» – типов МБУ, МСЗ и МЭС.

Метчики ловильные типа ЛМ представляют собой патрубок, в верхней части которого выполнена замковая присоединительная резьба, в нижней

Таблица 8.27

Технические характеристики метчиков специальных типа МСЗ ЗАО завода «ИЗМЕРОН»

Тип метчика	Резьба, в которую ввинчивается		Диаметр, мм		Присоединительная резьба по ГОСТ 28487–90
	ГОСТ 28487–90	ГОСТ 633–80	Наружный наибольший	Внутреннего канала	
МСЗ-62	З-62	–	80	16	З-62
МСЗ-66	З-66	–	80	16	З-66
МСЗ-73	З-73	–	95	16	З-73
МСЗ-76	З-76	–	95	16	З-76
МСЗ-86	З-86	–	108	32	З-86
МСЗ-88	З-88	–	108	32	З-88
МСЗ-101	З-101	–	118	40	З-101
МСЗ-102	З-102	–	120	45	З-102
МСЗ-108	З-108	–	133	45	З-108
МСЗ-117	З-117	–	140	56	З-117
МСЗ-121	З-121	–	146	56	З-121
МСЗ-122	З-122	–	146	56	З-122
МСЗ-133	З-133	–	155	76	З-133
МСЗ-140	З-140	–	178	76	З-140
МСЗ-147	З-147	–	178	76	З-147
МСЗ-152	З-152	–	197	80	З-152
МСЗ-161	З-161	–	185	78	З-161
МСЗ-171	З-171	–	203	80	З-171
МЭС-48	–	48	65	15	48 ГОСТ 633–80
МЭС-В48	–	В48	65	15	В48 ГОСТ 633–80
МЭС-60	–	60	90	32	З-76
МЭС-В60	–	В60	90	32	З-76
МЭС-73	–	73	90	32	З-76
МЭС-В73	–	В73	90	35	З-76
МЭС-89	–	89	108	56	З-88
МЭС-В89	–	В89	108	56	З-88
МЭС-102	–	102	134	56	З-117
МЭС-В102	–	В102	134	68	З-117
МЭС-114	–	114	134	70	З-117
МЭС-В114	–	В114	134	70	З-117

Пример обозначения при заказе:

Метчик типа МСЗ для ввинчивания в замковую резьбу З-73... ... ... **МСЗ-73**

То же, левый... ... ...

Таблица 8.28

Технические характеристики универсальных метчиков типа МБУ

Тип метчика	Диапазон захватываемых диаметров, мм	Диаметр скважины, мм		Грузоподъемность, тс		Тип присоединительной резьбы по ГОСТ			Основные размеры, мм				Масса, кг
		по долоту	по обсадной колонне	минимальная	максимальная	к колонне	к направлению		d	d_1	D	L	
						28487–90	633–80	632–80					
МБУ 20-45 МБУ 20-45Л	24–40	97–151	114–168	16	30	З-66	73	–	20	46	80	680	8
МБУ 22-54 МБУ 22-54Л	28–48	108–161	127–178	22	42	З-76	89	–	22	54	95	795	13
МБУ 32-73 МБУ 32-73Л	38–65	118–214	140–219	30	64	З-88	102	–	32	73	108	955	24
МБУ 58-94 МБУ 58-94Л	64–85	140–269	168–273	56	82	З-102	–	114	58	94	120	875	34
МБУ 74-120 МБУ 74-120Л	80–110	190–508	219–508	76	115	З-147	–	168	74	120	178	1090	75
МБУ 100-142 МБУ 100-142Л	106–132	245–508	273–508	110	140	З-171	–	194	100	143	203	1030	95
МБУ 127-164 МБУ 127-164Л	133–154	245–508	273–508	115	145	З-171	–	219	127	165	220	930	114

Таблица 8.29

Технические характеристики метчиков типов МБУ и МЭУ завода «ИЗМЕРОН»

Тип метчика	Диаметры, мм			Присоединительная резьба	
	ловильной резьбы		наружный наибольший	трубная по ГОСТ 28487–90	к направляющей
	наименьший	наибольший			
МБУ 20-45	20	45	80	З-66	73 ГОСТ 633–80
МБУ 22-54	22	54	95	З-76	89 ГОСТ 633–80
МБУ 32-73	32	73	108	З-73 З-86 З-88	102 ГОСТ 633–80
МБУ 58-84	58	84	120	З-102	114 ГОСТ 632–80
МБУ 58-94	58	94	120	З-102	114 ГОСТ 632–80
МБУ 74-120	74	120	178	З-147	168 ГОСТ 632–80
МБУ 100-142	100	142	203	З-171	194 ГОСТ 632–80
МБУ 127-164	127	164	220	З-189	219 ГОСТ 632–80

МЭУ 25-45	25	45	80	З-66	–
МЭУ 36-60	36	60	80	З-66	–
МЭУ 36-66	36	66	80	З-66	–
МЭУ 46-80	46	80	90	З-76	–
МЭУ 69-100	69	100	108	З-88	–
МЭУ 85-127	85	127	134	З-117	–

Пример обозначения при заказе:

Метчик универсальный типа МЭУ с наименьшим диаметром ловильной резьбы 46 мм и наибольшим наружным диаметром 80 мм ..... **МЭУ 46-80**

То же, левый..... **МЭУ 46-80Л**

Таблица 8.30

Технические характеристики специальных метчиков типа МСЗ (МЭС)

Тип метчика	Объект ловли	Диаметр скважины, мм		Грузоподъемность, тс	Присоединительная резьба ГОСТ 28487–90	Основные размеры, мм		Масса, кг
		по долоту	по обсадной колонне			*D*	*L*	
МСЗ-66 МСЗ-66Л	ЗН-80	97–151	114–168	100	З-66	80	260	5,6
МСЗ-73 МСЗ-73Л	ЗУ-86	108–161	114–178	160	З-73	86	268	6,7
МСЗ-76 МСЗ-76Л	ЗН-95	118–245	114–273	160	З-76	95	265	7,2
МСЗ-86 МСЗ-86Л	ЗШ-108; ЗУ-108 ЗУК-108	118–161	140–178	200	З-86	108	275	9,0
МСЗ-88 МСЗ-88Л	ЗН-108; ЗН-113 Раструб ТБПВ-73				З-88	118	285	10,0
МСЗ-101 МСЗ-101Л	ЗШ-118 ЗЛ-120	140–214	168–219	200	З-101	–	280	11,0
МСЗ-102 МСЗ-102Л	ЗУ-120 Раструб ТБПВ-89				З-102	120	280	10,5
МСЗ-108 МСЗ-108Л	ЗШ-133 ЗШК-133 (ТБВК-102)	151–245	168–273	200	З-108	133	300	14,3
МСЗ-117 МСЗ-117Л	ЗН-140 ЗЛ-136	151–269	178–273	265	З-117	140	290	15,0
МСЗ-121 МСЗ-121Л	ЗШ-146				З-121	146	285	16,5
МСЗ-122 МСЗ-122Л	ЗУ-146 ЗУК-146		168–273		З-122	146	300	18,5

Продолжение табл. 8.30

Тип метчика	Объект ловли	Диаметр скважины, мм		Грузоподъемность, тс	Присоединительная резьба	Основные размеры, мм		Масса, кг
		по долоту	по обсадной колонне			*D*	*L*	
МСЗ-133 МСЗ-133Л	ЗУ-155; ЗЛ-152 Раструб ТБПВ-114	190 – 269	219 – 273	275	З-133	155	300	19,0
МСЗ-140 МСЗ-140Л	ЗН-172	214 – 394	245 – 426	330	З-140	178	320	25,0
МСЗ-147 МСЗ-147Л	ЗШ-178; ЗЛ-168; ЗЛ-172; Раструб ТБПВ-127	214 – 394	245 – 426	330	З-147	178	325	23,5
МСЗ-152 МСЗ-152Л	ЗН-197	245 – 508	273 – 508	370	З-152	197	330	30,5
МСЗ-161 МСЗ-161Л	ЗУ-185 Раструб ТБПВ-146			380	З-161	185	330	25,0
МСЗ-171 МСЗ-171Л	ЗШ-203			370	З-171	203	335	30,5

Таблица 8.31

Технические характеристики ловильных метчиков типа ЛМ конструкции ЗАО «Сиб. Трейд. Сервис»

Показатель	ЛМ 20-45	ЛМ 22-48	ЛМ 22-54	ЛМ 25-65	ЛМ 32-72	ЛМ 40-80	ЛМ 45-85	ЛМ 55-95
Диаметры ловильной резьбы, мм (мин.-макс.)	20 – 45	22 – 48	22 – 54	25 – 65	32 – 72	40 – 80	45 – 85	55 – 95
Наружный диаметр, мм	46	54	54	79	79	86	95	108
Диаметр промывочного канала, мм	9	9	9	12	16	16	22	24
Длина, мм	520	560	660	800	800	800	810	820
Присоединительная резьба	З-38	З-44	З-44	З-65	З-65	З-73	З-76	З-88

Продолжение табл. 8.31

Показатель	ЛМ 60-100	ЛМ 65-109	ЛМ 70-114	ЛМ 75-120	ЛМ 80-125	ЛМ 90-135	ЛМ 100-145	ЛМ 120-165
Диаметры ловильной резьбы, мм (мин.-макс.)	60 – 100	65 – 109	70 – 114	75 – 120	80 – 125	90 – 135	100 – 145	120 – 165
Наружный диаметр, мм	108	113	121	127	133	140	152	168
Диаметр промывочного канала, мм	30	32	36	38	40	45	50	60
Длина, мм	820	890	890	900	910	920	920	930
Присоединительная резьба	З-88	З-88	З-102	З-102	З-108	З-117	З-121	З-133

части — наружная ловильная резьба с конусностью 1:16. Метчики изготавливаются из кованой, лигированной стали. В зависимости от условий применения метчики могут иметь различные конструктивные исполнения.

Основные параметры метчиков типа ЛМ приведены в табл. 8.31.

Изготовитель: ЗАО «Сиб. Трейд. Сервис».

Метчики гладкие, как правило, применяют для захвата за аварийную трубу и отвинчивания вместе с ней нескольких труб, чтобы потом надежно соединиться с муфтовой частью бурильного замка. Силы нагружения берут не менее 200 кН, имея в виду, что для освобождения гладкого метчика в таком случае должна прилагаться сила, равная нагружению и плюс 50 — 100 кН. Конструкция метчика должна соответствовать основному принципу — чем выше группа прочности захватываемого объекта, тем меньше должна быть конусность рабочей поверхности метчика.

8.1.4. КОЛОКОЛА ЛОВИЛЬНЫЕ

Колокола предназначены для извлечения оставшейся в скважине колонны бурильных, обсадных и насосно-компрессорных труб с захватом их путем навинчивания на наружную поверхность труб, муфт, замков или высадки. Колокола рекомендуется применять, когда требуется вращение и расхаживание извлекаемой колонны труб в нефтяных, газовых и геологоразведочных скважинах.

Колокола по конструкции делятся на несквозные (типов К и ЛК), сквозные (типов КС и ЛКС), гладкие и со вставной втулкой.

Колокола типа ЛК (рис. 8.23) предназначены для захвата путем навинчивания на наружную поверхность и последующего извлечения цилиндрических элементов трубных колонн при проведении ловильных работ. Колокола типа ЛК (рис. 8.23, *а*) представляют собой патрубок, в верхней части которого выполнена присоединительная резьба с конусностью 1:16. Колокола изготавливаются из кованой, легированной стали. В зависимости от условий применения, колокола могут иметь различное конструктивное исполнение — правое и левое, с различными присоединительными и ловильными резьбами, с фаской, с направляющей воронкой с фаской или с вырезом, с воронкой увеличенного диаметра. Номенклатура и основные параметры колоколов типа ЛК приведены в табл. 8.32.

Изготовитель: ЗАО «Сиб. Трейд. Сервис».

Колокола типа ЛКС (рис. 8.23, *б*) предназначены для захвата путем навинчивания на наружную поверхность муфт, замков или высадки (при этом сломанная или нарушенная верхняя часть трубы пропускается через колокол) и последующего извлечения бурильных, обсадных или насосно-компрессорных труб при проведении ловильных работ в скважинах.

Колокол типа ЛКС представляет собой патрубок, в верхней части которого выполнена присоединительная резьба с конусностью 1:16. Колокола изготавливаются из кованой, легированной стали. В зависимости от условий применения, колокола могут иметь различные конструктивные исполнения — правое и левое, с различными присоединительными и ловильными резьбами, с фаской, с направляющей воронкой с фаской или с вырезом, с воронкой увеличенного диаметра. Номенклатура и основные параметры колоколов типа ЛК приведены в табл. 8.33.

Изготовитель: ЗАО «Сиб. Трейд. Сервис».

Рис. 8.23. Колокол типа ЛК и ЛКС конструкции ЗАО «Сиб. Трейд. Сервис»:
а — несквозной типа ЛК; *б* — сквозной типа ЛКС; *1* — резьба присоединительная; *2* — корпус колокола; *3* — резьба ловильная; *4* — воронка с фаской; *5* — воронка с вырезом; *6* — фаска; *7* — резьба под направление

Ловильные колокола типа К и КС (рис. 8.24 *а*, *б*) по назначению подразделяются на несквозные типа К и сквозные типа КС. Основные параметры колоколов приведены в табл. 8.34 и 8.35. Сквозные колокола обеспечивают возможность пропуска сквозь корпус колокола сломанного или безмуфтового конца ловимой трубы с последующим захватом путем нарезания резьбы на наружной поверхности замков или муфты или за высадку.

Все колокола изготовляют с резьбой под воронку. Резьба на верхнем конце ловильного колокола служит для его свинчивания с колонной ловимых труб. Ловильная резьба в нижней части колокола — специального профиля, конусностью 1:16. По всей длине резьбы предусмотрены продольные канавки для выхода стружки при нарезании колоколом резьбы на ловимом объекте. Для улучшения условий врезания колокола в ловимый

Таблица 8.32

Технические характеристики колоколов типа ЛК

Показатель	46 ЛК 35-22	48 ЛК 37-24	55 ЛК 44-32	59 ЛК 48-35	65 ЛК 52-30	80 ЛК 67-45	90 ЛК 77-55	95 ЛК 82-60	102 ЛК 90-68	110 ЛК 94-72	114 ЛК 98-76	118 ЛК 105-60	120 ЛК 104-82
Наружный диаметр, мм	46	48	55	59	65	80	90	95	102	110	114	118	120
Диаметр ловильной резьбы, мм (макс.-мин.)	35 – 22	37 – 24	44 – 32	48 – 35	52 – 30	67 – 45	77 – 55	82 – 60	90 – 68	94 – 72	98 – 76	105 – 60	104 – 82
Длина, мм	420	420	440	440	590	590	610	610	620	620	620	990	620
Замковая присоединительная резьба	З-38	З-38	З-44	З-44	З-44	З-44	З-73	З-73	З-76	З-76	З-76	З-76	З-76

Продолжение табл. 8.32

Показатель	120ЛК 105-60	122 ЛК 106-84	122 ЛК 105-60	124 ЛК 108-86	124 ЛК 114-69	128 ЛК 112-90	132 ЛК 116-94	140ЛК 124-94	140 ЛК 124-79	146 ЛК 120-90	146 ЛК 125-80	149 ЛК 124-94
Наружный диаметр, мм	120	122	122	124	124	128	132	140	140	146	146	149
Диаметр ловильной резьбы, мм (макс.-мин.)	105 – 60	106 – 84	105 – 60	108 – 86	114 – 69	112 – 90	116 – 94	124 – 94	124 – 79	120 – 90	125 – 80	124 – 94
Длина, мм	990	620	990	620	990	990	640	770	1000	770	1010	770
замковая присоединительная резьба	З-76	З-76	З-76	З-76	З-76	З-88	З-88	З-88	З-88	З-88	З-88	З-88

Продолжение табл. 8.32

Показатель	152 ЛК 127-97	156 ЛК 131-101	156ЛК 131-86	159 ЛК 134-104	159 ЛК 142-97	162 ЛК 137-102	170 ЛК 145-110	174 ЛК 149-114	180 ЛК 155-120	191ЛК 163-128	194 ЛК 168-118
Наружный диаметр, мм	152	156	156	159	159	162	170	174	180	191	194
Диаметр ловильной резьбы, мм (макс.-мин.)	127 – 97	131 – 101	131 – 86	134 – 104	142 – 97	137 – 102	145 – 110	149 – 114	155 – 120	163 – 128	168 – 118
Длина, мм	770	790	1010	790	1010	860	860	860	860	860	1100
Замковая присоединительная резьба	З-88	З-121	З-121	З-121	З-121	З-12	З-121	З-133	З-133	З-133	З-147

Продолжение табл. 8.32

Показатель	207 ЛК 179-131	210 ЛК 182-134	216 ЛК 185-137	219 ЛК 188-140	225 ЛК 194-146	235ЛК 204-156	241 ЛК 210-162	154 ЛК 222-174	266 ЛК 235-187	273 ЛК 241-193	291 ЛК 260-212
Наружный диаметр, мм	207	210	216	219	225	235	241	154	266	273	291
Диаметр ловильной резьбы, мм (макс.-мин.)	179 – 131	182 – 134	185 – 137	188 – 140	194 – 146	204 – 156	210 – 162	222 – 174	235 – 187	241 – 193	260 – 212
Длина, мм	1100	1100	1200	1200	1200	1200	1200	1200	1200	1200	1200
Замковая присоединительная резьба	З-147	З-147	З-147	З-147	З-147	З-171	З-171	З-171	З-171	З-171	З-171

Таблица 8.33

Технические характеристики колоколов типа ЛКС

Показатель	82 ЛКС 66-51	90 ЛКС 69-52	99 ЛКС 83-63	114 ЛКС 98-76	118 ЛКС 102-80	135 ЛКС 115-94	137 ЛКС 121-92	152 ЛКС 136-105	166 ЛКС 150-117	176 ЛКС 160-130
Наружный диаметр, мм	82	90	99	114	118	135	137	152	166	176
Диаметр ловильной резьбы, мм (макс.-мин.)	66 – 51	69 – 52	83 – 63	98 – 76	102 – 80	115 – 94	12 – 92	136 – 105	150 – 117	160 – 130
Длина, мм	370	380	460	500	510	510	650	680	760	760
Замковая присоединительная резьба	В НКТ-60	В НКТ-73	В НКТ-73	В НКТ-89	В НКТ-102	НКТ-114	НКТ-114	Обс-114	Обс-127	Обс-140

Рис. 8.24. Колокола ловильные типов К, КС и гладкий:
а — несквозной типа К; *б* — сквозной типа КС; *в* — гладкий (без резьбы); *1* — резьба присоединительная к колонне труб; *2* — резьба ловильная; *3* — резьба присоединительная к направляющей воронке

объект передние грани его продольных канавок на режущей части изготовлены под углом 3°. Ловильная резьба колокола подвергается цементации с последующей закалкой и отпуском.

Колокола изготавливают правыми и левыми. Правые колокола применяют для извлечения колонны труб с правой резьбой целиком и труб с левой резьбой по частям; левые колокола — для извлечения колонны труб с левой резьбой целиком и труб с правой резьбой — по частям.

В скважинах с небольшим зазором между стенкой обсаженной колонной или необсаженной скважины и колонной ловильных труб применяют колокола без воронок; в скважинах со значительным зазором — с воронками.

Изготовители:

Ишимбайский машиностроительный завод — типа К.

ОАО «Нефтебур» — типов К и КС.

ОАО НПО «Буровая техника» — типов К и КС.

ОАО «ВНИИТнефть» и ЗАО «Полимермаш» — типов К и КС.

ОАО «Нефтекамский завод НиГМаш».

ЗАО завод «ИЗМЕРОН» — типов К и КС.

Ловильные колокола гладкие (рис. 8.24, *в*) внешне похожи на колокола резьбовые типов К и КС и предназначены для захвата за наружную

Таблица 8.34

Технические характеристики колоколов типа К

Тип колокола	Диапазон захватываемых диаметров, мм	Диаметр скважины, мм		Грузоподъемность, тс	Присоединительная резьба (замковая)	Основные размеры, мм				Масса, кг
		по долоту	по обсадной колонне			d	d_1	D	L	
К 42-25 К 42-25Л	33–38	–	114–168	25	З-50	42	25	65	385	6,5
К 50-34 К 50-34Л	42–48	–	114–168	35	З-50	50	34	65	340	5,0
К 58-40 К 58-40Л	48–54	–	114–168	45	З-62	58	40	90	490	15,0
К 70-52 К 70-52Л	60–67	97–151	114–168	65	З-62	70	52	90	510	14,0
К 85-64 К 85-64Л	73–82	108–161	127–178	75	З-76	85	64	102	550	18,0
К 100-78 К 100-78Л	89–97	132–214	146–219	85	З-88	100	78	122	595	26,5
К 110-91 К 110-91Л	102–108	140–214	168–219	100	З-101	110	91	132	555	26,5
К 125-103 К 125-103Л	114–121	161–269	194–273	110	З-121	125	103	148	560	31,0
К 135-113 К 135-113Л	27–132	190–269	219–273	125	З-133	135	113	170	635	41,0
К 150-128 К 150-128Л	140–147	214–490	245–426	135	З-147	150	128	194	655	70,0
К 174-143 К 174-143Л	154–171	245–508	273–508	150	З-171	174	143	220	800	98,0

Таблица 8.35

Технические характеристики колоколов типа КС

Тип колокола	Объекты ловли		Диаметр скважины, мм		Присоединительная резьба		Основные размеры, мм			Масса, кг
	Замки бурильных труб и УБТ	НКТ и геологоразведочных труб	по долоту	по обсадной колонне	к ловильной колонне	к воронке	d/d_1	D	L	
КС-54 КС-54Л	–	33	97–168	114–168	60	73	54/39	73	330	8,0
КС-69 КС-69Л	–	42; 48; 50	97–151	114–168	73	89	69/52	90	380	13,0
КС-85 КС-85Л	ЗН-80	60	108–161	127–178	89	102	85/68	108	390	17,0
КС-100 КС-100Л	ЗН-95; ЗЛ-90; 89, 95	63, 73	132–214	146–219	102	В114	100/79	122	450	20,0
КС-115 КС-115Л	ЗН-108; ЗШ-108; ЗЛ-110; 108	89	151–214	168–219	114	140	115/94	140	460	24,0
КС-125 КС-125Л	ЗШ-118; ЗУ-120; ЗЛ-120; 120	–	161–269	194–273	127	146	125/106	148	440	25,0
КС-132 КС-132Л	–	102	190–269	219–273	146	168	132/113	168	430	48,0

Продолжение табл. 8.35

Тип колокола	Объекты ловли		Диаметр скважины, мм		Присоединительная резьба		Основные размеры, мм			Масса, кг
	Замки бурильных труб и УБТ	НКТ и геологоразведочных труб	по долоту	по обсадной колонне	к ловильной колонне	к воронке	d/d_1	D	L	
КС-150 КС-150Л	ЗН-140; ЗЛ-136; ЗШ-135; ЗУ-146; 133, 146	114	190–273	219–273	146	178	150/123	178	580	50,0
КС-160 КС-160Л	ЗУ-155; ЗЛ-152	–	214–269	245–273	168	194	160/138	194	500	55,0
КС-180 КС-180Л	ЗН-172 ЗЛ-168	–	245–394	273–426	178	219	180/155	220	560	78,0
КС-195 КС-195Л	ЗШ-178; ЗУ-185; 178	–	216–311	244,5–340	194	219	195/168	220	575	57
КС-210 КС-210Л	ЗН-197; ЗШ-203; ЗЛ-206	–	245–445	279–508	219	245	210/185	245	550	66
КС-235 КС-235Л	–	–	270–445	299–508	245	273	235/216	274	480	68
КС-260 КС-260Л	–	–	311–445	340–508	273	299	260/240	299	495	72
КС-280 КС-280Л	–	–	346–445	377–508	299	324	280/260	324	510	91
КС-305 КС-305Л	–	–	394–445	426–508	324	340	305/286	345	480	80

Таблица 8.36

Технические характеристики гладких колоколов

Размеры колокола (рис. 8.24, *в*)	Извлекаемые предметы									
	Замки				Бурильные трубы условного диаметра, мм					
	ЗН-95	ЗН-108	ЗШ-146	ЗШ-178	60	73	89	114	127	140
d	95	108	146	178	80	108	108	146	178	197
d_1	86	100	146	172	54	67	84	109	122	135
d_2	97	110	148	182	62	75	92	117	130	143
d_3	102	116	154	188	56	82	100	125	138	149
d_4	118	136	180	212	86	108	135	152	175	197
d_5	45	58	80	101	36	54	54	80	95	85–95
l	470	340	340	430	430	340	340	340	340	340
l_1	130	130	150	175	120	160	130	150	156	156
L	750	730	670	800	600	620	630	650	650	650

часть всех видов труб. Основные параметры гладких колоколов приведены в табл. 8.36.

Изготовители:

ЗАО завод «ИЗМЕРОН».

ЗАО «Сиб. Трейд. Сервис».

8.1.5. ЦЕНТРИРУЮЩИЕ ПРИСПОСОБЛЕНИЯ ДЛЯ ЛОВИЛЬНОГО ИНСТРУМЕНТА

Центрирующие приспособления (рис. 8.25) предназначены для взаимной ориентации в скважине ловильного инструмента (метчиков, колоколов, труболовок и др.) и ловимого объекта (бурильных, обсадных или насосно-компрессорных труб).

Элементами центрирующих приспособлений являются направление с вырезом, направление с резьбой под воронку, воронка, головка и кольцо. Основные параметры центрирующих присоблений к ловильному инструменту приведены в табл. 8.37—8.41.

Направление с вырезом применяют для центрирования ловильного инструмента в скважинах, где невозможно использовать воронку из-за небольшого радиального зазора между наружной поверхностью воронки и стенкой скважины.

Головки имеют с обоих концов замковые присоединительные резьбы для соединения с колонной бурильных труб и ловильным инструментом. В средней части головки предусмотрена резьба для присоединения направления с вырезом или направления с воронкой.

В зависимости от направления резьбы ловильного инструмента применяют правые и левые центрирующие приспособления.

Изготовители:

Ишимбайский МЗ.

Хадыженский МЗ.

ОАО НПО «Буровая техника».

ОАО ВНИИТнефть и ЗАО «ПОЛИМЕРМАШ».

Рис. 8.25. Центрирующие приспособления:
а — направление с вырезом; *б* — направление с резьбой под воронку; *в* — воронка; *г* — головка; *д* — кольцо

Таблица 8.37

Технические характеристики направлений с вырезом

Тип направления с вырезом	Присоединительная резьба		Основные размеры, мм			Масса, кг
	ГОСТ 633–80	ГОСТ 632–80	*d*	*D*	*L*	
НВ-73-68/89	73	–	69	89	750	12,0
НВ-102-98/114	102	–	98	102	1050	19,0
НВ-114-110/132	–	114	110	132	1000	28,5
НВ-127-119/140	–	127	119	140	1300	45,0
НВ-168-156/180	–	168	156	180	1350	70,0
НВ-219-217/245	–	219	217	245	1450	115,0
НВ-245-245/273	–	245	245	273	1500	129,0
НВ-273-271/299	–	273	271	299	1550	92
НВ-299-301/325	–	299	301	325	1600	142,0
НВ-324-319/351	–	324	319	351	1600	200,0

Таблица 8.38

Технические характеристики направлений с резьбой под воронку

Тип направления с резьбой под воронку	Присоединительная резьба				Основные размеры, мм			Масса, кг
	К колонне и инструмету		К воронке					
	ГОСТ 633–80	ГОСТ 632–80	ГОСТ 633–80	ГОСТ 632–80	*d*	*D*	*L*	
Н-73/89-69	73	–	89	–	69	89	600	12,0
Н-89/102-88	89	–	102	–	88	108	700	16,0
Н-В89/102-88	В89	–	102	–	89	108	850	18,5
Н-102/114-98	102	–	–	114	98	115	850	18,0
Н-114/114-102	–	114	–	114	102	124	950	19,5
Н-114/127-110	–	114	–	127	110	127	800	18,5
Н-127/140-127	–	114	–	140	127	140	1100	24,0
Н-140/140-127	–	140	–	140	127	158	1100	33,5
Н-168/168-150	–	168	–	168	150	180	750	28,0
Н-168/178-164	–	168	–	178	164	180	1050	32,0
Н-194/194-175	–	194	–	194	175	210	900	50,0
Н-194/219-195	–	194	–	219	195	220	1250	80,0
Н-219/245-220	–	219	–	245	220	245	1250	89,0
Н-245/273-245	–	245	–	273	245	273	1150	98,0
Н-273/299-270	–	273	–	299	270	299	1270	128,0
Н-299/324-300	–	299	–	324	300	324	1270	117,0
Н-324/340-320	–	324	–	340	320	340	1270	100,0

Таблица 8.39

Технические характеристики воронок

Тип воронок	Присоединительная резьба		Основные размеры, мм					Масса, кг
	ГОСТ 633–80	ГОСТ 632–80	*d*	d_1	*D*	D_1	*L*	
В-60-50/90	60	–	50	70	73	90	320	3,5
В-60-50/100				80		100	320	5,5
В-60-50/112				90		112	340	6,5
В-60-50/118				95		118	340	8,0
В-60-50/132				112		132	360	9,0
В-89-70/100	89	–	70	80	100	100	330	7,0
В-89-70/106				85	106	106	330	8,0
В-89-70/112				90		112	330	8,5
В-89-70/118				95		118	330	9,0
В-89-70/125				106		125	330	10,0
В-89-70/132				112		132	340	11,0
В-89-70/140				118		140	340	11,5
В-102-90/112	102	–	90	90	112	112	330	7,0
В-102-90/118				95	132	118		8,0
В-102-90/125				106		125		8,5
В-102-90/132				112		132		9,0
В-102-90/140				118		140		9,0
В-102-90/150				125		150		9,5

Тип воронок	Присоединительная резьба		Основные размеры, мм					Масса, кг
	ГОСТ 633–80	ГОСТ 632–80	d	d_1	D	D_1	L	
В-114-102/125	–	114	102	102	125	125	330	7,5
В-114-102/132				112	132	132	330	8,0
В-114-102/140				118		140	330	8,0
В-114-102/150				125		150	330	10,5
В-114-102/160				132		160	360	12,0
В-114-102/170				140		170	360	14,5
В-114-102/180				150		180	360	17,0
В-В114-105/132	В114	–	105	112	132	132	330	7,0
В-В114-105/140				118	140	140	330	7,5
В-В114-105/150				125		150	330	9,0
В-В114-105/160				132		160	340	12,0
В-В114-105/170				140		170	340	15,0
В-В114-105/180				150		180	350	16,0
В-127-110/140	–	127	110	118	140	140	330	9,5
В-127-110/150				125	146	150	330	11,5
В-127-110/160				132		160	340	12,0
В-127-110/170				140		170	340	14,0
В-127-110/180				150		180	360	15,5
В-127-110/190				160		190	360	16,0
В-127-110/200				170		200	370	17,0
В-127-110/212				180		212	370	18,0
В-127-110/224				190		224	400	20,0
В-127-110/236				200		236	400	21,5
В-140-125/150	–	140	125	125	150	150	330	7,5
В-140-125/160				132	160	160	330	10,0
В-140-125/170				140		170	330	13,5
В-140-125/180				150		180	330	15,0
В-140-125/190				160		190	350	18,0
В-140-125/200				170		200	350	22,0
В-140-125/212				180		212	370	25,0
В-140-125/224				190		224	370	29,0
В-140-125/212				200		236	400	33,0
В-140-125/224				212		250	400	38,0
В-146-128/160	–	146	128	128	160	160	330	12,0
В-146-128/170				140		170	330	14,0
В-146-128/180				150		180	360	16,0
В-146-128/190				160		190	360	17,5
В-146-128/200				170		200	360	19,0
В-146-128/212				180		212	360	21,0
В-146-128/224				190		224	370	23,5
В-146-128/236				200		236	370	26,0
В-146-128/250				212		250	400	29,0
В-168-150/180	–	168	150	150	180	180	330	13,0
В-168-150/190				160	190	190	330	15,0
В-168-150/200				170		200	340	18,5
В-168-150/212				180		212	340	21,5
В-168-150/224				190		224	370	24,0
В-168-150/236				200		236	370	26,5
В-168-150/250				212		250	370	28,0
В-178-164/190	–	178	164	164	190	190	330	25,0
В-178-164/200				170	200	200	330	26,5
В-178-164/212				180		212	350	28,0
В-178-164/224				190		224	350	29,0
В-178-164/236				200		236	380	30,0
В-178-164/250				212		250	380	31,0
В-194-175/212	–	194	175	175	212	212	330	22,0
В-194-175/224				190		224	360	25,0
В-194-175/236				200		236	360	28,0
В-194-175/250				212		250	380	32,0
В-194-175/265				224		265	380	34,0

Продолжение табл. 8.39

Тип воронок	Присоединительная резьба		Основные размеры, мм					Масса, кг
	ГОСТ 633–80	ГОСТ 632–80	d	d_1	D	D_1	L	
В-194-175/280	–	194	175	236	212	280	410	41,0
В-194-175/300				250		300	410	47,0
В-194-175/315				265		315	430	54,0
В-194-175/335				280		335	450	63,0
В-194-175/355				300		355	450	70,0
В-194-175/375				315		375	480	78,0
В-194-175/400				355		400	510	85,0
В-194-175/425				375		425	530	90,0
В-194-175/450				400		450	530	96,0
В-219-195/236	–	219	195	195	236	236	320	25,0
В-219-195/250				212	245	250	360	34,0
В-219-195/265				224		265	390	42,0
В-219-195/280				236		280	390	49,0
В-219-195/300				250		300	420	56,0
В-219-195/315				265		315	420	62,0
В-219-195/335				280		335	430	69,0
В-219-195/355				300		355	450	75,0
В-219-195/375				315		375	470	86,0
В-219-195/400				355		400	500	95,0
В-219-195/425				375		425	520	106,0
В-219-195/450				400		450	540	118,0
В-245-220/265	–	245	220	220	265	265	330	32,0
В-245-220/280				236	270	280	360	40,0
В-245-220/300				250		300	400	52,0
В-245-220/315				265		315	410	60,0
В-245-220/355				300		355	440	78,0
В-245-220/375				315		375	460	86,0
В-245-220/400				355		400	480	95,0
В-245-220/425				375		425	500	105,0
В-245-220/450				400		450	520	115,0
В-273-245/280	–	273	245	245	280	280	340	25,0
В-273-245/300				250	300	300	340	42,0
В-273-245/315				265		315	380	54,0
В-273-245/335				280		335	410	68,0
В-273-245/355				300		355	430	76,0
В-273-245/375				315		375	450	80,0
В-273-245/400				355		400	470	84,0
В-273-245/425				375		425	490	100,0
В-273-245/450				400		450	510	120,0
В-299-270/315	–	299	270	270	315	315	340	38,0
В-299-270/335				280	324	335	380	53,0
В-299-270/355				300		355	410	65,0
В-299-270/375				315		375	430	74,0
В-299-270/400				355		400	450	85,0
В-299-270/425				375		425	470	94,0
В-299-270/450				400		450	490	110,0
В-324-300/335	–	324	300	300	335	335	340	31,0
В-324-300/355				300	350	355	360	57,0
В-324-300/375				315		375	420	65,0
В-324-300/400				355		400	420	75,0
В-324-300/425				375		425	460	88,0
В-324-300/450				400		450	460	102,0
В-340-320/375	–	340	320	320	365	375	340	60,0
В-340-320/400				355		400	430	90,0
В-340-320/425				375		425	430	95,5
В-340-320/450				400		450	450	101,0

Таблица 8.40

Технические характеристики головок

Тип головки	Присоединительная резьба				Основные размеры, мм		Масса, кг
	к колонне и инструменту		к направлению				
	ГОСТ 7918–75	ГОСТ 28487–90	ГОСТ 633–80	ГОСТ 632–80	*D*	*L*	
Г-З-50/73	З-50	–	73	–	75	370	6,0
Г-З-62/В89	–	З-62	В89	–	106	400	12,0
Г-З-76/102	–	З-76	102	–	106	410	15,5
Г-З-76/114	–	З-76	–	114	118	420	18,5
Г-З-88/127	–	З-88	–	127	132	430	30,0
Г-З-88/140	–	З-88	–	140	140	430	26,0
Г-З-92/127	–	З-92	–	127	132	430	21,0
Г-З-101/140	–	З-101	–	140	140	425	23,0
Г-З-102/140	–	З-102	–	140	140	425	20,5
Г-З-102/168	–	З-102	–	168	170	465	32,0
Г-З-117/168	–	З-117	–	168	170	485	42,0
Г-З-121/168	–	З-121	–	168	170	480	38,0
Г-З-133/168	–	З-133	–	168	170	485	35,0
Г-З-140/194	–	З-140	–	194	200	580	64,0
Г-З-147/194	–	З-147	–	194	200	505	55,0
Г-З-147/219	–	З-147	–	219	224	525	67,0
Г-З-147/245	–	З-147	–	245	250	550	81,0
Г-З-147/273	–	З-147	–	273	280	575	97,0
Г-З-147/299	–	З-147	–	299	300	595	109,0
Г-З-147/324	–	З-147	–	324	335	625	152,0
Г-З-152/219	–	З-152	–	219	224	515	76,0
Г-З-161/219	–	З-161	–	219	224	525	56,0
Г-З-171/219	–	З-171	–	219	224	505	69,0
Г-З-189/245	–	З-189	–	245	250	525	83,0

Таблица 8.41

Технические характеристики колец

Тип кольца	Присоединительная резьба к инструменту		Основные размеры, мм		Масса, кг
	ГОСТ 633–80	ГОСТ 632–80	*D*	*L*	
К-73-100	73	–	100	68	3,0
К-89-112	89	–	112	60	3,5
К-102-118	102	–	118	58	3,0
К-102-132	102	–	132	58	5,5
К-114-132	–	114	132	60	5,0
К-114-140	–	114	140	60	6,0
К-114-150	–	114	150	60	7,0

8.2. ТРУБОРЕЗЫ СКВАЖИННЫЕ

8.2.1. ТРУБОРЕЗЫ ВНУТРЕННИЕ МЕХАНИЧЕСКИЕ

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

Труборезы внутренние типа РВ (рис. 8.26) состоят из корпуса *1*; трех резцов *2*, установленных шарнирно в продольных пазах корпуса, клинового устройства *3* подачи резцов с подшипником скольжения *4* и пружиной *5* для обеспечения легкой и плавной передачи усилий на резцы; трех плашек

Рис. 8.26. Труборез внутренний механический типа РВ конструкции ЗАО «Сиб. Трейд. Сервис»:
1 — корпус; *2* — резцы; *3* — устройство клиновое; *4* — подшипник скольжения; *5* — пружина; *6* — плашки заякоревающего узла; *7* — плашки фрикциона; *8* — наконечник

Рис. 8.27. Труборез наружный механический типа РН конструкции ЗАО «Сиб. Трейд. Сервис»:
1 — переводник; *2* — корпус трубореза; *3* — фиксатор; *4* — подшипник; *5* — пружина; *6* — штифт срезной; *7* — резцы; *8* — воронка направляющая

Таблица 8.42

Технические характеристики труборезов механических внутренних типа РВ

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

Таблица 8.43

Технические характеристики труборезов наружных механических типа РН

Показатель	РН-42	РН-50	РН-60	РН-73	РН-89	РН-102	РН-114	РН-127	РН-140	РН-146
Условный диаметр разрезаемых труб, мм	33—42	48—50	60—63,5	60—73	73—89	89—102	102—114	114—127	127—140	140—146
Наружный диаметр корпуса, мм	78	91	110	120	136	150	180	190	206	232
Диаметр проходной внутренний, мм	59	69	86	96	110	123	149	158	174	192
Присоединительная резьба переводника	ВНКТ-60	ВНКТ-73	ВНКТ-89	ВНКТ-102	ВНКТ-114	Обс-140	Обс-168	Обс-178	Обс-194	Обс-219

6 заякоревающего узла, перемещающихся по продольным наклонным пазам типа «ласточкин хвост» и обеспечивающих заякоревание трубореза в разрезаемой трубе на любой заданной глубине; наконечника *8*; блока фрикционных пружин или плашек *7* с устройством фиксации заякоревающего узла в транспортном положении. Номенклатура и основные параметры труборезов внутренних механических типа РВ приведены в табл. 8.42.

Труборезы типа РВ выпускаются в нескольких конструктивных исполнениях — правое и левое, с резьбами, отличающимися от приведенных в табл. 8.42. В состав комплекта входит набор запасных частей.

Изготовитель: ЗАО «Сиб. Трейд. Сервис».

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

Труборез наружный типа РН (рис. 8.27) состоит из трубчатого корпуса *2*, соединенных с корпусом с помощью метрической резьбы направляющей воронки *8*, служащей для заведения «головы» отрезаемой части труб внутрь трубореза, и переводника *1*. В специальных пазах корпуса с помощью штифтов и винтов шарнирно закреплены пять резцов *7*. Внутри корпуса размещен механизм приведения в работу и автоматической подачи резцов, включающий: пружинный фиксатор *3*, подшипник *4*, регулировочную и подающие втулки и пружину *5*. В транспортном положении (при спуске в скважину) подающая втулка зафиксирована двумя срезными штифтами *6*. Номенклатура и основные параметры труборезов типа РН приведены в табл. 8.43.

Труборезы типа РН выпускаются в нескольких конструктивных исполнениях — правое и левое, с присоединительными резьбами, отличающимися от указанных в таблице 8.43. В состав комплекта входит набор запасных частей.

Изготовитель: ЗАО «Сиб. Трейд. Сервис».

8.3. РЕЖУЩИЙ ИНСТРУМЕНТ

Инструмент предназначен для ликвидации аварий путем частичного или полного фрезерования металлических предметов в стволе эксплуатационных и строящихся скважин, а также для фрезерования вмятин и сломов обсадных колонн, вырезания участка обсадной колонны и прорезания «окна» в них при забуривании второго ствола. К ним относятся фрезеры различного типа, фрезеры конусные (райберы) и вырезающие устройства.

Режущая часть инструмента армирована износостойким материалом.

Режущий инструмент крепится к низу колонны бурильных труб. Осевая нагрузка на инструмент создается частью массы колонны труб.

8.3.1. ФРЕЗЕРЫ И УСТРОЙСТВА ВЫРЕЗАЮЩИЕ

Отечественной промышленностью выпускаются фрезеры забойные (ФЗ, ФЗВ, ФЗС, ФЗН и др.), торцевые (ФТ), кольцевые (ФК), пилотные (ФП), конусные или райберы (ФКК), раздвижные (ФР). Кроме того, выпускаются устройства вырезающие типов ТРГ и УВУ.

Рис. 8.28. Скважинные фрезеры:
а — типа ФЗ; *б* — типа ФЗС

Скважинные фрезеры типов ФЗ и ФЗС (рис. 8.28) предназначены для фрезерования металлических предметов в обсаженных и необсаженных скважинах с целью очистки скважин по всему сечению ствола. Номенклатура и основные параметры фрезеров типа ФЗ и ФЗС приведены в табл. 8.44. Верхний конец цилиндрического корпуса фрезера оснащен резьбой для свинчивания с колонной бурильных труб, а нижний — армирован композиционным твердосплавным материалом. В армированном слое предусмотрены промывочные каналы, по которым поступает промывочно-охлаждающая жидкость непосредственно в зону резания. Фрезеры типа ФЗС имеют спиральную вставку в промывочных каналах.

Таблица 8.44

Технические характеристики фрезеров типов ФЗ и ФЗС

Тип фрезера	Диаметр обсадной колонны, в которой производится фрезерование, мм	Присоединительная резьба	Основные размеры, мм		Масса, кг
			D	*L*	
ФЗ-58, ФЗи-56 ФЗ-70, ФЗи-72 ФЗ-78	— — —	НКТ-33 З-42 З-50	58 и 56 70 78	— — —	— — —
ФЗ-85, ФЗ-85Л, ФЗС-85, ФЗС-85Л	114	З-66	85	210	7,8
ФЗ-90, ФЗ-90Л, ФЗС-90, ФЗС-90Л	114		90	210	8,2
ФЗ-104, ФЗ-104Л, ФЗС-104, ФЗС-104Л	127	З-76	104	215	11,0
ФЗ-113, ФЗ-113Л, ФЗС-113, ФЗС-113Л	140		113	220	12,0
ФЗ-118, ФЗ-118Л, ФЗС-118, ФЗС-118Л	140, 146		118	220	13,5
ФЗ-123, ФЗ-123Л, ФЗС-123, ФЗС-123Л	146		123	220	14,5
ФЗ-135, ФЗ-135Л, ФЗС-135, ФЗС-135Л	168	З-88	135	230	16,5
ФЗ-140, ФЗ-140Л, ФЗС-140, ФЗС-140Л	168		140	230	17,5
ФЗ-145, ФЗ-145Л, ФЗС-145, ФЗС-145Л	168, 178		145	230	18,5
ФЗ-155, ФЗ-155Л, ФЗС-155, ФЗС-155Л	178, 194		155	230	21,0
ФЗ-165, ФЗ-165Л, ФЗС-165, ФЗС-165Л	194, 219	З-121	165	250	28,0

Продолжение табл. 8.44

Тип фрезера	Диаметр обсадной колонны, в которой производится фрезерование, мм	Присоединительная резьба	Основные размеры, мм		Масса, кг
			D	*L*	
ФЗ-190, ФЗ-190Л, ФЗС-190, ФЗС-190Л	219, 245	З-121	190	260	35,0
ФЗ-210, ФЗ-210Л, ФЗС-210, ФЗС-210Л	245	З-147	210	290	43,0
ФЗ-220, ФЗ-220Л, ФЗС-220, ФЗС-220Л	245, 273		220	290	45,0
ФЗ-243, ФЗ-243Л, ФЗС-243, ФЗС-243Л	273, 299		243	300	59,0
ФЗ-268, ФЗ-268Л, ФЗС-268, ФЗС-268Л	299, 324		268	320	70,0
ФЗ-295, ФЗ-295Л, ФЗС-295, ФЗС-295Л	324, 240	З-171	295	320	80,0
ФЗ-308, ФЗ-308Л, ФЗС-308, ФЗС-308Л	340	З-171	308	330	90,0
ФЗ-320, ФЗ-320Л, ФЗС-320, ФЗС-320Л	351		320	330	95,0
ФЗ-345, ФЗ-345Л, ФЗС-345, ФЗС-345Л	377, 406		345	340	108,0
ФЗ-375, ФЗ-375Л, ФЗС-375, ФЗС-375Л	406		375	360	130,0
ФЗ-390, ФЗ-390Л, ФЗС-390, ФЗС-390Л	426, 473		390	370	150,0
ФЗ-475, ФЗ-475Л, ФЗС-475, ФЗС-475Л	508		475	410	225,0

Нормальный режим работы определяется осевой нагрузкой не более 30—100 кН при частоте вращения ротора 42—120 об/мин для фрезеров типа ФЗ и 78—180 об/мин для фрезеров типа ФЗС.

Фрезеры изготавливают с правой и левой присоединительными резьбами.

Изготовители:

НПП «Азимут».

ЗАО «Сиб. Трейд. Сервис».

ОАО «Нефтебур».

ОАО НПО «Буровая техника».

ОАО «Хадыженский машзавод».

Фрезеры забойные типов 1 ФЗ, 2 ФЗ и 3 ФЗ (рис. 8.29) легкого, среднего и тяжелого типов предназначены для разрушения труб различных групп прочности, соответственно — Д, К и Е, Л и М, Р и Т. В зависимости от назначения, торцовая поверхность фрезеров различных типов армируется — на 40, 60 и 80 %.

Номенклатура и основные параметры фрезеров типов 3 ФЗ, 2 ФЗ и 1 ФЗ приведены в табл. 8.45.

Изготовитель: ЗАО завод «ИЗМЕРОН».

Фрезер забойный типа ФЗВ (рис. 8.30) относится к тяжелому типу и предназначен для разрушения таких же объектов, что и фрезеры типа 3 ФЗ, но с центрированием на забое. Фрезеры выпускаются с правой и левой резьбой.

Основные параметры фрезеров типа ФЗВ приведены в табл. 8.46.

Изготовитель: ЗАО завод «ИЗМЕРОН».

Рис. 8.29. Фрезеры забойные типа ФЗ конструкции ЗАО завод «ИЗМЕРОН»:
а — легкого вида типа 1 ФЗ; *б* — среднего вида типа 2 ФЗ; *в* — тяжелого вида типа 3 ФЗ

Рис. 8.30. Фрезер забойный вогнутый типа ФЗВ тяжелого вида

Таблица 8.45

Технические характеристики забойных фрезеров типов 1 ФЗ, 2 ФЗ и 3 ФЗ завода «ИЗМЕРОН»

Тип фрезера	Условный диаметр обсадных труб ГОСТ 632—80	Наружный диаметр, мм	Присоединительная резьба по ГОСТ 28487—90
1 ФЗ	140	110	З-66
	140	113	
	140, 146	115	З-76
		118	
	146	120	
	146, 168	122	
	168	125	З-88
		128	
		135	
	200	200	З-117
2 ФЗ	114	90	З-66
	127	95	
	127	105	
	140	113	З-76
	140	115	
		118	
	146	122	
	146, 168	128	
	168	135	З-88
		140	
3 ФЗ	114	85	З-66
		90	
	114, 127	95	
	127	100	З-76
		105	
	140	110	
		113	
	146	118	
	146, 168	122	

Продолжение табл. 8.45

Тип фрезера	Условный диаметр обсадных труб ГОСТ 632—80	Наружный диаметр, мм	Присоединительная резьба по ГОСТ 28487—90
3 ФЗ	168	124	З-88
		127	
		130	
		135	
		140	
	168, 178	144	
	178	150	
		155	
	178, 194	160	
	194	165	
		170	
	219	180	З-117
		185	
	219, 245	190	
		195	
	245	200	
	245, 273	210	З-117
		220	
	273	240	З-152
	273, 299	243	
	299	250	
	324	270	
		275	
	324, 340	290	
	340	308	
	351	320	
	406	375	З-177
	426	390	

Таблица 8.46

Технические характеристики фрезеров забойных типа ФЗВ

Условный диаметр обсадных труб ГОСТ 632—80	Наружный диаметр, мм	Присоединительная резьба по ГОСТ 28487—90
140	118	З-76
140, 146	120	
146, 168	122	
	125	З-88
168	140	
245, 273	210	З-117

Фрезеры забойные типа ФЗН (рис. 8.31) режуще-истирающего действия предназначены для расфрезеровывания оборвавшейся колонны труб или других предметов в скважине.

Основные параметры фрезеров приведены в табл. 8.47.

Изготовитель: Воронежский МЗ.

Фрезеры торцевые типа ФТ предназначены для фрезерования металлических предметов в обсаженных скважинах с целью очистки по всему сечению ствола. Внешне они похожи на фрезеры забойные типа ФЗ. Номенклатура и основные характеристики торцевых фрезеров приведены в табл. 8.48.

Изготовитель: НПП «Азимут».

Рис. 8.31. Фрезер забойный режуще-истирающий типа ФЗН конструкции Воронежского МЗ

Фрезеры торцевые типов 1Ф, 3Ф, 6Ф, 8Ф, 9Ф (рис. 8.32) предназначены для разрушения металлических предметов, цементного камня и зацементированных металлических предметов по всему сечению скважины при проведении ремонтно-восстановительных работ в нефтяных, газовых и геологоразведочных скважинах. Фрезер состоит из корпуса, изготовленного из высокопрочной легированной стали, и режуще-истирающей напайки, состоящей из частиц дробленного карбида вольфрама, внедренных в матрицу из никельсодержащей латуни. В верхней части корпуса выполнена присоединительная резьба, в средней — стабилизирующие выступы, а в нижнем торце и боковой поверхности — отверстия и соответствующие каналы, обеспечивающие эффективное охлаждение и интенсивную промывку для выноса стружки. Боковая поверхность напайки прошлифована. Фрезеры изготавливаются с различными вариантами исполнения геометрии режуще-истирающей напайки:

тип 1Ф — плоская;

тип 3Ф — плоская с направляющей воронкой;

Таблица 8.47

Технические характеристики фрезеров типа ФЗН конструкции Воронежского МЗ

Тип фрезера	Размеры, мм (рис. 8.31)			Присоединительная резьба ГОСТ 28487—90
	D	L	D_1	
ФЗН-110	110	210	95	З-76
ФЗН-140	140	220	108	З-88
ФЗН-180	180	260	155	З-133
ФЗН-210	210	280	178	З-147
ФЗН-280	280	320	178	З-147
ФЗН-110Л	110	210	95	З-76Л
ФЗН-140Л	140	220	108	З-88Л
ФЗН-180Л	180	260	155	З-133Л
ФЗН-210Л	210	280	178	З-147Л
ФЗН-280Л	280	320	178	З-147Л

Таблица 8.48

Технические характеристики торцевых фрезеров типа ФТ

Тип фрезера	Диаметр наружный	Присоединительная резьба по ГОСТ 28487—90
ФТ-113	113	З-76
ФТ-118	118	З-76
ФТ-120	120	З-76
ФТ-123	123	З-76
ФТ-140	140	З-76
ФТ-190	190	З-122
ФТ-194, ФТ-195	194, 195	З-122
ФТ-275	275	З-171
ФТ-375	375	З-171

Рис. 8.32. Фрезеры торцевые конструкции ЗАО «Сиб. Трейд. Сервис»:
а — типа 1Ф; *б* — типа 3Ф; *в* — типа 6Ф; *г* — типа 8Ф; *д* — типа 9Ф

тип 6Ф — зубчатая;

тип 8Ф — вогнутая;

тип 9Ф — плоская с направляющей воронкой, выполненной в форме кольцевого фрезера.

Номенклатура и основные параметры торцевых фрезеров приведены в табл. 8.49.

Изготовитель: ЗАО «Сиб. Трейд. Сервис».

Таблица 8.49

Технические характеристики торцевых фрезеров типа Ф конструкции ЗАО «Сиб. Трейд. Сервис» [49]

1Ф	3Ф	6Ф	8Ф	9Ф	Наружный диаметр, мм	Присоединительная резьба
1Ф-111	3Ф-111	6Ф-111	8Ф-111	9Ф-111	111,1	З-76
1Ф-114	3Ф-114	6Ф-114	8Ф-114	9Ф-114	114,3	З-76
1Ф-117	3Ф-117	6Ф-117	8Ф-117	9Ф-117	117,5	З-76
1Ф-121	3Ф-121	6Ф-121	8Ф-121	9Ф-121	120,7	З-76
1Ф-124	3Ф-124	6Ф-124	8Ф-124	9Ф-124	123,8	З-76
1Ф-127	3Ф-127	6Ф-127	8Ф-127	9Ф-127	127,0	З-76
1Ф-130	3Ф-130	6Ф-130	8Ф-130	9Ф-130	130,2	З-76
1Ф-133	3Ф-133	6Ф-133	8Ф-133	9Ф-133	133,4	З-76
1Ф-136	3Ф-136	6Ф-136	8Ф-136	9Ф-136	136,5	З-76
1Ф-140	3Ф-140	6Ф-140	8Ф-140	9Ф-140	139,7	З-76
1Ф-143	3Ф-143	6Ф-143	8Ф-143	9Ф-143	142,9	З-88
1Ф-146	3Ф-146	6Ф-146	8Ф-146	9Ф-146	146,1	З-88
1Ф-149	3Ф-149	6Ф-149	8Ф-149	9Ф-149	149,2	З-88
1Ф-152	3Ф-152	6Ф-152	8Ф-152	9Ф-152	152,4	З-88
1Ф-156	3Ф-156	6Ф-156	8Ф-156	9Ф-156	155,6	З-88
1Ф-159	3Ф-159	6Ф-159	8Ф-159	9Ф-159	158,8	З-88
1Ф-162	3Ф-162	6Ф-162	8Ф-162	9Ф-162	161,9	З-88
1Ф-165	3Ф-165	6Ф-165	8Ф-165	9Ф-165	165,1	З-88
1Ф-168	3Ф-168	6Ф-168	8Ф-168	9Ф-168	168,3	З-121
1Ф-171	3Ф-171	6Ф-171	8Ф-171	9Ф-171	171,5	З-121
1Ф-175	3Ф-175	6Ф-175	8Ф-175	9Ф-175	174,6	З-121
1Ф-178	3Ф-178	6Ф-178	8Ф-178	9Ф-178	177,8	З-121
1Ф-181	3Ф-181	6Ф-181	8Ф-181	9Ф-181	181,0	З-121
1Ф-184	3Ф-184	6Ф-184	8Ф-184	9Ф-184	184,2	З-121
1Ф-187	3Ф-187	6Ф-187	8Ф-187	9Ф-187	187,3	З-121
1Ф-191	3Ф-191	6Ф-191	8Ф-191	9Ф-191	190,5	З-121
1Ф-194	3Ф-194	6Ф-194	8Ф-194	9Ф-194	193,7	З-121
1Ф-197	3Ф-197	6Ф-197	8Ф-197	9Ф-197	196,9	З-121

Продолжение табл. 8.49

1Ф	3Ф	6Ф	8Ф	9Ф	Наружный диаметр, мм	Присоединительная резьба
1Ф-200	3Ф-200	6Ф-200	8Ф-200	9Ф-200	200,0	З-121
1Ф-203	3Ф-203	6Ф-203	8Ф-203	9Ф-203	203,2	З-121
1Ф-206	3Ф-206	6Ф-206	8Ф-206	9Ф-206	206,4	З-121
1Ф-210	3Ф-210	6Ф-210	8Ф-210	9Ф-210	209,6	З-121
1Ф-213	3Ф-213	6Ф-213	8Ф-213	9Ф-213	212,7	З-147
1Ф-216	3Ф-216	6Ф-216	8Ф-216	9Ф-216	215,9	З-147
1Ф-219	3Ф-219	6Ф-219	8Ф-219	9Ф-219	219,1	З-147
1Ф-222	3Ф-222	6Ф-222	8Ф-222	9Ф-222	222,2	З-147
1Ф-225	3Ф-225	6Ф-225	8Ф-225	9Ф-225	225,4	З-147
1Ф-229	3Ф-229	6Ф-229	8Ф-229	9Ф-229	228,6	З-147
1Ф-232	3Ф-232	6Ф-232	8Ф-232	9Ф-232	231,8	З-147
1Ф-235	3Ф-235	6Ф-235	8Ф-235	9Ф-235	235,0	З-147
1Ф-238	3Ф-238	6Ф-238	8Ф-238	9Ф-238	238,1	З-147
1Ф-241	3Ф-241	6Ф-241	8Ф-241	9Ф-241	241,3	З-147
1Ф-245	3Ф-245	6Ф-245	8Ф-245	9Ф-245	244,5	З-147
1Ф-248	3Ф-229	6Ф-248	8Ф-248	9Ф-248	247,7	З-147
1Ф-251	3Ф-251	6Ф-251	8Ф-251	9Ф-251	250,8	З-147
1Ф-254	3Ф-254	6Ф-254	8Ф-254	9Ф-254	254,0	З-147
1Ф-257	3Ф-257	6Ф-257	8Ф-257	9Ф-257	257,2	З-147
1Ф-260	3Ф-260	6Ф-260	8Ф-260	9Ф-260	260,4	З-147
1Ф-264	3Ф-264	6Ф-264	8Ф-264	9Ф-264	263,5	З-147
1Ф-267	3Ф-267	6Ф-267	8Ф-267	9Ф-267	266,7	З-147
1Ф-270	3Ф-270	6Ф-270	8Ф-270	9Ф-270	269,9	З-147

Фрезеры конусные типов 5Ф и 10Ф (рис. 8.33) предназначены для снятия неровностей и кусочков металла с внутренней поверхности трубных колонн; очистки «окна» в обсадной колонне; образования фаски по внутреннему диаметру труб; проработки труб, имеющих эллипсность, с целью восстановления внутреннего диаметра; расфрезеровывания смятых труб при проведении ремонтно-восстановительных работ в нефтяных, газовых и геологоразведочных скважинах.

Фрезеры конусные, в отличие от торцевых, имеют нижнюю часть, выполненную в форме конуса. Режуще-истирающие элементы напаяны на коническую поверхность в виде полос, сходящихся у вершины. Циркуляция промывочной жидкости осуществляется через наклонно расположенные отверстия, выполненные в средней части конуса, и боковые каналы корпуса.

Фрезеры конусные изготавливаются в двух исполнениях, отличающихся углом конуса:

Рис. 8.33. Фрезеры конусные конструкции ЗАО «Сиб. Трейд. Сервис»:
а — типа 5Ф; *б* — типа 10Ф

Таблица 8.50

Технические характеристики конусных фрезеров типов 5Ф и 10Ф конструкции ЗАО «Сиб. Трейд. Сервис»

5Ф	10Ф	Наружный диаметр, мм	Присоединительная резьба	5Ф	10Ф	Наружный диаметр, мм	Присоединительная резьба
5Ф-111	10Ф-111	111,1	З-76	5Ф-194	10Ф-194	193,7	З-121
5Ф-114	10Ф-114	114,3	З-76	5Ф-197	10Ф-197	196,9	З-121
5Ф-117	10Ф-117	117,5	З-76	5Ф-200	10Ф-200	200,0	З-121
5Ф-121	10Ф-121	120,7	З-76	5Ф-203	10Ф-203	203,2	З-121
5Ф-124	10Ф-124	123,8	З-76	5Ф-206	10Ф-206	206,4	З-121
5Ф-127	10Ф-127	127,0	З-76	5Ф-210	10Ф-210	209,6	З-121
5Ф-130	10Ф-130	130,2	З-76	5Ф-213	10Ф-213	212,7	З-147
5Ф-133	10Ф-133	133,4	З-76	5Ф-216	10Ф-216	215,9	З-147
5Ф-136	10Ф-136	136,5	З-76	5Ф-219	10Ф-219	219,1	З-147
5Ф-140	10Ф-140	139,7	З-76	5Ф-222	10Ф-222	222,2	З-147
5Ф-143	10Ф-143	142,9	З-88	5Ф-225	10Ф-225	225,4	З-147
5Ф-146	10Ф-146	146,1	З-88	5Ф-229	10Ф-229	228,6	З-147
5Ф-149	10Ф-149	149,2	З-88	5Ф-232	10Ф-232	231,8	З-147
5Ф-152	10Ф-152	152,4	З-88	5Ф-235	10Ф-235	235,0	З-147
5Ф-156	10Ф-156	155,6	З-88	5Ф-238	10Ф-238	238,1	З-147
5Ф-159	10Ф-159	158,8	З-88	5Ф-241	10Ф-241	241,3	З-147
5Ф-162	10Ф-162	161,9	З-88	5Ф-245	10Ф-245	244,5	З-147
5Ф-165	10Ф-165	165,1	З-88	5Ф-248	10Ф-248	247,7	З-147
5Ф-168	10Ф-168	168,3	З-121	5Ф-251	10Ф-251	250,8	З-147
5Ф-171	10Ф-171	171,5	З-121	5Ф-254	10Ф-254	254,0	З-147
5Ф-175	10Ф-175	174,6	З-121	5Ф-257	10Ф-257	257,2	З-147
5Ф-178	10Ф-178	177,8	З-121	5Ф-260	10Ф-260	260,4	З-147
5Ф-181	10Ф-181	181,0	З-121	5Ф-264	10Ф-264	263,5	З-147
5Ф-184	10Ф-184	184,2	З-121	5Ф-267	10Ф-267	266,7	З-147
5Ф-187	10Ф-187	187,3	З-121	5Ф-270	10Ф-270	269,9	З-147
5Ф-191	10Ф-191	190,5	З-121				

тип 5Ф — угол 30°;

тип 10Ф — угол 60°.

Номенклатура и основные параметры конусных фрезеров приведены в табл. 8.50.

Изготовитель: ЗАО «Сиб. Трейд. Сервис».

Фрезеры кольцевые типа ФК (рис. 8.34) предназначены для фрезерования прихваченных бурильных и насосно-компрессорных труб. Номенклатура и основные параметры кольцевых фрезеров типа ФК приведены в табл. 8.51 и 8.52.

Рис. 8.34. Фрезеры кольцевые типа ФК конструкции НПП «Азимут»:
а — с твердосплавными пластинами; *б, в* — с зубками твердосплавными; *г* — с импрегнированным вооружением

Таблица 8.51

Технические характеристики кольцевых фрезеров типа ФК конструкции НПП «Азимут»

Тип фрезера	Наружный диаметр, мм	Внутренний диаметр, мм	Диаметр офрезеровываемой трубы по ГОСТ 631—75, ГОСТ 632—80, ГОСТ 633—80, мм
ФК 58/38	58	38	
ФК 76/56	76	56	48
ФК 78/64	78	64	48
ФК 90/61	90	61	48
ФК 90/62	90	62	48
ФК 95/74	95	74	60
ФК 95/76	95	76	60
ФК 104/75	104	75	60
ФК 112/82	112	82	60
ФК 114/100	114	100	89
ФК 115/78	115	78	60
ФК 118/89	118	89	73
ФК 118/91	118	91	73
ФК 122/92	122	92	73
ФК 122/93	122	93	73
ФК 122/94	122	94	89
ФК 122/96	122	96	89
ФК 122/108	122	108	89
ФК 122/110	122	110	89
ФК 124/96	124	96	89
ФК 124/108	124	108	89
ФК 128/96	128	96	89
ФК 130/102	130	102	89
ФК 136/100	136	100	89
ФК 136/102	136	102	89
ФК 136/104	136	104	89
ФК 140/110	140	110	102
ФК 140/112	140	112	102
ФК 140/120	140	120	102
ФК 144/114	144	114	102
ФК 144/124	144	124	102
ФК 146/124	146	124	102
ФК 160/133	160	133	102
ФКУи-140/116	140	116	102
ФКУи-140/123	140	123	102
ФКУи-146/128	146	128	102

Таблица 8.52

Технические характеристики фрезеров кольцевых типа ФК завода «ИЗМЕРОН»

Тип фрезера	Диаметр, мм		Соединение фрезера с приемной трубой	Присоединительная резьба	Условный диаметр обсадной колонны по ГОСТ 632—80	Условный диаметр офрезеровываемой трубы
	наружный	внутренний				
2ФК-90/61 3ФК-90/61	90	61	Резьбовое	73 ГОСТ 633—80	114	48
2ФК-90/64 3ФК-90/64	90	64		73 ГОСТ 633—80		
2ФК-95/74 3ФК-95/74	95	74	Сварное	—		60
3ФК-104/75	104	75			127	
2ФК-105/80 3ФК-105/80	105	80				73
3ФК-109/78	109	78	Резьбовое	89 ГОСТ 633—80	140	60
2ФК-112/82 3ФК-112/82	112	82	Сварное	—		

Продолжение табл. 8.52

Тип фрезера	Диаметр, мм		Соединение фрезера с приемной трубой	Присоединительная резьба	Условный диаметр обсадной колонны по ГОСТ 632—80	Условный диаметр оф-резеровываемой трубы
	наружный	внутренний				
2ФК-115/73	115	73	Резьбовое	89 ГОСТ 633—80	140	60
2ФК-115/78	115	78	Резьбовое		140	60
3ФК-115/78						
3ФК-115/98	115	98	Сварное	—		
1ФК-118/89	118	89	Резьбовое	102 ГОСТ 633—80		73
2ФК-118/89						
3ФК-118/89						
1ФК-120/89	120	89		102 ГОСТ 633—80		
2ФК-120/89						
3ФК-120/89						
3ФК-120/92	120	92	Сварное	—		
1ФК-120/97	120	97				89
2ФК-120/97						
3ФК-120/97						
3ФК-120/102	120	102			146	
3ФК-120/105	120	105				
3ФК-122/94	122	94				
2ФК-122/96	122	96				
3ФК-122/96						
3ФК-124/94	124	94				
1ФК-124/96	124	96				
3ФК-124/96						
1ФК-125/100	125	100	Резьбовое	114 ГОСТ 632—80		
2ФК-125/100						
3ФК-125/100						
3ФК-125/104	125	104				
3ФК-127/109	127	109	Сварное	—		
1ФК-130/102	130	102	Резьбовое	114 ГОСТ 632—80		
2ФК-130/102						
3ФК-130/102						
3ФК-130/120	130	120	Сварное	—		
3ФК-135/105	135	105	Сварное	—	168	89
1ФК-136/102	136	102				
3ФК-136/102						
1ФК-140/105	140	105	Резьбовое	127 ГОСТ 632—80		
2ФК-140/105						
3ФК-140/105						
1ФК-140/110	140	110		127 ГОСТ 632—80		102
3ФК-140/110						
2ФК-140/120	140	120	Сварное	—		
3ФК-140/120						
3ФК-144/118	144	118				
3ФК-160/133	160	133			194	127
3ФК-190/103	190	103	Резьбовое	127 ГОСТ 632—80	219	89
3ФК-186/138	186	138		168 ГОСТ 632—80	219	140
3ФК-190/132	190	132			219	127
3ФК-190/152	190	152	Резьбовое	178 ГОСТ 632—80	219	140
3ФК-210/171	210	171	Сварное	—	245	168
3ФК-210/179	210	179				
3ФК-248/205	248	205	Резьбовое	219 ГОСТ 632—80	273	178
3ФК-285/249	285	249	Сварное	—	324	219

Вооружение кольцевых фрезеров предусмотрено в четырех вариантах: *а* — твердосплавные пластины; *б* и *в* — твердосплавные зубки; *г* — импрегнированные твердым сплавом.

Изготовители:

НПП «Азимут».

ОАО «Нефтебур».

ОАО НПО «Буровая техника».

ОАО «Хадыженский машзавод».

ОАО Краснодарский завод «Нефтемаш».

ЗАО завод «ИЗМЕРОН».

Воронежский МЗ.

Фрезеры кольцевые типа ФЗК (рис. 8.35) предназначены для кольцевого офрезеровывания с последующим сплошным расфрезеровыванием в обсаженной скважине неприхваченных металлических предметов и верхних концов насосно-компрессорных труб. Фрезер состоит из кольцевой воронки с кольцевым фрезером и торцевого фрезера. На кольцевой воронке имеются режуще-истирающие участки, армированные композиционным твердосплавным материалом. На верхнем конце торцевого фрезера нарезана правая или левая замковая присоединительная резьба для соединения фрезера с колонной бурильных труб. В зоне резания торцевого фрезера расположены промывочные пазы и отверстия.

Нормальный режим работы фрезера определяется осевой нагрузкой не более 40—60 кН при частоте вращения ротора от 1,0 до 1,67 $с^{-1}$.

Основные параметры фрезеров типа ФЗК приведены в табл. 8.53.

Рис. 8.35. Фрезер кольцевой режуще-истирающий:
а — типа ФК; *б* — типа ФЗК; *1* — фрезер кольцевой; *2* — фрезерная воронка; *3* — режуще-истирающие участки

Таблица 8.53

Технические характеристики фрезеров типа ФЗК

Тип фрезера	Диаметр обсадных труб, мм	Присоединительная резьба	Основные размеры, мм		Масса, кг
			D	*L*	
ФЗК-118 ФЗК-118Л	114	З-76	118	470	25
ФЗК-136 ФЗК-136Л	168	З-88	136	500	32

Изготовители:

ОАО «Нефтебур».

ЗАО завод «ИЗМЕРОН».

Фрезеры кольцевые типов 11Ф, 12Ф и 13Ф (рис. 8.36) предназначены для разрушения металлических предметов, цементного камня и зацементированных металлических предметов в кольцевом пространстве между стенкой скважины или обсадной колонной и элементами лифтовой или бурильной колонн при проведении ремонтно-восстановительных работ в нефтяных, газовых и геологоразведочных скважинах.

Фрезер состоит из трубчатого корпуса, изготовленного из высокопрочной легированной стали и режуще-истирающей напайки, состоящей из частиц дробленного карбида вольфрама, внедренных в матрицу из никельсодержащей латуни. Фрезеры кольцевые изготавливаются с различными вариантами исполнения.

По форме верхней части корпуса:

11Ф — с фаской под сварку; 12Ф — с присоединительной резьбой; 13Ф — с проточкой для нарезания резьбы.

По форме поверхности нижнего торца режуще-истирающей напайки:

1 — плоская; 2 — волнистая; 3 — коническая; 4 — зубчатая.

По форме боковых поверхностей режуще-истирающей напайки:

А — заподлицо с корпусом (резание производится только по торцу);

Б — выступающая наружу (резание производится по торцу и внутреннему диаметру);

Рис. 8.36. Фрезеры кольцевые конструкции ЗАО «Сиб. Трейд. Сервис» с различной поверхностью нижнего рабочего торца:
а — типа 11Ф с плоской поверхностью; *б* — типа 11Ф с зубчатой поверхностью; *в* — типа 12Ф с волнистой поверхностью; *г* — типа 13Ф с конической поверхностью

Таблица 8.54

Технические характеристики базовых кольцевых фрезеров типа Ф конструкции ЗАО «Сиб. Трейд. Сервис»

Наружный диаметр фрезера, мм	Внутренний диаметр фрезера, мм	11Ф	12Ф	13Ф
114,3	95	11Ф1А 114-95	12Ф2Б 114-95	13Ф1А 114-95
120,6	100	11Ф1А 120-100	12Ф2Б 120-100	13Ф1А 120-100
127,0	106	11Ф1А 127-106	12Ф2Б 127-106	13Ф1А 127-106
132,1	110	–	12Ф2Б 132-110	13Ф1А 132-110
133,4	115	–	12Ф2Б 133-115	13Ф1А 133-115
136,5	117	11Ф1А 136-117	–	–
139,7	117	11Ф1А 140-117	–	–
141,3	120	–	12Ф2Б 141-120	13Ф1А 141-120
146,0	124	11Ф1А 146-124	12Ф2Б 146-124	13Ф1А 146-124
153,7	130	11Ф1А 154-130	–	–
168,3	144	11Ф1А 168-144	12Ф2Б 168-144	13Ф1А 168-144

В – выступающая внутрь (резание производится по торцу и внутреннему диаметру);

Г – выступающая наружу и внутрь (резание производится по торцу, наружному и внутреннему диаметрам).

По форме наружной и внутренней поверхностей средней части корпуса:

« – » – гладкие; К – с продольными канавками на наружной и винтовыми канавками на внутренней поверхностях.

Основные параметры по базовым вариантам исполнения кольцевых фрезеров приведены в табл. 8.54.

Изготовитель: ЗАО «Сиб. Трейд. Сервис».

Фрезеры пилотные типов ФП и 2ФП (рис. 8.37) предназначены для фрезерования пакеров, верхнего конца насосно-компрессорных, бурильных и обсадных труб с целью захватывания их ловильным инструментом. Номенклатура и основные параметры пилотных фрезеров приведены в табл. 8.55 и 8.56.

Рис. 8.37. Фрезеры пилотные типа ФП:
а – типа ФП конструкции НПП «Азимут»; *б* – типа 2ФП конструкции ЗАО завод «ИЗМЕРОН»

Рис. 8.38. Фрезеры конусные типа ФКК конструкции НПП «Азимут»

Таблица 8.55

Технические характеристики пилотных фрезеров типа ФП конструкции НПП «Азимут»

Тип фрезера	Максимальный диаметр фрезера, мм	Размеры пилотного фрезера, мм		Присоединительная резьба по ГОСТ 28487–90
		Диаметр	Длина	
ФП-88	88	38	255	З-66
ФП-100	100	47	286	З-76
ФП-113	113	47	286	З-76
ФП-118	118	47	286	З-76
ФП-122	122	60	418	З-76
ФП-135	135	57	307	З-88
ФП-140	140	100	421	З-88
ФП-146	146	100	421	З-88

Таблица 8.56

Технические характеристики фрезеров пилотных типа 2ФП ЗАО завод «Измерон»

Тип фрезера	Условный диаметр обсадных труб, мм	Максимальный диаметр фрезера, мм	Размер пилота, мм		Присоединительная резьба по ГОСТ 28487–90
			Диаметр	Длина	
2ФП 88/38	114	88	38	190	З-66
2ФП 100/47	140	100	47	230	
2ФП 103/47		103			
2ФП 113/47		113			З-76
2ФП 118/47	140; 146	118			
2ФП 120/47		120			
2ФП 125/52	146	125	52	250	
2ФП 130/70	168	130	70	230	З-88
2ФП 135/57		135	57		
2ФП 140/57	178	140			
2ФП 205/110	245	205	110	340	З-117
2ФП 210/110		210			

Фрезерующие части — торцевые, с опорно-центрирующим устройством, позволяющим центрировать его относительно оси скважины или колонны. Истирающе-режущие участки фрезера армированы композиционным твердосплавным материалом. В корпусе фрезера имеются промывочные отверстия и стружкоотводящие каналы. Для присоединения фрезера к бурильной колонне на верхнем конце предусмотрена присоединительная резьба.

Изготовители:

НПП «Азимут» — типа ФП.

ЗАО завод «ИЗМЕРОН» — типа 2ФП.

Фрезеры конусные типа ФКК и РК (райберы) предназначены для ликвидации фрезерованием поврежденных участков (смятий, сломов) обсадных колонн под шаблон соответствующего размера и прорезания «окна» в обсадной колонне труб для зарезки второго ствола в нефтяных и газовых скважинах. Общий вид фрезера типа ФКК приведен на рис. 8.38 и 8.39, а номенклатура и основные параметры приведены в табл. 8.57 и 8.58.

Фрезер — торцово-конический (комбинация торцевой и цилиндрической истирающе-режущих поверхностей с конической режущей). Торцевая поверхность фрезера армирована композиционным твердосплавным материалом, цилиндрическая поверхность — твердым сплавом, а коническая поверхность оснащена режущими зубьями, представляющими собой установленные в пазах твердосплавные пластины.

Рис. 8.39. Фрезеры колонные конусные конструкции ЗАО завод «ИЗМЕРОН»:
а — типа ФКК; *б* — типа 1ФКК; *в* — типа 3ФКК

Рис. 8.40. Скважинные фрезеры-райберы конструкции ЗАО завод «ИЗМЕРОН»:
а — типа ФРЛ; *б* — типа РПМ; *в* — типа ФРС

Таблица 8.57

Технические характеристики конусных фрезеров (райберов) конструкции НПП «Азимут»

Тип фрезера	Наружный диаметр, мм	Длина, мм	Присоединительная резьба по ГОСТ 28487—90
ФКК-45	45	160	З-66
ФКК-93	93	304,5	З-66
ФКК-97	97	374	З-66
ФКК-100	100	309,5	З-66
ФКК-105	105	385	З-66
ФКК-106	106	385	З-66
ФКК-113	113	338	З-76
ФКК-115	115	428	З-76
ФКК-118	118	421	З-76
ФКК-121	121	433	З-76
ФКК-127	127	330	З-88
ФКК-130	130	357,5	З-88
ФКК-137	137	434	З-88
ФКК-143	143	474	З-88
ФКК-149	149	510	З-88
ФКК-198	198	650	З-117

Таблица 8.58

Технические характеристики фрезеров конусных типа ФКК ЗАО завод «ИЗМЕРОН»

Тип фрезера	Угол при вершине	Наружный диаметр, мм	Длина, мм	Присоединительная резьба по ГОСТ 28487—90
ФКК93 ФКК96 ФКК97 ФКК105 ФКК106	15°	93 96 97 105 106	500	З-66
ФКК115 ФКК118 ФКК121 ФКК124 ФКК126 ФКК127 ФКК130		115 118 121 124 126 127 130	510	З-76
ФКК135 ФКК137 ФКК141 ФКК143 ФКК144 ФКК145 ФКК147		135 137 141 143 144 145 147	560	З-88
ФКК149 ФКК209 ФКК214 ФКК220 ФКК225 ФКК230		149 209 214 220 225 230	790	З-117
1ФКК115 1ФКК121 1ФКК127	30°	115 121 127	690	З-76
3ФКК115 3ФКК121 3ФКК127	60°	115 121 127	410	

Для присоединения фрезера к колонне бурильных труб в верхней его части предусмотрена правая или левая замковая резьба.

Боковые промывочные отверстия расположены под углом к оси инструмента.

Нормальный режим работы фрезеров определяется осевой нагрузкой не более 40—60 кН при частоте вращения от 60 до 120 об/мин.

Изготовители:

НПП «Азимут» — типа ФКК.

ОАО «Хадыженский машзавод» — типа РК.

ЗАО завод «ИЗМЕРОН» — типов ФКК, 1ФКК и 3ФКК.

Скважинные фрезеры-райберы типов ФРЛ, РПМ и ФРС (рис. 8.40) предназначены для прорезания «окна» в обсадной колонне для последующего бурения второго ствола. Фрезер-райбер состоит из режущей и ловильной частей. Режущая часть включает в себя цилиндрический и конический райберы и кольцевой фрезер. Ловильная часть представляет собой специальный захват, установленный внутри цилиндрического райбера. В верхней части фрезера-райбера нарезана замковая резьба для подсоединения к бурильной колонне труб. Промывочное отверстие — центральное.

Окна необходимого профиля и длины в обсадной колонне прорезают за один рейс, одновременно извлекая на поверхность часть обсадной ко-

Таблица 8.59

Технические характеристики фрезеров-райберов типа ФРЛ

Тип фрезера-райбера	Диаметр обсадной колонны, мм	Осевая нагрузка, кН, не более	Частота вращения фрезера, об/мин	Присоединительная резьба замковая	Основные размеры, мм		Масса, кг
					D	*L*	
ФРЛ-116	140	30	1,7	З-76	116	850	60
ФРЛ-121	146			З-76	121	860	64
ФРЛ-143	168			З-101	143	1000	85
ФРЛ-152	178			З-101	152	1050	102
ФРЛ-167	194			З-121	167	1100	136
ФРЛ-193	219			З-121	193	1150	173
ФРЛ-218	245			З-147	218	1250	245
ФРЛ-246	273			З-147	246	1300	294

Таблица 8.60

Технические характеристики фрезеров-райберов типов ФРЛ, РПМ и ФРС ЗАО завод «ИЗМЕРОН»

Тип фрезера	Условный диаметр обсадных труб, мм	Диаметр, мм		Длина, мм	Присоединительная резьба по ГОСТ 28487—90
		минимальный	максимальный		
РПМ-146	146	60	121	650	З-76
РПМ-168	168	76	143	674	З-117
РПМ-219	219	70	193	808	З-117
РПМ-245	245	118	214	720	
ФРС-146-1	146	47	110	340	З-76
ФРС-146-1		62	120	490	
ФРС-146-1		95	120	430	
ФРС-168-1	168	50	130	455	З-88
ФРС-168-2		70	142	496	
ФРС-168-3		110	142	500	
ФРЛ-116	140	—	116	850	З-76
ФРЛ-118	146	—	118	860	
ФРЛ-121		—	121		
ФРЛ-124		—	124		
ФРЛ-136	168	—	136	898	З-88
ФРЛ-143		—	143	1000	З-101
ФРЛ-193	219	—	193	1150	З-121
ФРЛ-218	245	—	218	2250	З-147

лонны — ленту, образующуюся в процессе прорезания окна. Номенклатура и основные параметры фрезеров-райберов типа ФРЛ приведены в табл. 8.59 и 8.60.

Изготовители:

ОАО «Нефтебур».

ЗАО завод «ИЗМЕРОН».

Фрезеры специальные калибрующие типа ФС (рис. 8.41) предназначены для обработки деформированных верхних торцов труб, оставшихся в скважинах, с целью придания им стандартных размеров и последующего захвата. Длина калибрующего участка равна длине, необходимой для захвата штатным ловильным инструментом (400—500 мм). При необходимости офрезеровывания поверхности труб на большую длину необходимо дополнительно указать при заказе тип присоединительной резьбы и глубину обработки.

Основные параметры специальных калибрующих фрезеров приведены в табл. 8.61.

Изготовитель: ЗАО завод «ИЗМЕРОН».

Рис. 8.41. Фрезер специальный калибрующий типа ФС конструкции ЗАО завод «ИЗМЕРОН»

Рис. 8.42. Фрезер раздвижной типа ФР конструкции НПП «Азимут»

Фрезеры раздвижные типа ФР (рис. 8.42) предназначены для вырезания участка обсадной колонны по всему диаметру в любом интервале ствола скважины для последующего забуривания второго ствола или расширения скважины до требуемого диаметра с помощью раздвижного расширителя. Номенклатура и основные параметры раздвижных фрезеров приведены в табл. 8.62.

Изготовитель: НПП «Азимут».

Таблица 8.61

Технические характеристики фрезеров калибрующих типа ФС

Тип фрезера	Диаметр, мм		Присоединительная резьба по ГОСТ 28487–90	Условный диаметр обсадной колонны, мм	Условный диаметр офрезеровываемой трубы, мм
	наружный	внутренний			
ФС-43/90	90	43	З-66	114	42
ФС-43/93	93	43			
ФС-61/96	96	61			60
ФС-61/100	100	61		140	
ФС-61/115	115	61	З-76		
ФС-61/120	120	61			
ФС-61/125	125	61		146	
ФС-74/100	100	74		127	73
ФС-74/110	110	74		140	
ФС-74/115	115	74			
ФС-74/120	120	74			
ФС-74/125	125	74	З-88	146	
ФС-74/140	140	74		168	
ФС-74/145	145	74		168	
ФС-90/120	120	90		140	89
ФС-90/125	125	90		146	
ФС-90/140	140	90		168	
ФС-103/140	140	103	З-101	168	102
ФС-128/195	195	128	З-117	245	127

Таблица 8.62

Технические характеристики фрезеров раздвижных гидравлических типа ФР

Тип фрезера	Диаметр наружный, мм	Диаметр вырезаемой колонны, мм	Присоединительная резьба
ФР-92/114	92	114	З-76
ФР-114/140	114	140	З-86
ФР-114/146	114	146	З-50
ФР-146	114	146	З-50
ФР-146М	114	146	З-86
МФР-146	114	146	З-50
ФКР-146	114	146	З-50
ФР-168	140	168	З-88
ФР-219	185	219	З-171

8.3.2. МАГНИТНЫЕ ЛОВИТЕЛИ

Магнитные ловители предназначены для извлечения из скважины мелких металлических предметов, обладающих ферромагнитными свойствами.

Отечественной промышленностью выпускаются магнитные ловители по шифрами ФМ, ФЛМ, ФМЗ, МЛ, МСМ, Титан, УОЗ1.

Магнитный фрезер-ловитель типа ФМ (рис. 8.43) состоит из переводника *1*, корпуса *2* и магнитной системы *3*. Нижняя часть корпуса изготовлена в виде фрезерной воронки. Магнитная система представляет набор постоянных магнитов марки ЮН14ДК25БА, которые размещены в металлическом стакане, служащем магнитопроводом. Основные параметры магнитных ловителей типа ФМ приведены в табл. 8.63.

Замковая резьба на верхнем конце переводника обеспечивает присоединение фрезера-ловителя к колонне бурильных труб.

Поток промывочной жидкости направляется по периферии магнитной системы.

Нормальный режим работы магнитных фрезеров определяется номинальной осевой нагрузкой 0,03 — 0,12 кН при частоте вращения ротора от 0,3 до 1,0 $с^{-1}$ и производительности насоса от 12 до 20 л/с (в зависимости от типоразмера фрезера).

Изготовитель: ОАО « Нефтебур» .

Магнитный фрезер-ловитель типа ФЛМ (рис. 8.44, *а*) предназначен

Таблица 8.63

Технические характеристики магнитных ловителей типа ФМ

Тип ловителя	Грузоподъемность условная, кг	Осевая нагрузка, кН	Частота вращения, об/мин	Присоединительная резьба	Основные размеры, мм		Масса, кг
					D	*L*	
ФМ-88	70	0,03	20—60	З-66	88	380	17
ФМ-103	80	0,04		З-76	103	400	23
ФМ-118	100	0,05		З-76	118	400	24
ФМ-135	120	0,06		З-88	135	400	38
ФМ-150	240	0,07		З-88	150	420	45
ФМ-170	280	0,08		З-121	170	430	55
ФМ-195	325	0,09		З-147	195	440	110
ФМ-225	560	0,10		З-147	225	525	130
ФМ-270	680	0,11		З-147	270	525	160
ФМ-315	1200	0,12		З-147	315	600	210

Рис. 8.43. Магнитный фрезер-ловитель типа ФМ:
1 — переводник; *2* — корпус фрезера; *3* — система магнитная

Рис. 8.44. Фрезеры-ловители магнитные конструкции ЗАО завод «ИЗМЕРОН»:
а — типа ФЛМ; *б* — типа ФМЗ с механическим захватом

для извлечения из скважины предметов, обладающих ферромагнитными свойствами, в том числе изготовленных из твердого сплава. Конструкция ловителей обеспечивает подачу промывочной жидкости на забой (центральная схема промывки). Ловители могут эксплуатироваться в скважинах при температуре от −10 до +120 °С. По требованию заказчика ловители могут комплектоваться воронками или защитными кольцами. Ловители выпускаются с правой или левой замковой присоединительной резьбой.

Основные параметры магнитных фрезеров-ловителей типа ФЛМ приведены в табл. 8.64.

Изготовитель: ЗАО завод «ИЗМЕРОН».

Магнитный фрезер-ловитель с механическим захватом типа ФМЗ (рис. 8.44, *б*) предназначен для извлечения из скважины частей и деталей породоразрушающего инструмента и элементов бурильной колонны с помощью механического захвата, а также предметов, обладающих ферромагнитными свойствами с помощью магнитной системы. Конструкция ловителей обеспечивает подачу промывочной жидкости на забой. Ловители могут эксплуатироваться в скважинах при температуре от −10 до +120 °С.

Ловители выпускаются с правой или левой замковой присоединительной резьбой.

По требованию заказчика любой типоразмер ловителя может быть укомплектован механическим захватом любого типа. Выпускаются механические захваты трех типов:

Таблица 8.64

Технические характеристики магнитных фрезеров-ловителей типа ФЛМ

Тип	Условная грузоподъемность, кН, не менее	Максимальный диаметр, мм	Присоединительная резьба по ГОСТ 28487—90
ФЛМ 88 ФЛМ 103 ФЛМ 108 ФЛМ 109 ФЛМ 115 ФЛМ 118	2,5	88 103 108 109 115 118	З-66
ФЛМ 120 ФЛМ 124 ФЛМ 125		120 124 125	З-76
ФЛМ 135 ФЛМ 140	4,5	135 140	З-88
ФЛМ 150	6,5	150	
ФЛМ 180		180	З-117
ФЛМ 184 ФЛМ 195 ФЛМ 205 ФЛМ 210	8,5	184 195 205 210	
ФЛМ 260	9,0	260	З-147
ФЛМ 270 ФЛМ 315	10,0	270 315	

типа ЗМ 1 — для удержания предметов с максимальным размером поперечного сечения не менее 15 мм;

типа ЗМ 2 — для удержания предметов с максимальным размером поперечного сечения не менее 30 мм;

типа ЗМ 3 — для удержания предметов с максимальным размером поперечного сечения не менее 50 мм.

Основные параметры фрезеров-ловителей магнитных типа ФМЗ с механическим захватом приведены в табл. 8.65.

Изготовитель: ЗАО завод «ИЗМЕРОН».

Таблица 8.65

Технические характеристики магнитных фрезеров-ловителей типа ФМЗ с механическим захватом ЗАО завод «ИЗМЕРОН»

Показатель	ФМЗ 88	ФМЗ 118	ФМЗ 135	ФМЗ 140	ФМЗ 170	ФМЗ 195	ФМЗ 225	ФМЗ 270	ФМЗ 315
Условная грузоподъемность магнитной системы, кН, не менее	1,7	2,5	4,5		6,5	8,5	9,0	10,0	
Грузоподъемность механического захвата, кН, не менее	1,0	1,5	2,0		2,5	3,0	4,5	5,5	6,5
Максимальный диаметр, мм	88	118	135	140	170	195	225	270	315
Расстояние между лепестками механического захвата и магнитной системой, мм	105	140	140	230	210	150	400	150	280
Присоединительная резьба по ГОСТ 28487—90	З-66	З-76	З-88		З-117			З-147	

Рис. 8.45. Магнитный ловитель типа МЛ:
1 — переводник; *2* — корпус; *3* — магнитная вставка; *4* — воронка короткая; *5* — воронка удлиненная; *6* — воронка фрезерующая

Рис. 8.46. Магнитный струйный металлоуловитель типа МСМ конструкции ОАО «ВНИИТнефть»

Магнитный ловитель типа МЛ (рис. 8.45) состоит из корпуса *2*, переводника *1*, магнитной вставки *3* и воронки *4*. Воронки могут быть изготовлены в трех вариантах исполнения: воронка короткая, удлиненная и в виде кольцевого фрезера с наплавкой карбидом вольфрама. Для пропуска промывочной жидкости в магнитной вставке выполнены сквозные каналы.

Номенклатура и основные параметры ловителей типа МЛ приведены в табл. 8.66.

Изготовитель: ЗАО «Сиб. Трейд. Сервис».

Магнитный струйный металлоуловитель типа МСМ (рис. 8.46) предназначен для извлечения с забоя нефтяных и газовых скважин мелких металлических предметов. Основные параметры магнитных ловителей типа МСМ приведены в табл. 8.67.

Таблица 8.66

Технические характеристики магнитных ловителей типа МЛ

Показатель	МЛ82	МЛ89	МЛ102	МЛ114	МЛ127	МЛ135	МЛ140
Наружный диаметр, мм	82,6	88,9	101,6	114,3	127,0	135,0	139,7
Условная грузоподъемность, кг	200	200	300	300	400	400	400
Присоединительная резьба	З-66	З-73	З-73	З-76	З-76	З-88	З-88

Продолжение табл. 8.66

Показатель	МЛ146	МЛ152	МЛ170	МЛ188	МЛ198	МЛ203	МЛ228
Наружный диаметр, мм	146	152,4	170,0	177,8	198,0	203,2	228,6
Условная грузоподъемность, кг	600	600	600	800	1000	1000	1000
Присоединительная резьба	З-88	З-88	З-133	З-133	З-147	З-147	З-147

Таблица 8.67

Технические характеристики магнитных ловителей типа МСМ

Тип магнитного металлоуловителя	Диаметр обсадной колонны, мм	Диаметр корпуса, мм	Диаметр коронки, мм
МСМ-112	140 – 146	108	112
МСМ-130	168	127	130
МСМ-180	219	170	180
МСМ-200	245	190	200
МСМ-275	324	235	275
МСМ-330	377	235	330
МСМ-374	426	235	374

В ловителях типа МСМ применяются высокоэнергетические магниты, коэрцетивная сила которых практически в 10 раз превышает силу ранее используемых магнитов.

Изготовители:

ОАО «ВНИИТнефть».

ЗАО «Полимермаш».

Скважинный магнитный ловитель типа «Титан» предназначен для очистки забоев строящихся скважин различного диаметра на любой глубине от ферромагнитных предметов, включая крупные стальные обломки, до твердосплавных зубьев шарошек, обладающих слабыми ферромагнитными свойствами.

Достоинства СМЛ типа «Титан»:

значительно большая грузоподъемная сила магнитов по сравнению с существующими конструкциями магнитных ловителей;

уникальная улавливающая способность, позволяющая притягивать шарошки и твердосплавные зубья с силой и на расстояниях, кратно больших, чем у существующих ловителей;

увеличенный срок службы;

возможность осевого перемещения магнитной системы в корпусе СМЛ;

полное отсутствие залипания на стенках обсадных труб.

Номенклатура и основные параметры магнитных ловителей типа «Титан» приведены в табл. 8.68.

Изготовитель: ОАО НПО «Буровая техника».

Таблица 8.68

Технические характеристики магнитного ловителя типа «Титан» [49]

Тип ловителя	Наружный диаметр, мм	Грузоподъемность, кН
СМЛ «Титан»-88	88	1,6
СМЛ «Титан»-103	103	2,5
СМЛ «Титан»-115	115	3,5
СМЛ «Титан»-135	135	4,3
СМЛ «Титан»-150	150	6,7
СМЛ «Титан»-170	170	7,2
СМЛ «Титан»-195	195	10,0
СМЛ «Титан»-225	225	12,4
СМЛ «Титан»-245	245	14,5
СМЛ «Титан»-270	270	19,6
СМЛ «Титан»-315	315	25,0
СМЛ «Титан»-370	370	32,5
СМЛ «Титан»-420	420	39,6
СМЛ «Титан»-460	460	47,0

Рис. 8.47. Устройства для очистки забоя скважин типов УОЗС и УОЗ1:
а — типа УОЗС; *б* — типа УОЗ1; *1* — переводник; *2* — корпус; *3* — головка разрушающая

Устройства очищающие типа УОЗС и УОЗ1 (рис. 8.47) на постоянных магнитах для очистки забоя скважин от металла применяется как в обсаженных, так и необсаженных стволах скважин совместно с колонной бурильных труб при ликвидации аварий, связанных с оставлением на забое частей и деталей породоразрушающего инструмента и элементов бурильной колонны; профилактической очистке забоя скважины в процессе бурения; капитальном ремонте скважин.

Устройства УОЗС и УОЗ1 выпускают с правой и левой присоединительными резьбами. Устройство представляет собой магнитную систему, состоящую из центрального магнитопровода, магнитов и четырех сегментов, смонтированных в корпусе *2*. Магнитная система выполнена из четырех сегментов одноименной полярности и центрального магнитопровода противоположной полярности, имеющего форму четырехугольной призмы. В центральном магнитопроводе имеется промывочное отверстие. Для соединения с бурильной колонной предусмотрен переводник *1*. Спускают устройства УОЗС и УОЗ1 с вращением. Не доходя до забоя скважины, проводят циркуляцию промывочной жидкости, которая проходит через промывочное отверстие и очищает металлические предметы от осажденных частиц породы. Одновременно происходит разрушение осадка головкой *3* с зубцами. Устройство опускают до забоя и останавливают циркуля-

Таблица 8.69

Технические характеристики устройства очищающего типа УОЗ1

Показатели	УОЗ1-115, УОЗ1-115Л	УОЗ1-195, УОЗ1-195Л
Грузоподъемность, кН	3,8	10,0
Осевая нагрузка, кН	5	10
Частота вращения устройства, $с^{-1}$	0,33	1,0
Расход промывочной жидкости, л/с	12	20
Рабочая среда	Буровой раствор, шлам, нефть, газ и их смеси	
Максимальная температура рабочей среды, °С	250	250
Габаритные размеры, мм:		
диаметр	115	195
длина	440	630
Масса, кг	28	80

цию жидкости. Улавливаемые металлические предметы под действием магнитного поля притягиваются к полюсам магнитной системы и поднимаются вверх вместе с колонной труб.

Основные параметры очищающего устройств типа УОЗ приведены в табл. 8.69.

Изготовители:

ОАО «Нефтебур» — типа УОЗ1.

ЗАО завод «ИЗМЕРОН» — типа УОЗС.

8.3.3. МЕТАЛЛОУЛОВИТЕЛИ

Металлоуловители предназначены для обеспечения подъема с забоя и улавливания мелких кусочков металла и крупных кусков обвального шлама, скопившихся на забое строящейся скважины.

Отечественной промышленностью освоен серийный выпуск металлошламоуловителей под шифрами ШМУ, УМК и др.

Металлошламоуловитель имплозийный типа «Барс» предназначен для очистки забоя скважины от посторонних предметов массой до 20 кг и очистки «головы» прихваченного инструмента после фрезерования. Его основные достоинства следующие:

обеспечивает спуск в скважину с возможностью промывки и проработки ствола скважины;

срабатывает только по команде с поверхности по гидравлическому каналу управления;

гарантирует очистку забоя от посторонних предметов; обеспечивает экономию долот и торцевых фрезеров;

исключает потерю проходки на долото и снижение механической скорости;

предотвращает заклинивание инструмента оставленной шарошкой;

экономит время и затраты на ликвидацию аварий;

необходимое время для подготовки к работе на буровой — не более 15 мин. Основные параметры металлошламоуловителей типа «Барс» приведены в табл. 8.70

Изготовитель: НПП «Азимут».

Шламоуловитель типа ШМУ и УМК (рис. 8.48) состоит из корпуса и корзины и предназначены для улавливания обломков разрушаемых в скважине металлических объектов и отдельных фрагментов вооружения породоразрушающих инструментов (долот, калибраторов, фрезеров и т.д.).

Таблица 8.70

Технические характеристики металлошламоуловителя типа «Барс» конструкции НПП «Азимут»

Показатели	ШМУ-114	ШМУ-195
Минимальный размер улавливаемых частиц, мм	5	5
Максимальный проходной диаметр ствола ловителя, мм	85	150
Габаритные размеры, мм:		
диаметр наружный корпуса	114	195
диаметр наружный коронки	118	212,7
длина	10 000	5 000
Масса, кг	350	500

Рис. 8.48. Шламоуловители конструкции ЗАО завод «ИЗМЕРОН»:
а — типа ШМУ НМ; *б* — типа ШМУ ММ

Шламометаллоуловители выпускаются с правой или левой присоединительной замковой резьбой следующих видов:

по длине — короткий (К) для использования в компоновке с долотом, средний (С) и длинный (Д) — для использования в компоновке с фрезером;

по виду присоединительных элементов — сверху — ниппель, снизу муфта (НМ), сверху и снизу — муфта (ММ).

Основные параметры шламометаллоуловителей типа ШМУ приведены в табл. 8.71.

Изготовители:

ЗАО завод «ИЗМЕРОН» — типа ШМУ.

ОАО НПО «Буровая техника».

ОАО «Нефтебур» — типа ШМУ.

Таблица 8.71

Технические характеристики шламоуловителя типа ШМУ конструкции ЗАО завод «ИЗМЕРОН»

Тип шламоуловителя	Наружный диаметр корзины, мм	Глубина корзины, мм	Присоединительная резьба по ГОСТ 28487—90	
			Верхняя	Нижняя
ШМУ-К-НМ-108 ШМУ-С-НМ-108 ШМУ-Д-НМ-108	108	250 500 750	Ниппель З-76	Муфта З-76
ШМУ-К-НМ-112 ШМУ-С-НМ-112 ШМУ-Д-НМ-112	112	250 500 750	Ниппель З-76	Муфта З-76
ШМУ-К-ММ-114 ШМУ-Д-ММ-114	114	250 750	Муфта З-86	Муфта З-86
ШМУ-К-НМ-127 ШМУ-С-НМ-127 ШМУ-Д-НМ-127	127	250 500 750	Ниппель З-88	Муфта З-88
ШМУ-К-НМ-133 ШМУ-С-НМ-133 ШМУ-Д-НМ-133	133	250 500 750		
ШМУ-К-НМ-136 ШМУ-С-НМ-136 ШМУ-Д-НМ-136	136	250 500 750		
ШМУ-С-НМ-195	195	500	Ниппель З-117	Муфта З-117

8.3.4. ОТКЛОНИТЕЛИ

Отечественной промышленностью выпускаются отклонители (уипстоки) под шифрами ОТЗ и ПУ.

Отклонители типа ОТЗ (рис. 8.49) предназначены для обеспечения необходимого отклонения от оси основного ствола скважин при прорезании «окна» в обсадной колонне, а также отклонения инструмента при бурении

Рис. 8.49. Отклонители типа ОТЗ конструкции Хадыженского МЗ:
1 — переводник; *2* — клин спускной; *3* — болт; *4* — клин-отклонитель; *5*, *9* — винт специальный; *6* — корпус; *7* — плашкодержатель; *8* — плашки

второго ствола. Отклонители устанавливают на забой естественный или искусственный. Угол наклона клина — 2,5°. Основные параметры отклонителей типа ОТЗ приведены в табл. 8.72.

Отклонитель типа ОТЗ состоит из трех узлов: узла опоры и закрепления, клина-отклонителя *4* и спускного клина *2*. Узел опоры и закрепления позволяет посадить отклонитель на забой и закрепить его в обсадной колонне при помощи трехплашечной системы, исключая возможность проворачивания отклонителя при зарезке «окна» и бурении второго ствола. Клин-отклонитель имеет наклонную поверхность в виде желоба, задающего направление и увеличивающего площадь опоры режущего инструмента. Спускной клин служит для спуска и установки отклонителя в скважину.

Фиксация плашек *8* в утопленном положении обеспечивается плашкодержателем *7*, соединенным с корпусом *6* при помощи двух специальных винтов *9*. Узел опоры и закрепления соединен с клином-отклонителем опорными поверхностями, скошенными под углом 30° и имеющими профиль поперечного сечения типа «ласточкин хвост». Взаимному произвольному перемещению клина-отклонителя и узла-опоры и закрепления препятствует специальный винт *5*. Клин-отклонитель соединен со спускным клином при помощи двух болтов *3*. К спускному клину на резьбе закреплен переводник *1* для соединения с колонной бурильных труб. Отклонитель на колонне бурильных труб спускают в скважину и резко сажают на забой. При посадке происходит срезание специальных винтов и болтов, в результате чего клин-отклонитель вместе с опорой остается в скважине, а освобожденный спускной клин поднимают на поверхность.

Изготовители:

Ишимбайский МЗ.

ОАО «Хадыженский машзавод» — типа ОТЗ 112-140.

Отклонитель (уипсток) подвесной типа ПУ предназначен для герме-

Таблица 8.72

Технические характеристики клина-отклонителя типа ОТЗ

Тип отклонителя	Условный диаметр обсадных труб, мм	Усилие среза, кН			Основные размеры, мм			Масса со спускным клином, кг
		специальных винтов	специального винта	болтов	Диаметр макс. D	Длина без спускного клина L_1	Длина со спускным клином L	
ОТЗ-115	146	30	40	50	115	5065	5865	315
ОТЗ-134	168	40	60	80	134	5420	6100	416

Таблица 8.73

Технические характеристики подвесных отклонителей типа ПУ конструкции ОАО «Тяжпрессмаш»

Показатель	ПУ-122/146-3,5°	ПУ-140/168-3,5°
Диаметр обсадной колонны для установки устройства в скважине, мм	146	168
Наружный диаметр устройства, мм	122	140
Угол наклона отклоняющего клина, градус	3,5	3,5

тичного отсечения аварийного или намеченного участка и зарезки нового ствола из обсаженной скважины трубами диаметром 146 и 168 мм. Комплект подвесного отклонителя состоит из корпуса отклонителя, переводника, пакерно-якорного узла, переводника, стартовой фрезы, патрубка к гидроприводному пакеру с якорным узлом. Помимо указанного, имеется конструкция комплекта подвесного отклонителя типа ОПУ, предназначенная для ориентированного спуска в обсаженную скважину.

Установка подвесного уипстока и фрезерования окна в обсадной колонне стартовой фрезой осуществляется за одну технологическую операцию. Основные параметры отклонителей подвесных типа ПУ приведены в табл. 8.73.

Изготовитель: ОАО «Тяжпрессмаш».

8.3.5. УДОЧКА ШАРНИРНАЯ

Удочка шарнирная типа УШ (рис. 8.50) предназначена для захвата и последующего извлечения каротажого кабеля, каната и проволок при проведении ловильных работ в нефтяных, газовых и иных скважинах. Удочка шарнирная типа УШ состоит из корпуса *3*, наконечника *7*, переводника *1*, крючков *4*, пружин *5* и осей *6* крючков.

Корпус шарнирной удочки изготавливается из кованой, легированной стали. В верхней части корпуса выполнена замковая резьба для соединения с переводником. В средней — в трех пазах, расположенных в плане под 120° — шарнирно закреплены подпружиненные, нормально раскрытые крючки. В нижней части корпуса с помощью резьбы крепится наконечник

Рис. 8.50. Удочка шарнирная типа УШ конструкции ЗАО «Сиб. Трейд. Сервис»:
1 — переводник; *2* — воронка; *3* — корпус; *4* — крючок; *5* — пружина; *6* — ось; *7* — наконечник

в виде штопора. Для центрирования корпуса в скважине и препятствования перехода захватываемого объекта в пространство над удочкой, на нижнюю часть переводника на резьбе установлена воронка.

Технические характеристики удочки шарнирной типа УШ-50-120

Наружный диаметр корпуса, мм	50
Наружный диаметр воронки, мм	120
Грузоподъемность, кН	280
Присоединительная резьба переводника	З-76
Длина, мм	1600

Изготовитель: ЗАО «Сиб. Трейд. Сервис».

8.4. УСТРОЙСТВА ВЫРЕЗАЮЩИЕ

Назначение — вырезание (удаление) участков обсадной колонны в скважине с целью забуривания нового ствола, вскрытия выше лежащего продуктивного горизонта, обрезки поврежденных участков труб, выполнения изоляционных работ и т.д.

Область применения: восстановление бездействующих, малодебитных или аварийных эксплуатационных скважин, перебуривание нижних интервалов аварийных скважин, ликвидация скважин различного назначения и т.д.

Отечественной промышленностью изготавливаются вырезающие устройства под шифром УВ, УВУ, УВУ-А, ТРГ, МРОК и УФОК.

Вырезающие устройства типа УВ и УВУ (рис. 8.51) состоят из корпуса с центратором *1*, поршня *4*, толкателя *2* и раздвижных резцов *3*, занимающих рабочее положение при прокачивании бурового раствора и вращении в обсадной колонне. В состав устройства входят четыре запасных комплекта сменных резцов с твердосплавным вооружением, позволяющим осуществлять фрезерование обсадной колонны (вместе с соединительной муфтой) со скоростью от 0,4 до 0,8 м/ч (зависит от группы прочности стали обсадных труб). Устройство УВ.114 отличается от остальных устройств способом крепления резцов к корпусу.

Основные параметры вырезающих устройств типа УВУ приведены в табл. 8.74.

Разработчик и изготовитель: ОАО НПО «Буровая техника» — типов УВ и УВУ.

Изготовитель: ОАО «Нефтебур» — типа УВУ.

Вырезающее устройство типа ТРГ (рис. 8.52) не имеет принципиальных конструктивных отличий от устройства типа УВУ и предназначено для той же цели.

Техническая характеристика вырезающего устройства типа ТРГ-146

Наружный диаметр корпуса на основной длине, мм	120
Наружный диаметр центратора, мм	122—128
Максимальный диаметр выдвигаемых лопастей, мм	178
Длина трубореза, мм:	
в транспортном положении	815
в рабочем положении	770
Рекомендуемая осевая нагрузка, т	0,5—1,8
Рекомендуемый расход жидкости, л/с	6—12
Рекомендуемая частота вращения ротора, об/мин	38—42
Присоединительная резьба (муфта)	З-76

Рис. 8.51. Устройства вырезающие конструкции ОАО НПО «Буровая техника»:
а — типа УВ; *б* — типа УВУ; *1* — центратор; *2* — толкатель; *3* — резец; *4* — поршень

Рис. 8.52. Устройство вырезающее типа ТРГ конструкции НПП «Азимут»

Устройства вырезающие прошли промышленные испытания и успешно применялись на нефтегазовых месторождениях Западной Сибири, Северного Кавказа, Оренбургской области, Татарстана, а также Азербайджана, Узбекистана и Вьетнама.

Разработчик и поставщик: НПП «Азимут» — типа ТРГ.

Труборез радиальный типа МРОК (рис. 8.53, *а*) предназначен для отрезания обсадных колонн перед извлечением их на поверхность. Во время работы при резании башмак трубореза опирается на цементный мост или

Рис. 8.53. Труборезы ПО « Белоруснефть» : *а* — типа МРОК; *б* — типа УФОК; *1* — корпус: *2* — резец; *3* — устройство механическое управления резцом; *4* — башмак; *5* — долото

Таблица 8.74

Технические характеристики вырезающих устройств типа УВУ

Показатель	УВ.114	УВУ-А.168	УВУ-А.178	УВУ-А.219	УВ.216	УВ.250
Диаметр корпуса устройства, мм	114	138	148	190	230 и 258	268 и 292
Наружный диаметр обсадной колонны, мм	140 и 146	168	178	219	245 и 273	299 и 324
Диаметр по раскрытым резцам, мм	175	212	220	265	280 и 310	340 и 365
Число резцов в комплекте сборки, шт	5	5	5	5	по 5	по 5
Длина изделия, мм	1955	1916	1916	1916	2030	2100
Масса, кг	125	166	172	212	275	365
Расход бурового раствора, л/с	10—16			10—16	12—20	
Частота вращения устройства, $с^{-1}$	0,5—1,5	0,66—1,17	0,66—1,17	0,66—1,17	0,5—1,0	
Осевая нагрузка на резцы, кН, не более	40	40	40	40	60	
Механическая скорость резания, м/ч	0,5—1,0	0,5—1,0	0,5—1,0	0,3—0,7	0,2—0,6	
Проходка на комплект резцов по трубе из группы прочности «Д», м	Не менее 9	До 18	До 18	До 18	Не установлена	

искусственный забой. Наличие циркуляции промывочной жидкости не обязательно. Труборез состоит из корпуса *1* с верхней и нижней замковыми присоединительными резьбами, выдвижного резца *2*, устройства для механического управления резцом *3* и узла башмака *4*.

В настоящее время освоено производство труборезов с наружным диаметром 108, 178 и 203 мм. Длина трубореза от 1200 до 1500 мм. Расстояние от башмака до резца не регламентируется и может изменяться длиной труб, устанавливаемых между корпусом трубореза и башмаком.

Изготовитель: ПО « Белоруснефть» .

Труборез торцевой типа УФОК (рис. 8.53, *б*) предназначен для торцевания обсадных колонн при забуривании вторых стволов из обсаженных скважин. При торцевании обеспечивается одновременно разрушение стенок обсадных труб и цементного моста внутри обсадной колонны. Наличие циркуляции промывочной жидкости через забой обязательно.

Труборез состоит из корпуса *1* с верхней и нижней муфтовыми присоединительными резьбами, резца *2* с твердосплавным вооружением, механического устройства *3* для управления резцом, соединенного с башмаком *4*, к которому присоединяется пилотное долото.

Освоено производство труборезов с наружным диаметром корпуса 108, 178 и 203 мм и длиной от 1200 до 1500 мм. Размер трубореза выбирается в зависимости от диаметра обсадной колонны.

Изготовитель: ПО « Белоруснефть» .

8.5. УСТРОЙСТВА ДЛЯ ЛИКВИДАЦИИ ПРИХВАТОВ

Устройства для ликвидации прихватов предназначены для создания ударных нагрузок как вниз, так и вверх при ликвидации аварий в нефтяных, газовых и иных скважинах, связанных как с прихватом, вызванным образованием сальников или под действием перепада давления в пластах-коллекторах, так и заклиниванием бурильных, обсадных, насосно-компрессорных труб, а также отдельных элементов трубных колонн, испытателей пластов, калибраторов, долот и ловильного инструмента.

Отечественной промышленностью выпускаются серийно механические ударники типа УМ, гидравлические ударники типов ГУМ, ГУМД и МГ, волновой ударный механизм типа ВУМП и ясс гидромеханический типа ГМ. Кроме того, освоено производство разъединителей колонны (РК), безопасного переводника (БП) и замка безопасного (ЗБ и ЗБП).

Механический ударник типа УМ (рис. 8.54) состоит из корпуса *2*, штока *3*, хвостовика штока *1* и уплотнительных элементов. Корпус состоит из трех частей, соединенных специальными резьбами. В верхней части корпуса выполнена муфтовая присоединительная резьба. На внутренней поверхности нижней части корпуса выполнены шестигранные шлицы, взаимодействующие с ответными шлицами на штоке и служащие для передачи ударником крутящего момента. Нижняя часть штока оканчивается ниппельной замковой резьбой, а к верхней, с помощью специальной резьбы, крепится хвостовик штока. В проточках на наружной поверхности хвостовика, для герметизации подвижного соединения «шток — корпус», установлены уплотнительные кольца.

Основные параметры ударников типа УМ приведены в табл. 8.75.

Изготовитель: ЗАО « Сиб. Трейд. Сервис» .

Рис. 8.54. Механический ударник типа УМ конструкции ЗАО «Сиб. Трейд. Сервис»:
1 — хвостовик; *2* — корпус; *3* — шток

Таблица 8.75

Технические характеристики ударника типа УМ

Показатель	УМ-95	УМ-103	УМ-122
Наружный диаметр, мм	95,5	103	122
Диаметр внутреннего проходного канала, мм	32	32	50
Свободный ход штока, мм	500	500	500
Максимальная растягивающая нагрузка на открытый ударник, кН	1150	1150	1800
Максимальный крутящий момент, передаваемый ударником, кН·м	15,5	15,5	31,0
Присоединительная резьба	З-76	З-76	З-88
Масса, кг	50	56	86

Гидравлический ударный механизм типов ГУМ и ГУМД (рис. 8.55) состоит из корпуса *3*, шпинделя *4*, дросселя *5*, разрывного звена *6*. Применяется в составе бурового инструмента (встраивается в бурильную колонну в начале работы) и самостоятельно (в случае аварии). Механизм включается срабатыванием разрывного звена *6*. Шпиндель *4* ударяет по корпусу *3* вверх при растяжении трубной колонны и вниз при ее сжатии. Места соударения при срабатывании вверх *2* и вниз *1* для механизмов двойного действия. Интенсивность удара легко регулируется оператором (бурильщиком) с поверхности. Механизм работает в любом буровом растворе.

Основные параметры гидравлических ударных механизмов типа ГУМ и ГУМД приведены в табл. 8.76.

Изготовители:

ОАО НПО «Буровая техника».

ОАО «Нефтебур».

Ударник гидравлический типа МГ (рис. 8.56) состоит из корпуса *3*, штока *2*, переводника *1*, поршня *4* и набора уплотнительных элементов. К верхней части штока, на резьбе специального профиля, крепится переводник с присоединительной замковой резьбой (муфта), к нижней — хвостовик штока. Между цилиндрическим выступом штока и хвостовиком установлен поршень. Корпус состоит из трех частей, соединенных специальными резьбами. На внутренней поверхности верхней части корпуса вы-

Рис. 8.55. Гидравлический ударный механизм типов ГУМ и ГУМД конструкции ОАО НПО «Буровая техника»:
1, 2 — места соударения при срабатывании вверх и вниз; *3* — корпус; *4* — шпиндель; *5* — дроссель; *6* — звено разрывное

Таблица 8.76

Технические характеристики гидравлических ударных механизмов типа ГУМ и ГУМД

Показатель	ГУМ90	ГУМ115	ГУМ127	ГУМ162	ГУМД127	ГУМД 195
Диаметр, мм						
наружный	91	115	127	164	127	195
внутренний	24	25	38	50	38	71
Длина, мм	2755	2354	2905	2319	4420	5530
Максимальный удар, кН	1250	2050	2500	3500	2400	5200
Крутящий момент, кН·м, не более:						
правый	10	26	30	40	25	50
левый	—	—	—	20	10	30
Наработка на отказ ударов, не менее	500	350	500	500	500	350
Средний ресурс до списания, ч, не менее	1500	1000	1500	1500	1500	1500
Масса, кг	115	140	240	300	370	950

Примечание. ГУМД — механизм двойного действия (вверх и вниз).

полнены шлицы, взаимодействующие с ответными шлицами на штоке и служащие для передачи гидроударником крутящего момента. На поверхности средней части корпуса, контактирующей с поршнем, выполнены канавки для перетока жидкости. Нижняя часть корпуса оканчивается ниппелем с присоединительной замковой резьбой. Внутренняя полость гидроударника заполнена специальным маслом. Все соединения деталей снабжены уплотнительными кольцами. Заправка гидроударника маслом осуществляется через отверстия в корпусе, закрывающиеся специальными резьбовыми пробками.

Основные параметры гидроударников типа МГ приведены в табл. 8.77.

Изготовитель: ЗАО «Сиб. Трейд. Сервис».

Рис. 8.56. Ударник гидравлический типа МГ конструкции ЗАО «Сиб. Трейд. Сервис»:
1 — переводник соединительный; *2* — шток; *3* — корпус; *4* — поршень; *5* — хвостовик штока

Таблица 8.77

Технические характеристики гидроударников типа МГ

Показатель	МГ-95	МГ-103	МГ-122
Наружный диаметр, мм	95,5	103	122
Диаметр внутреннего проходного канала, мм	32	38	50
Свободный ход штока, мм	100	100	120
Максимальная растягивающая нагрузка на гидроударник для нанесения удара, кН	230	230	350
Максимальная растягивающая нагрузка на открытый гидроударник после удара, кН	1200	1200	2000
Максимальный крутящий момент, передаваемый ударником, кН·м	15,5	15,5	31,0
Присоединительная резьба	З-76	З-76	З-88
Масса, кг	66	75	90

Усилитель гидроударника типа УГ (рис. 8.57) предназначен для повышения эффективности работы гидроударника при создании ударных нагрузок в процессе ликвидации аварий в строящихся или ремонтируемых скважинах, связанных с прихватом, вызванным сальникообразованием или заклиниванием бурильных, обсадных или насосно-компрессорных труб, элементов трубных колонн, испытателей пластов, калибраторов, долот и ловильного инструмента и т.п. Применение усилителя гидроударника позволяет увеличить силу удара гидроударника и снизить воздействие на ловильную колонну, особенно при работе гидроударника на небольших глубинах или в глубоких наклонно направленных скважинах.

УГ состоит из корпуса *3*, штока *2*, переводника *1* и набора уплотнительных элементов. К верхней части штока, на резьбе специального профиля, крепится переводник с замковой присоединительной резьбой (муфта), к нижней — хвостовик штока. Между цилиндрическим выступом штока и хвостовиком установлен набор шевронных уплотнений. Корпус состоит из четырех частей, соединенных специальными резьбами. На внутренней поверхности верхней части корпуса выполнены шлицы, взаимодействующие с ответными шлицами на штоке и служащие для передачи усилителем гидроударника крутящего момента. Нижняя часть корпуса оканчивается ниппельной присоединительной резьбой. Внутренняя полость усилителя гидроударника заполнена специальной жидкостью с высокими показате-

Рис. 8.57. Усилитель гидроударника типа УГ конструкции ЗАО «Сиб. Трейд Сервис»:
1 — переводник соединительный; *2* — шток; *3* — корпус; *4* — уплотнение шевронное; *5* — хвостовик штока

Таблица 8.78

Технические характеристики усилителей гидроударника типа УГ

Показатель	УГ-95	УГ-103	УГ-122
Наружный диаметр, мм	95,5	103	122
Диаметр внутреннего проходного канала, мм	32	38	50
Полный ход штока, мм	200	200	225
Минимальная растягивающая нагрузка на усилитель гидроударника для обеспечения эффективного удара, кН	136	136	250
Растягивающая нагрузка на усилитель гидроударника, необходимая для полного раскрытия, кН	198	198	360
Максимальная растягивающая нагрузка на открытый усилитель гидроударника после удара, кН	1400	1400	2200
Максимальный крутящий момент, передаваемый усилителем гидроударника, кН·м	15,5	15,5	31,0
Присоединительная резьба	З-76	З-76	З-88
Масса, кг	110	150	210

лями сжимаемости. Все соединения деталей снабжены уплотнительными кольцами. Заправка усилителя гидроударника жидкостью осуществляется через отверстия в корпусе, закрывающиеся специальными резьбовыми пробками.

Основные параметры усилителя гидроударника типа УГ приведены в табл. 8.78.

Изготовитель: ЗАО «Сиб. Трейд. Сервис».

Яссы гидромеханические типа ГМ (рис. 8.58, *а*) предназначены для создания ударных нагрузок при ликвидации аварий в скважине. Конструкция яссов позволяет производить удары вверх, вниз или вверх и вниз. Яссы имеют два режима работы: механический и гидромеханический, причем в последнем режиме рабочим давлением является давление промывочной жидкости.

Основные параметры яссов типа ГМ приведены в табл. 8.79.

Вместе с яссами используют **компенсаторы механические типа КМ** (рис. 8.58, *б*) для гашения упругих колебаний колонны труб. Конструкция компенсаторов позволяет передавать крутящий момент.

Основные параметры компенсаторов типа КМ приведены в табл. 8.80.

Изготовитель: ЗАО завод «ИЗМЕРОН».

Волновой ударный механизм типа ВУМП (рис. 8.59) предназначен для

Рис. 8.58. Ясс гидромеханический типа ГМ и компенсатор механический типа КМ конструкции ЗАО завод «ИЗМЕРОН»:
а — ясс гидромеханический типа ГМ; *б* — компенсатор механический типа КМ

Рис. 8.59. Волновой ударный механизм типа ВУМП для ликвидации прихватов конструкции ЗАО завод «ИЗМЕРОН»:
1 — ясс типа ГМ; *2* — компенсатор типа КМ; *3* — замок безопасный типа ЗБП

ликвидации прихватов колонны труб при капитальном ремонте скважин. В состав каждого механизма входят ясс гидромеханический типа ГМ, компенсатор механический типа КМ, замок безопасный типа ЗБП.

Основные параметры волнового ударного механизма типа ВУМП приведены в табл. 8.81.

Изготовитель: ЗАО завод «ИЗМЕРОН».

Таблица 8.79

Технические характеристики яссов гидромеханических типа ГМ

Показатель	ГМ-95	ГМ-120
Наружный диаметр, мм	95	120
Внутренний диаметр, мм	24	40
Наибольшая сила удара, кН	250	1350
Наибольший передаваемый крутящий момент, кН·м	1,5	3,0
Наибольшая растягивающая нагрузка на открытый ясс, кН	1200	2000
Присоединительная резьба по ГОСТ 28487—90	З-76	З-88
Свободный ход штока ясса, мм	400	600
Масса, кг	60	90

Таблица 8.80

Технические характеристики компенсаторов механических типа КМ

Показатель	КМ-95	КМ-120
Наружный диаметр, мм	95	120
Наибольший передаваемый крутящий момент, кН·м	1,5	3,0
Присоединительная резьба по ГОСТ 28487—90	З-76	З-88
Свободный ход штока ясса, мм	400	600

Таблица 8.81

Технические характеристики волновых ударных механизмов типа ВУМП

Показатель	ВУМП-95	ВУМП-120
Наружный диаметр, мм	95	120
Наибольшая сила удара, кН	250	1350
Наибольший передаваемый крутящий момент, кН·м	1,5	3,0
Присоединительная резьба по ГОСТ 28487—90	З-76	З-88

Разъединитель колонны типа РК – безопасный переводник типа БП (рис. 8.60) предназначены для отсоединения от прихваченного бурового инструмента в заданном месте с последующим присоединением ловильной компоновки к ловильной резьбе РК. РК и БП применяются в составе компоновки низа бурильной колонны и работают как обычный переводник. Осевая нагрузка и крутящий момент передаются от ниппеля *1* к корпусу *2* через продольные шлицы *9* и торцевые зубья *6*. Для отсоединения бурильной колонны по РК в трубы сбрасывают шар, который перекрывает канал по втулке *7*. Под действием давления срабатывают разрывные болты *4*. Муфта *8* перемещается вниз, освобождая зацепления. Фиксация левой резьбы *3* снимается и по ней осуществляется разъединение колонны правым вращением труб ротором.

Основные параметры разъединителей и безопасных переводников приведены в табл. 8.82.

Изготовители:

ОАО НПО «Буровая техника».

ОАО «Нефтебур».

Замки безопасные типов ЗБ и ЗБП (рис. 8.61) предназначены для быстрого разъединения колонны труб в месте его установки путем приложения момента отвинчивания меньшего, чем моменты отвинчивания всех других замковых соединений.

Замки выпускаются с правой или левой замковой присоединительной резьбой.

Основные параметры безопасных замков приведены в табл. 8.83.

Изготовитель: ЗАО завод «ИЗМЕРОН».

Глубинный предохранительный клапан-отсекатель типа КОП-73 с автономным приводом (рис. 8.62) предназначен для оперативного перекрытия трубного канала лифтовой колонны с целью исключения возможности возникновения открытого (неконтролируемого) фонтанирования пласто-

Рис. 8.60. Разъединитель колонны типа РК – безопасный переводник типа БП конструкции ОАО НПО «Буровая техника»:
1 – ниппель; *2* – корпус; *3* – резьба левая; *4* – болт разрывной; *5* – резьба ловильная; *6* – зубья торцевые; *7* – втулка; *8* – муфта; *9* – шлицы продольные

Рис. 8.61. Замки безопасные типов ЗБ и ЗБП конструкции ЗАО завод «ИЗМЕРОН»:
а – замок типа ЗБ; *б* – замок типа ЗБП

Рис. 8.62. Глубинный предохранительный клапан-отсекатель с автономным приводом типа КОП-73 конструкции ООО «Фирма «Подземнефтегазсервис»:
1 – гайка верхняя; *2* – корпус; *3* – втулка; *4* – гайка нижняя; *5* – вкладыш; *6* – запорный орган; *7* – опора

вого флюида в процессе заканчивания строительства или ремонта скважины. Место установки клапана-отсекателя типа КОП-73 – в составе лифтовой колонны. Клапан состоит из корпуса *2*, выполненного из стали 40ХН, верхней *1* и нижней *4* гаек, втулки *3*, вкладыша *5*, запорного органа *6* и опоры *7*.

Климатическое исполнение – УХЛ, группа условий эксплуатации 5 по ГОСТ 15150–69.

Конструктивной особенностью клапана-отсекателя является возможность настройки перекрывающего устройства (шара) на различные условия эксплуатации.

Таблица 8.82

Технические характеристики разъединителей колонны типа РК и безопасных переводников типа БП конструкции ОАО НПО «Буровая техника»

Показатель	РК90	БП120	БП127	РК133	РК146	БП165	БП178	БП203
Диаметр, мм:								
наружный	89	120,6	127	133	146	165,1	178	203
по пояскам над резьбами	92	123	130	133	150	165,1	181	203
внутренний	18	57	30 и 42	42	42	57,1	41 и 60	61 и 71
Длина, мм	750	1108	1000	1000	925	1140	960	1175
Диаметр шара, мм	22	60	36 и 46	46	48	61,9	48 и 67	67 и 75
Перепад давления на шаре, МПа	10	10	10	10	13	10	13,5	10
Крутящий момент на разъединение, кН·м	3,0	5,0	3,5	2,75	4,5	8,0	4,5	10
Присоединительная резьба	З-73	З-102 3 1/2"IF	З-108	З-108	З-121	З-133 4 1/2"IF	З-147	З-152 6 1/2"Reg
Масса, кг	29	75	75	76	78	150	125	220
Наработка на отказ, ч	100	120	100	100	100	100	100	100
Средний ресурс, ч	400	500	500	500	500	500	500	500
Средний ресурс по числу разъединений,	5	5	5	5	5	5	6	6

Таблица 8.83

Технические характеристики замков безопасных типов ЗБ и ЗБП

Показатель	ЗБ-165,1	ЗБП-95	ЗБП-120
Наружный диаметр, мм	165,1	95	120
Наибольшая осевая нагрузка, кН	3000	1200	1500
Внутренний диаметр, мм	83	–	–
Длина, мм	800	–	–
Присоединительная резьба по ГОСТ 28487–90	З-133	З-76	З-88
Соединительная резьба	Спец. 133×20	–	–
Допускаемый крутящий момент, Н·м	90 000	1 500	3 000

Техническая характеристика глубинного предохранительного клапана-отсекателя типа КОП-73 конструкции ООО «Фирма «Подземнефтегазсервис»

Рабочее давление, МПа	35
Пробное давление, МПа	70
Класс герметичности запорного органа при рабочем давлении (ГОСТ 9544–93)	А
Рабочая среда	Газ, нефть, конденсат, пластовая вода и их смеси
Диаметр внутреннего прохода, мм	62
Присоединительная резьба по ГОСТ 633–80	НКТ-73
Средняя наработка до отказа, циклов	100
Срок службы, лет	10
Габаритные размеры, мм:	
длина	650
диаметр	114
Масса, кг	25

Разработчик: ООО «Фирма «Подземнефтегазсервис».
Изготовитель: Воронежский МЗ.

8.6. ИНСТРУМЕНТЫ ТРОСОВОЙ ТЕХНИКИ

К инструментам тросовой техники относятся спускатели, извлекатели и якоря различной конструкции. Отечественной промышленностью освоен выпуск спускателей типов ИСП и ТС, извлекателей типа ТИ и якорей типа ТЯ.

Спускатели и извлекатели предназначены для спуска, установки, захвата и извлечения в лифтовых колоннах нефтяных, газовых и геологоразведочных скважин якоря с присоединенным манометром, геофизическим прибором или другим скважинным устройством.

Спускатель типа ТС (рис. 8.63) состоит из корпуса и механизма захвата и освобождения. Корпус спускателя состоит из трех частей, соединенных с помощью метрических резьб. Верхняя часть корпуса оканчивается ниппельной присоединительной резьбой для крепления ловильной головки с устройством закрепления проволоки. Механизм захвата и освобождения, размещенный в верхней и средней частях корпуса, включает подпружиненные, шарнирно закрепленные коромысла с выступами на нижних концах. Коромысла служат для удержания якоря за ловильную головку. Нижняя часть корпуса служит кожухом для удержания эксцентрика якоря в транспортном положении и предотвращения преждевременной фиксации якоря в процессе спуска. Основные параметры спускателя приведены в табл. 8.84.

Изготовитель: ЗАО «Сиб. Трейд. Сервис».

Извлекатель скважинного прибора типа ИСП (рис. 8.64) представляет собой глубинный снаряд, предназначенный для ликвидации прихватов геофизического кабеля и приборов в открытом и обсаженном стволе скважин

Рис. 8.63. Спускатель типа ТС конструкции ЗАО «Сиб. Трейд. Сервис»

Рис. 8.64. Извлекатель скважинного прибора типа ИСП конструкции НПП «Сиббурмаш»: *1* — переводник верхний; *2* — корпус; *3* — узел захвата кабеля; *4* — узел среза кабеля; *5* — узел захвата прибора; *6* — воронка направляющая

Таблица 8.84

Технические характеристики спускателя, извлекателя и якоря конструкции ЗАО «Сиб. Трейд. Сервис»

Показатель	ТС-73	ТИ-73	ТЯ-73
Условный диаметр лифтовой колонны, мм	73	73	73
Наружный диаметр корпуса, мм	42	46	46
Диаметр по плашкам центратора, мм	–	52	56
Присоединительная резьба	М20	М20	М20
Длина, мм	315	670	120

путем захвата прихваченного скважинного прибора, оснащенного кабельным наконечником и спущенного в скважину на грузонесущем кабеле, а затем зажима и среза кабеля.

В комплект поставки извлекателя типа ИСП входят:

глубинный снаряд, оснащенный узлами захвата кабеля и прибора и узлом среза кабеля;

комплекс наземного оборудования, включающий блок, вилку, груз и устройство для пропуска кабеля через трубы.

Техническая характеристика извлекателя типа ИСП-168

Наружный диаметр корпуса, мм	168
Минимальный внутренний диаметр скважины (обсадной колонны), в которую возможен спуск ИСП, мм	190
Диаметры геофизического кабеля, зажимаемые и перерезаемые ИСП, мм	6,3 – 12,3
Диаметр освобождаемого скважинного прибора, мм, не более	110
Максимальная нагрузка на комплекс наземного оборудования, кН	20
Усилие среза, кН:	
штифтов узла зажима кабеля	7
штифтов узла среза кабеля	15
кабеля диаметром, мм:	
6,3	17
8,8 – 9,8	24 – 26
10,0 – 10,3	26 – 30
12,1 – 12,3	32 – 35

Изготовитель: НПП «Сиббурмаш».

Извлекатель типа ТИ-73 (рис. 8.65) состоит из корпуса, ловильного устройства шлипсового типа и центратора. Корпус извлекателя состоит из двух, соединенных с помощью метрической резьбы, частей. Верхняя часть корпуса оканчивается ниппельной присоединительной резьбой для крепления ловильной головки с устройством закрепления проволоки. Подпружиненные пластины центратора размещены в соответствующих пазах верх-

Рис. 8.65. Извлекатель типа ТИ-73 конструкции ЗАО «Сиб. Трейд. Сервис»

Рис. 8.66. Якорь типа ТЯ-73 конструкции ЗАО «Сиб. Трейд. Сервис»

ней части корпуса и закреплены полукольцами. В верхней проточке нижней части корпуса установлены подпружиненные сухари, предназначенные для захвата якоря за ловильную головку. Основные параметры извлекателя ТИ-73 приведены в табл. 8.84.

Изготовитель и поставщик: ЗАО «Сиб. Трейд. Сервис».

Якорь типа ТЯ-73 (рис. 8.66) состоит из корпуса и установленного в корпусе шарнирно подпружиненного эксцентрика с закаленной зубчатой вставкой.

На наружной поверхности корпуса для центрирования якоря внутри лифтовой колонны выполнены ребра. Верхняя часть корпуса оканчивается ниппельной, а нижняя — муфтовой метрическими присоединительными резьбами. К верхней части корпуса крепится ловильная головка, а к нижней — спускаемый прибор.

Основные параметры якоря приведены в табл. 8.84.

Изготовитель: ЗАО «Сиб. Трейд. Сервис».

8.7. УСТРОЙСТВА ДЛЯ ОЧИСТКИ КОЛОНН

Для предупреждения аварий предназначены устройства для очистки внутренней поверхности обсадных колонн от перфорационных заусенцев, ржавчины, цементной корки, парафина и других отложений. Отечественной промышленностью освоено производство скребков и скреперов различной конструкции под шифрами С, СМ и СГМ.

Скрепер механический типа С (рис. 8.67) состоит из неразъемного трубчатого корпуса *1*, на верхнем и нижнем концах которого выполнены муфтовая и ниппельная присоединительные резьбы (правые или левые). В продольных пазах корпуса установлены, с возможностью радиального перемещения, шесть лезвий *2* плашечного типа с износостойкой закаленной поверхностью режущих кромок. Усилия, прижимающие лезвия к поверхности очищаемой трубы, создаются за счет действия сжатых пружин *3* (по три пружины на каждое лезвие). Лезвия располагаются на корпусе в два яруса, по три штуки в каждом, обеспечивая контакт со 100 % периметра внутренней поверхности трубы. В пазах корпуса лезвия удерживаются разрезным кольцом *5*, закрепленным четырьмя винтами *4*. В состав ком-

Рис. 8.67. Скрепер механический типа С:
1 — корпус; *2* — лезвия; *3* — пружины; *4* — винт; *5* — кольцо разрезное

Таблица 8.85

Технические характеристики скреперов типа С конструкции ЗАО «Сиб. Трейд. Сервис»

Показатель	С-60	С-73	С-89*	С-114*	С-140	С-168*	С-194*	С-245*
Условный диаметр очищаемой трубы, мм	60	73	89 – 102	114 – 127	140 – 146	168 – 178	194 – 219	245 – 273
Наружный диаметр корпуса скрепера, мм	46	53	68	90	112	133	155	206
Диаметр промывочного канала, мм	10	12	16	28	32	38	58	95
Длина, мм	620	680	700	720	850	940	940	1200
Присоединительная резьба	З-30	З-38	З-44	З-50	З-76	З-88	З-117	З-133

* Шифры скреперов со звездочкой могут применяться в колоннах труб двух типоразмеров, при этом должны использоваться сменные комплекты лезвий.

плекта входят запасные части, включающие два комплекта (12 шт.) лезвий для каждого диаметра очищаемых труб; два разрезных кольца; два комплекта (36 шт.) пружин; два комплекта (8 шт.) винтов крепления разрезного кольца.

Основные параметры скреперов приведены в табл. 8.85.

Очистка колонны производится в процессе спуска скрепера в скважину на бурильных или насосно-компрессорных трубах, при этом лезвия, скользя по очищаемой поверхности, срезают неровности и загрязнения.

Изготовитель: ЗАО «Сиб. Трейд. Сервис».

8.8. ВСПОМОГАТЕЛЬНЫЙ ИНСТРУМЕНТ

Скважинные механические фиксаторы типа ФГМ (рис. 8.68) предназначены для определения места нахождения муфтовых соединений обсадных колонн в скважине. Фиксатор типа ФГМ состоит из корпуса, узла фиксации, узла центрирования и патрубка с ловушкой. Корпус *1* — основная деталь фиксатора — изготовлен в виде ствола с приваренными к нему наконечниками и ребрами. Резьба в верхней части корпуса служит для присоединения к колонне заливочных труб. Узел фиксации состоит из трех защелок *3*, подпружиненных консольными пружинами *2* и закрепленных в прорезях корпуса пальцем *4* и штифтом *5*, а также поршня *6*, закрепленно-

Рис. 8.68. Скважинный механический фиксатор типа ФГМ:
1 — корпус; *2* — пружина консольная; *3* — защелка; *4* — палец; *5* — штифт; *6* — поршень; *7* — ловушка; *8* — винт установочный; *9* — пружина центрирующая

Рис. 8.69. Универсальная печать типа ПУ2:
1 — переводник соединительный; *2* — корпус; *3* — гайка нажимная; *4* — винт направляющий; *5* — втулка нажимная; *6* — оболочка алюминиевая; *7* — винты крепежные; *8* — стакан резиновый

Таблица 8.86

Технические характеристики скважинных механических фиксаторов

Тип фиксатора	Условный диаметр обсадной колонны, мм	Усилие среза осей защелок, кН	Основные размеры, мм			Масса, кг
			Диаметр по пружине *d*	*D*	*L*	
ФГМ-146	146	60—70	150	115	850	34,0
ФГМ-168	168	60—70	167	136	875	38,5

Таблица 8.87

Технические характеристики печатей универсальных типа ПУ2

Тип печати	Условный диаметр колонны обсадных труб, мм	Максимальная рабочая нагрузка для получения отпечатка, кН	Основные размеры, мм		Масса, кг
			D	*L*	
ПУ2-102	102	20	75; 84	295	4,5
ПУ2-146	140—146	20	106; 112; 118	360	10,0
ПУ2-168	168	20	125; 131; 137; 141	430	18,0

го в корпусе установочным винтом *8*. Узел центрирования состоит из трех центрирующих пружин *9*, закрепленных в корпусе. Патрубок с муфтой и ловушкой *7*, соединяемый с нижним концом корпуса при помощи резьбы, служит для создания цементного забоя и улавливания поршня с целью повторного использования (на рисунке показана только ловушка).

Основные параметры скважинных механических фиксаторов типа ФГМ приведены в табл. 8.86.

Изготовитель: Ишимбайский МЗ.

Универсальная печать типа ПУ2 (рис. 8.69) предназначена для определения по оттиску, полученному на ее алюминиевой оболочке, положения верхнего конца объекта, оставшегося в скважине из-за аварии. Основными узлами печати являются корпус с деталями для получения оттиска предметов и зажимное устройство. На утолщение в нижней части корпуса 2 надевается резиновый стакан *8*, который прикреплен к корпусу четырьмя винтами *7*. На резиновый стакан, в свою очередь, надевается алюминиевая оболочка *6*, «перья» которой загибаются на кольцевой заплечик корпуса. На средней (цилиндрической) части корпуса установлен направляющий винт *4* и нарезана резьба. По винту и резьбе движется зажимное устройство, при помощи которого зажимаются «перья» алюминиевой оболочки.

Основные параметры универсальной печати типа ПУ2 приведены в табл. 8.87. Выпускаются печати типа ПУ2 и других размеров.

Изготовитель: Ишимбайский МЗ.

9

ТРУБЫ НЕФТЯНОГО СОРТАМЕНТА

9.1. ТРУБЫ БУРИЛЬНЫЕ ВЕДУЩИЕ

Трубы бурильные ведущие (ВБТ) изготавливаются двух типов (тип К — квадратного сечения и тип Ш — шестигранного сечения) в соответствии с нормами Spec 7 API и по ТУ 14-3-126—73, ТУ 14-3-755—78 и ТУ 26-12-802—90.

ВБТ поставляются термообработанными по всей длине. Действующая система качества на заводах-изготовителях полностью соответствует стандарту ISO 9001, что подтверждается сертификатом соответствия. Общий вид ведущей трубы изображен на рис. 9.1.

Технические характеристики ведущих труб и их резьбовых соединений приведены в табл. 9.1, 9.2, 9.3.

Рис. 9.1. Трубы бурильные ведущие:
а — общий вид; *б* — сечение трубы типа К; *в* — сечение трубы типа Ш

Таблица 9.1

Технические характеристики ведущих труб квадратного сечения сборной конструкции

Тип трубы	Сторона квадрата a, мм	Диаметр трубы, мм		Длина трубы L, мм	Диаметр соединения, мм		Резьба (ГОСТ Р 50864–96)		Масса, кг
		D	d_3		верхнего муфтового d_1	нижнего ниппельного d_2	Верхняя муфта левая	Ниппель, правая	
ВБТ-63К	63	82,6	32	12190	197	86	З-152	З-73	378
ВБТ-76К	76	98,4	44	12190		108		З-86	477
ВБТ-89К	89	112,7	57	12190		121		З-102	569
ВБТ-108К	108	139,7	71	16460		152		З-122	1086
ВБТ-108К	108	139,7	71	16460		155		З-133	1090
ВБТ-133К	133	171,4	80	16460		178		З-147	1649
ВБТ-152К	152	196,8	80	16460		203		З-171	2326

Таблица 9.2

Технические характеристики ведущих труб шестигранного сечения сборной конструкции

Тип трубы	Сторона квадрата a, мм	Диаметр трубы, мм		Длина трубы L, мм	Диаметр соединения, мм		Резьба (ГОСТ Р 50864–96)		Масса, кг
		D	d_3		верхнего муфтового d_1	нижнего ниппельного d_2	Верхняя муфта левая	Ниппель, правая	
ВБТ-89Ш	89	100,0	44	12190	197	108	З-152	З-86	570
ВБТ-108Ш	108	121,4	57	12190		121		З-102	1030
ВБТ-133Ш	133	150,0	80	16460		155		З-133	1365
ВБТ-152Ш	152	173,0	80	16460		178		З-147	1869
ВБТ-152К	152	173,0	80	16460		178		З-147	1986

Таблица 9.3

Рекомендуемые крутящие моменты свинчивания резьбовых соединений труб

Тип трубы	Наружный диаметр d_2, мм	Внутренний диаметр d_3, мм	Крутящий момент $M_{кр}$, кН·м
$\sigma_т$ = 760 МПа			
ВБТ-63К	86	32	4,74 – 6,77
ВБТ-76К	108	44	7,30 – 10,40
$\sigma_т$ = 690 МПа			
ВБТ-63К	121	57	10,40 – 14,80
ВБТ-76К	152	71	18,40 – 26,20
ВБТ-63К	155	71	25,90 – 37,00
ВБТ-76К	178	80	34,70 – 49,60
ВБТ-63К	203	80	62,60 – 89,60

Таблица 9.4

Механические свойства стали 45ХГМА

Показатель	Диаметр, мм	
	До 175	Более 175
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

Ведущие рабочие трубы изготавливаются из стали 45ХГМА по ТУ 26-12-802 – 90 (табл. 9.4).

Изготовители:

Сумское производственное объединение им. М.В. Фрунзе.

Таганрогский металлургический завод (ТМЗ).

9.2. ТРУБЫ БУРИЛЬНЫЕ СТАЛЬНЫЕ

Стальные бурильные трубы российской промышленностью изготавливаются следующих конструкций:

с высаженными внутрь и наружу концами (типов В и Н ГОСТ 631 – 75) и навинченными замками по трубной конической резьбе треугольного профиля (рис. 9.2, *а*);

с высаженными внутрь концами и коническими стабилизирующими поясками (типы ВК и НК ГОСТ 631 – 75) и навинченными замками по трубной конической резьбе трапецеидального профиля, рис. 9.2, *б*;

с комбинированной высадкой концов (внутрь и наружу), внутренней и наружной высадкой (типы ПК, ПВ и ПН соответственно по техническим условиям ТУ 14-3-1571 – 88) и приваренными по высадке замками типа ЗП (рис. 9.2, *в*, *г*, *д*);

диаметром 127 и 140 мм с комбинированной, внутренней и наружной высадками (по ГОСТ Р 50278 – 92) и приваренными замками (по ГОСТ 27834 – 95);

диаметром 127 мм с комбинированной (по ТУ 14-161-138 – 94) и диаметром 73 и 89 мм, с наружной (по ТУ 14-161-154 – 95) высадкой и приваренными замками ЗП-162 (165, 168) и ЗП-95 (115), а также типа ЗП-159 переменного внутреннего сечения (по ТУ 14-161-136 – 93);

диаметром 127 мм мерные для электробурения (по ТУ 14-3-715 – 78) с наружной высадкой и треугольной резьбой для замков;

диаметром 127 мм с комбинированной высадкой и концами под приварку замков (по требованиям API Spec 5D);

диаметром 114,3 мм типа БК-114 с комбинированной высадкой концов (внутрь и наружу), внутренней и наружной высадкой (по ТУ 14-161-141 – 94) и приваренными замками типа ЗП-146 уменьшенного диаметра;

диаметром 73 мм с внутренней высадкой (по ТУ 14-3-1850 – 92) и резьбой для замков;

Рис. 9.2. Трубы бурильные стальные:
а — типа В; *б* — типа ВК; *в* — типа ПК; *г* — типа ПН; *д* — типа ПВ

диаметром 73 и 89 мм с комбинированной (по ТУ 14-3-1849—92), наружной и внутренней высадками (по ТУ 14-161-137—94) и наружной высадкой концов и приваренными замками (по ТУ 14-161-154—95);

диаметром 73 мм с комбинированной, наружной и внутренней высадками для капитального ремонта скважин (по ТУ 14-0147016-42—93).

Номенклатура конструкций бурильных труб, выпускаемых серийно трубными заводами России приведена в табл. 9.5.

Изготовители труб:

Синарский трубный завод (СинТЗ).

ТМЗ.

Изготовители замков:

Орский машиностроительный завод (ОрМЗ).

ОАО «Точмаш».

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 табл. 9.6.

Трубы бурильные с высаженными внутрь концами типа В (ГОСТ 631—75) характеризуются низкой усталостной прочностью на знакопеременный

Таблица 9.5

Номенклатура конструкций стальных бурильных труб

Нормативный документ	Условный наружный диаметр, мм	Толщина стенки, мм	Группа прочности стали	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	5,9—6,3 8,0—8,6 11,9—12,5 Высадка комбинированная, 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	
	ПН89	9,35	Р	ЗП-127-59	
	ПВ102	8,338	Д, Е	ЗП-133-71	
	ПК114,3	8,56	Д, Е	ЗП-159-82	
	ПК114,3	8,56	Л, М	ЗП-159-76	
	ПК114,3	10,92	Д, Е	ЗП-159-76	
	ПК114,3	10,92	Л	ЗП-159-69	
	ПК114,3	10,92	М	ЗП-159-63	
	ПК127	9,19	Д, Е	ЗП-162-95-2	
	ПК127	9,19	Л	ЗП-162-89-2	
	ПК127	9,19	М	ЗП-165-82	
	ПК127	12,7	Д, Е	ЗП-162-89-2	
	ПК127	12,7	Л	ЗП-165-76	
	ПК127	12,7	М	ЗП-165-76	
ТУ 14-161-141—94 Трубы бурильные с приваренными замками уменьшенного диаметра	БК-114,3	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	
ТУ 14-3-1849—92 Трубы бурильные диаметром 73 мм с приваренными замками типа БК-73	73	9,0	Д, Е	ЗП-92	5,9—6,3; 8,0—8,6; 9,0—9,45; 11,9—12,45 Высадка комбинированная
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 с приваренными замками	БК-73	7	Д	ЗП-86-45	8,0—8,4; 9,0—9,45; 11,9—12,5 Высадка комбинированная, наружная и внутренняя
	БК-73	9	Д, Е, Л, М	ЗП-105М-45	
	БН-73	9,19	Д, Е, Л	ЗП-105М-54	
	БН-73	9,19	Д, Е, Л	ЗП-105М-51	
	БН-73	9,19	М	ЗП-105М-50	
	БН-76	8,5	Д, Е	ЗП-105М-45	
	БН-89	8,0	Д, Е	ЗП-108М-45	
	БН-89	6,5	Д, Е	ЗП-121М-73	
	БН-89	8,0	Д, Е, Л	ЗП-121М-68	
ТУ 14-161-138—94 Трубы бурильные диаметром 127 мм типа 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	

Продолжение табл. 9.5

Нормативный документ	Условный наружный диаметр, мм	Толщина стенки, мм	Группа прочности стали	Тип замка	Длина труб, м Тип высадки
ТУ 14-3-1850—92 Трубы бурильные с высаженными внутрь концами	73	7,0 9,0	Д, К, Е, Л Д, К, Е, Л		5,9—6,6; 8,0—8,6; 11,5—12,4 Высадка внутренняя
ТУ 14-161-154—94 Трубы бурильные диаметром 73 и 89 мм с приваренными замками	73 73 73 89	5,5 5,5 7,0 6,5	Д, Е Л Д, Е Д, Е	ЗП-95-59 ЗП-95-59 ЗП-95-55 ЗП-115-73	5,9—6,5; 8,0—8,4; 9,0—9,45; 11,6—12,65 Высадка наружная
ТУ 14-0147016-42—93 Трубы для капитального ремонта скважин	73	5,5 6,5	Д, Е Е, Л, М	ТТ 95-57 ТТ 98-57	9,0—10,0 Высадка комбинированная, наружная и внутренняя
ГОСТ Р 50278—92 Трубы бурильные с приваренными замками	89 102 114 127 140	9,4; 11,4 8,4 8,6; 10,9 9,2; 12,7 9,2; 10,5	Д, Е, Л, М Д, Е, Л, М Д, Е, Л, М Д, Е, Л, М Д, Е, Л, М	Замки по ГОСТ 27834—95	Высадка комбинированная, наружная и внутренняя

Таблица 9.6

Механические свойства стали бурильных труб и замков по ГОСТ 631—75

Показатель	Группа прочности стали труб					Замок из стали типа 40ХН
	Д	К	Е	Л	М	
Временное сопротивление $\sigma_в$, МПа, не менее	637	687	735	784	882	882
Предел текучести $\sigma_т$, МПа	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, кДж/м^2, не менее	39,2	39,2	39,2	39,2	39,2	68,6
Твердость по Бринеллю, НВ	—	—	—	—	—	285—341

изгиб — по последней нитке трубной конической резьбы треугольного профиля соединения труба — замок, причем этот показатель снижается по мере возрастания прочности материала труб, а также низкой статической прочности на разрыв по трубной резьбе.

Основные характеристики труб и замков приведены в табл. 9.7.

Изготовители:

СинТЗ — трубы диаметром 73 мм.

ТМЗ — трубы диаметром 127 и 140 мм.

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 соединение при знакопеременном изгибе, и упорного выступа по торцу трубы и рас-

Таблица 9.7

Технические характеристики труб типа В

Показатель	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 L, 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	155	178
Длина ниппеля $L_н$, мм (+30/−10)	320	350
Длина резьбы ниппеля l, мм$^{-2}$	114	127
Длина муфты $L_м$, мм (+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	5,8; 6,4 7,0; 7,6	7,0; 7,6; 8,2; 9,6
Масса комплекта замка, кг	39,0	61,0

точки 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 табл. 9.8.

Изготовители:

ТМЗ — трубы диаметром 127 и 140 мм.

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, ТУ 14-161-136,137,138,141−95) 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

Таблица 9.8

Технические характеристики труб типа ВК

Показатель	ВК-127	ВК-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 L, 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	162	178
Длина ниппеля $L_н$, мм (+30/−10)	325	350
Длина резьбы ниппеля l, мм$^{-2}$	114	127
Длина муфты $L_м$, мм (+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	7,0; 7,6	11,0; 10,2; 9,2
Масса комплекта замка, кг	45,3	61,0

сварного соединения из-за отсутствия концентраторов напряжения вследствие полного удаления внутреннего и наружного грата.

Изменение коэффициента утолщения высадки для труб различных групп прочности обеспечивает равную прочность труб по телу и сварному соединению.

Комбинированная высадка концов труб обеспечивает плавный переход от утолщенной части трубы (высадки) к гладкой части, а также снижает гидравлические потери давления в циркуляционной системе. Выпускаются трубы с наружной и внутренней высадкой.

Установленная прочность бурильных труб всех групп прочности не менее σ_1 = 16 кг/мм^2.

Механические свойства сталей приведены в табл. 9.9 и 9.10, основные характеристики труб по ТУ 14-3-1571–88 – в табл. 9.11, а механические свойства сталей труб по API Spec 5D и замков по ГОСТ 27834–95 – в табл. 9.12.

К сожалению, из-за отсутствия производства элеваторов, затягивается освоение производства труб с приварными замковыми соединениями с конусной (18°) фаской по ГОСТ Р 50278–92, которые необходимы для бурения скважин в условиях АВПД с контролем дифференциального давления и для широкого внедрения современных и перспективных технологий строительства скважин на нефть и газ.

Изготовители:

СинТЗ – типов ПК, ПН, ПВ-73; ПК-127, БВ-73; БК-73, БН-73-114.

ТМЗ – типа ПК-127.

Таблица 9.9

Механические свойства сталей для бурильных труб и замков по ГОСТ 631–75

Показатель	Группа прочности стали труб				Замок из стали 40ХМФА
	Д	Е	Л	М	
Временное сопротивление $\sigma_в$, Н/мм^2, не менее	655	689	724	792	981
Предел текучести $\sigma_т$, Н/мм^2:					
не менее	379	517	655	724	832
не более	–	724	862	990	–
Относительное удлинение δ_5, %, не менее	16	14	14	12	13
Относительное сужение после разрыва ψ, %, не менее	50	50	50	45	55
Ударная вязкость KCV, Дж/м^2, не менее	690	690	690	690	588
Твердость по Бринеллю, НВ	–	–	–	–	300–355

Таблица 9.10

Механические свойства сталей для бурильных труб с приваренными замками по ГОСТ Р 50278–92

Показатель	Группа прочности стали труб				
	Д	К	Е	Л	М
Временное сопротивление $\sigma_в$, Н/мм^2, не менее	655	689	689	724	792
Предел текучести $\sigma_т$, Н/мм^2:					
не менее	379	490	517	655	672
не более	–	–	724	862	930
Относительное удлинение δ_5, %, не менее	16	14	14	14	12
Относительное сужение после разрыва ψ, %, не менее	50	50	50	50	50
Ударная вязкость KCV, Дж/см^2, не менее	690	690	690	690	690

Таблица 9.11

Технические характеристики бурильных труб с приваренными замками по ТУ 14-3-1571–88

Показатели	ПН-73×9,19	ПВ-89×9,35	ПК-114×8,56	ПК-114×10,92	ПК-127×9,19
Наружный диаметр трубы $D_{тр}$, мм +0,75	73	88,9	114,3	143,3	127
Толщина стенки S, мм −12,5 %	9,19	9,35	8,56	10,92	9,19
Наружный диаметр высадки D_1, мм ±1	81,8	91,0	119,1	119,1	130,2
Внутренний диаметр высадки d, мм ±1	54,0(Д,Е) 50,8(Л,М)	44,4(Д,Е)	82,6(Д,Е) 76,2(Л,М)	76,2(Д,Е) 69,6(Л) 63,5(М)	95,3(Д,Е) 88,9(Л) 82,6(М)
Длина трубы, м	5,9–6,3 8,0–8,6 11,9–12,5	5,9–6,3 8,0–8,6 11,9–12,5	8,0–8,6 11,9–12,5	8,0–8,6 11,9–12,5	8,0–8,6 11,9–12,5
Тип замка по ТУ 26-0604-01–88	ЗП-105-54 (Д, Е) ЗП-105-50 (Л, М)	ЗП-108-44 (Д, Е)	ЗП-159-82 (Д, Е) ЗП-159-76 (Л,М)	ЗП-159-76 (Д, Е) ЗП-159-70 (Л) ЗП-159-63 (М)	ЗП-162-95 (Д, Е) ЗП-162-89 (Л) ЗП-165-82 (М)
Резьба замковая по ГОСТ Р 50864–96	З-86	З-86	З-122	З-122	З-133
Наружный диаметр замка D, мм	104,8	108,0	158,8	158,8	161,9
Длина цилиндрической части ниппеля $L_н$, мм +6,4	179,5	179,5	179,5	179,5	179,5
Длина цилиндрической части муфты $L_м$, мм +6,4	229,6	242,3	255,0	255,0	255,0
Масса 1 м гладкой трубы, кг	14,48	18,34	22,31	27,84	26,71
Масса двух высадок, кг	1,09(Д,Е) 2,8(Л,М)	2,0	3,68(Д,Е) 3,95(Л,М)	3,90(Д,Е) 7,99(Л,М)	3,90(Д,Е) 7,63(Л,М)
Масса 1 комплекта замка, кг	23,6(Д,Е) 24,7(Л,М)	30,0	56,0(Д,Е) 59,0(Л,М)	58,5(Д,Е) 62,7(Л) 65,6(М)	54,6(Д,Е) 55,4(Л) 63,6(М)
Растягивающая нагрузка P, 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 $M_и$, Н·м	9937(Д) 13560(Е) 17170(Л) 19970(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 $M_к$, Н·м	11480(Д) 15650(Е) 19820(Л) 21900(М)	18450(Д) 25170(Е) 31870(Л) 35250(М)	30630(Д) 41790(Е) 52920(Л) 58520(М)	36690(Д) 50050(Е) 63370(Л) 70080(М)	40910(Д) 55810(Е) 70670(Л) 78160(М)

Таблица 9.12

Механические свойства сталей бурильных труб и замков по API Spes 5D

Показатель	Марка труб заводская (по API Spes 5D)			Замок из стали 40ХМФА
	32Г2М (Е75)	32Г2М (Х95)	32Г2Ф (G105)	
Временное сопротивление $\sigma_в$, кН/мм^2, не менее	689	724	793	981
Предел текучести $\sigma_т$, кН/мм^2:				
не менее	517	655	793	832
не более	724	862	931	–
Относительное удлинение δ_5, %, не менее:				
гладкой трубы	17,5	16,5	15,5	13
высаженной части	14,5	13,5	12,5	–
Относительное сужение после разрыва ψ, %, не менее	–	–	–	50
Ударная вязкость KCV, Дж/см^2, не менее	43	43	43	58,9

Рис. 9.3. Стальная бурильная труба с утолщенными стенками

Таблица 9.13

Основные параметры стальных бурильных труб с увеличенной толщиной стенки

Наружный диаметр трубы D, мм	Диаметр замка D_1, мм	Диаметр трубы по высадке D_2, мм	Диаметр трубы в утолщенной части D_3, мм	Внутренний диаметр трубы d, мм	Резьба по стандарту API (ГОСТ)*
89	120,6	92,1	101,6	52,4	NC38 (З-102)
102	133,4	104,8	114,3	63,5	NC40 (З-108)
114	158,8	117,5	127,0	65,1	NC46 (З-122)
127	165,1	130,2	139,7	76,2	NC50 (З-133)
140	177,8	147,6	152,4	85,7	5 1/2 FH (З-147)
168	209,6	171,5	177,8	101,6	6 5/8 (З-171)

* ГОСТ Р 50864–90.

Кроме того, выпускаются стальные трубы с утолщенными стенками (рис. 9.3), предназначенные для установки их между утяжеленными и обычными бурильными трубами. Основные параметры труб с увеличенной толщиной стенки приведены в табл. 9.13.

Изготовитель: Сумское производственное объединение им. М.В. Фрунзе.

9.3. ТРУБЫ БУРИЛЬНЫЕ АЛЮМИНИЕВЫЕ (ЛБТ)

Отечественной промышленностью легкосплавные бурильные трубы изготавливаются из алюминиевых сплавов типов Д16Т (наиболее распространенный), АК4-1Т1 (термостойкий) и 1953Т1 (высокопрочный коррозионно-стойкий). Физико-механические свойства перечисленных сплавов приведены в табл. 9.14.

Таблица 9.14

Механические свойства легких сплавов для бурильных труб типа ЛБТ

Показатель	Сплав Д16Т	Сплав 1953Т1	Сплав АК4-1Т1
Предел текучести, МПа, не менее	330	480	350
Предел прочности, МПа, не менее	450	540	410
Твердость, НВ	120	120–130	130
Относительное удлинение, %	10–11	7–8	11–12
Плотность, г/см^3	2,8	2,8	2,8
Модуль упругости, МПа·10^5			
E	0,72	0,70	0,73
G	0,26	0,275	0,275
Максимальная температура окружающей среды, °С	160	120	240

Рис. 9.4. Алюминиевые бурильные трубы:
а — типа ТБ; *б* — типа ТБН; *в* — типа АБТбзк; *г* — типа ТБУ (утолщенные со спиральными ребрами); *д* — типа ТБУП (утолщенные с протекторным утолщением)

Трубы бурильные алюминиевые сборной конструкции с концевыми утолщениями изготавливаются пяти типов (рис. 9.4, *а—д*):

ТБ — диаметром 129 и 147 мм с внутренними концевыми утолщениями;

ТБН — диаметром 131, 164 и 168 мм с наружными концевыми утолщениями;

ТБУП — диаметром 129, 147 и 168 мм с протекторным утолщением в середине трубы;

ТБУ — диаметром 146, 159 и 180 мм с наружными утолщениями концевыми и в середине трубы и спиральным оребрением;

АБТбзк — диаметром 127, 146, 164 и 168 мм беззамкового типа с муфтовым и ниппельным соединениями из легкого сплава.

Трубы диаметром 73 и 90 мм изготавливаются без протекторного утолщения и поставляются без замков. Трубы диаметром 129, 147 и 168 мм имеют концевое утолщение со стороны муфты замка увеличенной длины в зоне работы клиньев ротора.

Основные технические характеристики наиболее распространенных труб и замков приведены в табл. 9.15.

Таблица 9.15

Технические характеристики легкосплавных труб

Показатель	73×9	90×9	129×11	147×11
Наружный диаметр труб $D_{тр}$, мм	73+1,5 −0,5	90+1,5 −0,5	129+2,0 −1,0	147+2,0 −1,0
Толщина стенки S_1, мм ±0,1	9	9	11	11
Концевое утолщение S, мм	16+2,0 −1,0	16+2,0 −1,0	17+2,5 −1,5	17+2,5 −1,5
Толщина протектора S_2, мм +0,15/−0,2	–	–	21,5	23,5
Концевое утолщение, мм:				
l_1+200/−50	200	200	1300	1300
l_2+100/−50	200	200	250	250
Длина протектора $l_п$, мм ±50	–	–	300	300
Длина переходной зоны l_3 и l_4, мм, не менее	–	–	1800	1800
Тип замка по ТУ 39-0147016-46−93 или ГОСТ Р 50864−96	ЗН-95	ЗН-108	ЗЛ-152	ЗЛ-172
Замковая резьба	З-76	З-88	З-133	З-147
Диаметр проходного отверстия, мм:				
$D_н$	32	38	95	110
$D_м$	45	58	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 +150/−200	9300	9300	12400	12400

Трубы бурильные алюминиевые беззамковой конструкции типа АБТбзк-108 (ТУ 1-2-365−81) имеют следующие геометрические параметры:

Техническая характеристика труб типа АБТбзк-108

Наружный диаметр D, мм	108
Диаметр проточки под элеватор D_1, мм	89±0,5
Толщина стенки S, мм	8±0,1
Диаметр проходного отверстия d_1, мм	54
Длина проточки под элеватор l_1, мм	440±2
Длина проточки l_2, мм	110±2
Длина ниппеля $L_н$, мм	200±1
Длина муфты $L_м$, мм	260±1
Длина трубы, мм	8400
Масса трубы, кг	78

Изготовитель: Самарский металлургический завод.

Предельные нагрузки для этих труб приведены в табл. 9.16.

Таблица 9.16

Предельные нагрузки для труб типа ЛБТ

Показатели	73×9	90×9	129×11	131×13	147×11	147×15	164×9	168×11
Растягивающая нагрузка, кН:								
допустимая	480	605	1075	2090	1560	2076	1900	2350
предельная	595	755	1345	2450	2030	2436	2250	2750
Максимальное внутреннее давление, МПа	81	66	56,5	45	49,5	64,5	40,0	49,0
Максимальное наружное давление (сминающее), МПа	75,5	57,5	45,5	35,0	36,5	58,5	26,0	36,5
Вращающий момент, кН·м:								
допустимый	6,5	10,5	27,0	72,0	35,5	62,8	61,0	36,5
предельный	8,0	13,0	34,0	85,0	45,5	73,8	72,0	45,5
Допустимая осевая нагрузка, кН, при использовании клинового захвата:								
ПКР-560	–	445	980	–	1180	–	–	–
ПКР-300	–	470	1160	–	1320	–	–	–

Таблица 9.17

Технические характеристики высокопрочных труб типа 1

Показатель	ЛБТ 147×11	ЛБТ 147×13	ЛБТ 147×15
Длина трубы L^*, мм		12 400	
Толщина стенки, мм:			
основного тела G	11	13	15
утолщенных законцовок H	17	17	17
Длина утолщенных законцовок, мм:			
со стороны муфты I		1300	
со стороны ниппеля J		250	
Номинальные диаметры, мм:			
наружный по телу и законцовкам A	147	147	147
внутренний по телу B	125	121	117
внутренний по законцовкам F	113	113	113
Размеры бурильного замка, мм:			
диаметр наружный C		172, 178	
диаметр внутренний D		105, 110	
длина муфты K		320	
длина ниппеля M		320	
Масса трубы с замком в воздухе, кг	204,6	230,6	256,7
Тип бурильного замка		ЗЛК	
Тип замковой резьбы		З-147	

* Возможно изготовление труб длиной 9000 мм.

Таблица 9.18

Технические характеристики легкосплавных труб типа 2

Показатели	ЛБТ 131×13	ЛБТ 164×9	ЛБТ 168×11
Длина трубы L, мм		9 000	
Толщина стенки, мм:			
основного тела G	13	9	11
утолщенных законцовок H	21	20	20
Длина утолщенных законцовок, мм:			
со стороны муфты I	1400	1400	1400
со стороны ниппеля J	1400	250	250
Номинальные диаметры, мм:			
наружный по телу и законцовкам A	131	164	168
внутренний по телу B	105	146	146
внутренний по законцовкам F	146	186	186
Размеры бурильного замка, мм:			
диаметр наружный C	178	195	195
диаметр внутренний D	105	146	146
длина муфты K	320	320	320
длина ниппеля M	320	320	320
Масса трубы с замком в воздухе, кг	188,0	170,0	210,0
Тип бурильного замка	ЗШК-178	ЗЛК-195	ЗЛК-195
Тип замковой резьбы	З-147	МК-175	МК-175

В последние годы Самарским МЗ созданы высокопрочные алюминиевые бурильные трубы сборной конструкции типа ЛБТ 147×11 (стандарт ISO 15546) с протекторным утолщением с навинченными замками на трапецеидальной резьбе типа ТТ с коническим стабилизирующим пояском. Общий вид такой трубы приведен на рис. 9.4, *д*, а основные геометрические параметры приведены в табл. 9.17 (типа 1) и 9.18 (типа 2).

Изготовитель: Самарский металлургический завод.

Поставщик: Торговый дом «Русский Алюминиевый прокат».

9.4. ТРУБЫ БУРИЛЬНЫЕ УТЯЖЕЛЕННЫЕ

Отечественной промышленностью изготавливаются утяжеленные бурильные трубы следующих конструкций:

горячекатаные, гладкие по всей длине (ТУ 14-3-835—79), общий вид которых изображен на рис. 9.5;

гладкие по всей длине, с просверленным отверстием и механической обработкой, сбалансированные (УБТС-2 по ТУ 51-744—77), изображены на рис. 9.6;

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), изображены на рис. 9.7, 9.8 и 9.9;

гладкие по всей длине (ТУ для стальных УБТ и по специальным требованиям) из нержавеющей немагнитной стали литой и кованой.

Изготовители:

Таганрогский металлургический завод (ТМЗ).

ПО «Баррикады».

Машиностроительные заводы «Мотовилиха».

ОАО НПО «Буровая техника».

Сумское производственное объединение им. М.В. Фрунзе.

ОАО «Ижбуммаш».

Рис. 9.5. Трубы бурильные утяжеленные горячекатаные, гладкие по всей длине

Рис. 9.6. Трубы бурильные утяжеленные сбалансированные типа УБТС с проточкой под элеватор (D_1)

Рис. 9.7. Трубы бурильные утяжеленные круглого сечения:
а — типа А; *б* — типа Б; *в* — типа Б/1; *г* — типа Л; *д* — типа Л/1

Рис. 9.8. Трубы бурильные утяжеленные со спиральными канавками (лысками):
а — типа Е; *б* — типа ЕН; *в* — типа ЕН/1; *г* — типа ЕЛ; *д* — типа ЕЛ/1

Рис. 9.9. Трубы бурильные утяжеленные квадратного сечения

Трубы бурильные утяжеленные горячекатаные (ТУ 14-3-385—79) изготавливаются из стали группы прочности Д со следующими механическими свойствами и параметрами.

Техническая характеристика УБТ по ТУ 14-3-385-79 из стали Д

Временное сопротивление $\sigma_в$, МПА	673
Предел текучести $\sigma_т$, МПа	373
Относительное удлинение δ_5, %	16
Относительное сужение, %	40
Ударная вязкость KCV, кДж/м^2	392
Диаметры, мм:	
наружный *D*	146±4
внутренний *d*	74
Тип резьбы	З-121
Масса 1 м, кг	97,6
Длина *L*, мм	8000

Изготовитель: ТМЗ.

Трубы бурильные утяжеленные сбалансированные УБТС-2 (ТУ 51-774—77) изготавливаются гладкими по всей длине со сверленым отверстием и механической обработкой, что обеспечивает необходимую балансировку (см. рис. 9.6). 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 табл. 9.19.

Геометрические параметры сбалансированных УБТС-2 приведены в табл. 9.20.

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 (рис. 9.7, *а*);

Б — с проточками под элеватор и клиновой захват (рис. 9.7, *б*);

Таблица 9.19

Технические характеристики легированных сталей

Показатель	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, не менее	285—341	255

Таблица 9.20

Технические характеристики сбалансированных УБТС2 опытного завода ВНИИБТ

Тип	Наружный диаметр D, мм ±1	Внутренний диаметр d, мм	Резьба	Диаметр проточки под элеватор, мм	Масса 1 м, кг
УБТС2-120	120	64	З-101	102	63,5
УБТС2-133	133	64	З-108	115	84,0
УБТС2-146	146	68	З-121	136	103,0
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
УБТС2-254	254	100	З-201	220	336,1
УБТС2-273	273	100	З-201	220	397,9
УБТС2-299	299	100	З-201	245	489,5

Б/1 — с проточками под элеватор и клиновой захват с наплавкой твердым сплавом (рис. 9.7, *в*);

Л — с проточкой под элеватор (рис. 9.7, *г*);

Л/1 — с проточкой под элеватор с наплавкой твердым сплавом (рис. 9.7, *д*);

Д/1 — квадратного сечения с наплавкой твердым сплавом (см. рис. 9.9);

Е — со спиральными канавками (рис. 9.8, *а*);

ЕН — со спиральными канавками и проточками под элеватор и клиновой захват (рис. 9.8, *б*);

ЕН/1 — со спиральными канавками и проточками под элеватор и клиновой захват с наплавкой твердым сплавом (рис. 9.8, *в*);

ЕЛ — со спиральными канавками и проточкой под элеватор (рис. 9.8, *г*);

ЕЛ/1 — со спиральными канавками и проточкой под элеватор с наплавкой твердым сплавом (рис. 9.8, *д*).

Изготовитель: Сумское производственное объединение им. М.В. Фрунзе.

Трубы изготавливаются из стали 45ХГМА с механическими свойствами, приведенными в табл. 9.21

В табл. 9.22 приведены геометрические параметры УБТ типов А, Б, Б/1, Л, Л/1, а в табл. 9.23 — типов Е, ЕН, ЕН/1, ЕЛ и ЕЛ/1.

Трубы бурильные утяжеленные квадратного сечения типа Д/1 (см. рис. 9.9) имеют геометрические параметры, приведенные в табл. 9.24.

Рекомендуемые моменты свинчивания термообработанных УБТ приведены в табл. 9.25.

Специалистами ОАО НПО «Буровая техника» созданы утяжеленные бурильные трубы типа УБТЭ (рис. 9.10) с неравными главными осевыми

Таблица 9.21

Техническая характеристика стали 45ХГМА

Показатель	Номинальный диаметр, мм	
	До 171	Свыше 171
Временное сопротивление $\sigma_в$, 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 9.22

Технические характеристики УБТ типов А, Б, Б/1, Л, Л/1

Диаметры				Резьба по ГОСТ 50864–96 (по Spec 7 др. API)	Масса 1 м, кг
D	d	D_1	D_2		
79	32	65	73	З-65 (NC-23)	31,9
89	38	73	82	З-73 (NC-26)	39,8
108	46	89	102	З-86 (NC-31)	58,8
121	51	102	114	З-94 (NC-35)	73,7
127	57	114	114	З-102 (NC-38)	78,9
146	57	130	140	З-118 (NC-44)	110,6
165	57	146	152	З-122 (NC-46)	146,8
165	71	146	152	З-122 (NC-46)	135,9
171	57	152	159	З-133 (NC-50)	159,2
171	71	152	159	З-133 (NC-50)	148,2
178	57	159	168	З-133 (NC-50)	174,1
178	71	159	168	З-133 (NC-50)	163,1
197	71	178	189	З-149(NC-61)	213,1
203	80	178	194	З-163 (NC-61)	213,1
216	71	194	203	З-163 (NC-61)	254,8
216	76	194	203	З-163 (NC-61)	250,3
229	71	194	219	З-163 (NC-61)	289,9
229	90	194	219	З-171 (65/8 FH)	271,5
241	71	219	229	З-185 (NC-70)	324,8
241	76	219	229	З-185 (NC-70)	320,3
248	71	219	235	З-185 (NC-70)	345,7
248	76	219	235	З-185 (NC-70)	341,2
248	90	219	235	З-185 (NC-70)	327,0
254	100	219	245	З-185 (NC-70)	333,8
279	76	245	273	З-203 (NC-77)	441,3
279	100	245	273	З-203 (NC-77)	415,4

Таблица 9.23

Технические характеристики УБТ типов Е, ЕН, ЕН/1, ЕЛ и ЕЛ/1

Диаметры				Резьба по ГОСТ 50864–96 (по Spec 7 др. API)	Масса 1 м, кг
D	d	D_1	D_2		
121	51	102	114	З-94 (NC-35)	69,1
127	57	114	114	З-102 (NC-38)	73,8
146	57	130	140	З-118 (NC-44)	92,9
165	57	146	152	З-122 (NC-46)	137,2
165	71	146	152	З-122 (NC-46)	126,3
171	57	152	159	З-133 (NC-50)	152,2
171	71	152	159	З-133 (NC-50)	141,3
178	57	168	168	З-133 (NC-50)	163,2
178	71	168	168	З-133 (NC-50)	153,2
197	71	178	178	З-149 (NC-61)	192,9
203	80	178	194	З-163 (NC-61)	199,2
216	71	194	203	З-163 (NC-61)	240,9
216	76	194	203	З-163 (NC-61)	236,4
229	71	194	219	З-163 (NC-61)	289,9
229	90	194	219	З-171 (65/8 FH)	273,9
241	71	219	229	З-185 (NC-70)	309,0
241	76	219	229	З-185 (NC-70)	304,6
248	71	219	235	З-185 (NC-70)	358,1
248	76	219	235	З-185 (NC-70)	324,9
248	90	219	235	З-185 (NC-70)	309,8
254	100	219	245	З-185 (NC-70)	313,8
279	76	245	273	З-203 (NC-77)	481,3
279	100	245	273	З-203 (NC-77)	392,6

Примечание. Длина труб L = 8300÷9450 мм, глубина резания спирали 5,5–12,0 мм.

Таблица 9.24

Технические характеристики УБТ квадратного сечения типа Д/1

Тип	Наружный диаметр (диагональ) D, мм	Сторона квадрата a и диаметр D_1, мм	Внутренний диаметр d, мм	Резьба по ГОСТ (по API)	Масса 1 м, кг	Диаметр скважины, мм
138Д	138-2	114	44	З-86(NC-31)	85,2	139,7
163Д	163-2	140	64	З-108(NC-40)	117,7	165,1
188Д	188-2	140	71	З-118(NC-44)	149,0	190,5
214Д	214-2	178	80	З-133(NC-50)	196,7	215,9
268Д	268-2	229	90	З-171(6 $^5/_8$ FH)	333,8	269,9
293Д	293-2	241	90	З-177(7 $^5/_8$ Reg)	385,0	295,3
392Д	392-4	312 248 (диаметр замковой части)	100	З-185(NC-70)	682,2	393,7

Таблица 9.25

Рекомендуемые моменты свинчивания термообработанных УБТ

Наружный диаметр, мм	Внутренний диаметр, мм	Резьба по ГОСТ 50864–96	Момент свинчивания, кН·м
Круглые и спиральные, $\sigma_т$ = 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, $\sigma_т$ = 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	76	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, $\sigma_т$ = 760 МПа			
138Д	44	З-86	7,37–10,4
163Д	64	З-108	15,00–22,5
188Д	71	З-118	24,90–35,6
Квадратные, $\sigma_т$ = 690 МПа			
214Д	80	З-133	26,60–38,0
268Д	90	З-163	53,10–75,8
293Д	90	З-177	59,00–78,0
392Д	90	З-185	72,40–104,0

Рис. 9.10. Трубы утяжеленные с неравными главными осевыми моментами инерции площади поперечного сечения (типа УБТЭ):
D — диаметр кольца; d — внутренний диаметр; H — расстояние между гранями; L = 6000÷9000 мм — длина трубы; $L_ф$ = 5000÷8000 мм — длина фрезерованной части трубы; θ = 34÷35°

моментами инерции. Труба типа УБТЭ изготовляется из круглых стандартных труб путем фрезерования параллельных неодинакового размера граней, одна из которых по ширине равна внутреннему диаметру трубы, а вторая охватывает угол 68—70°. Конструкция трубы защищена авторским свидетельством и предназначена для применения в составе КНБК в сложных геологических условиях, характеризующихся крутым залеганием часто

Таблица 9.26

Механические и магнитные свойства стали для немагнитных УБТ

Показатель	Сталь литая	Сталь кованая
Механические свойства		
Временное сопротивление $\sigma_в$, МПа	420	780
Предел текучести $\sigma_т$, МПа	680	970
Относительное удлинение δ, %	52	36
Относительное сужение, %	64	56
Ударная вязкость KCV, кДж/м^2	Нет данных	Нет данных
Твердость, НВ, не менее	185	270
Магнитные свойства		
Коэрцитивная сила, А/м	20 ± 2 %	
Индукция насыщения, Тл	0,0279 ± 2 %	
Остаточная индукция, Тл	$4{,}13 \cdot 10^{-5}$ ± 2 %	
Максимальная магнитная проницаемость	1,04 ± 5 %	
Начальная магнитная проницаемость	1,03 ± 5 %	

перемежающихся пластов с различными твердостью и буримостью. Трубы УБТЭ успешно прошли промысловые испытания.

Трубы выпускаются длиной от 6 до 9 м с фрезерованным участком от 5 до 8 м.

Трубы утяжеленные немагнитные (НУБТ) отечественного производства, применяемые для размещения телеметрических систем, изготавливаются по ТУ как для стальных УБТ, так и по специальным техническим требованиям, с наружным диаметром от 105 до 229 мм и с минимальным внутренним диаметром 60 мм. Длина труб — 6 м. Для изготовления НУБТ используется литая (центробежным способом) и кованая немагнитная сталь типа 08Х18Н6АГ10С с механическими и магнитными свойствами, приведенными в табл. 9.26.

На нефтепромыслах Удмуртии успешно прошли испытания немагнитных труб с наружным диаметром 178 мм.

Изготовитель: ОАО «Ижсталь».

9.5. ТРУБЫ ОБСАДНЫЕ

Отечественной промышленностью изготавливаются обсадные трубы следующих конструкций:

муфтовые с короткой и удлиненной конической резьбой треугольного профиля (по ГОСТ 632—80 и API Spec 5CT);

муфтовые с конической резьбой трапецеидального профиля (тип ОТТМ по ГОСТ 632—80);

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 и ТУ 14-3-1487—87);

по ГОСТ 632—80 с узлом уплотнения из полимерного материала (ТУ 14-157-11—98);

гладкие безмуфтовые с резьбой ОГ1М (тип ОГ1М по ТУ 14-3-714—78);

типа ОТТГ с повышенной пластичностью и хладостойкостью и муфты к ним (по ТУ 14-162-4—94, ТУ 14-3-1505—87 и ТУ 14-3-1736—90);

муфтовые с упорной конической резьбой трапецеидального профиля «Батресс» (ТУ 14-162-13—95 и ТУ 14-3Р-29—2000);

трубы равнопроходные с резьбой «Батресс» по ТУ 14-161-169—96;

трубы ОТТМ и «Батресс» стойкие к сероводородному растрескиванию в среде, содержащей сероводород до 6 % (по ТУ 14-162-3—94 и ТУ 14-157-47—97);

муфтовые электросварные с упорной конической резьбой ОТТМ и «Батресс» (ТУ 39. 0147016.40—93);

обсадные и муфты к ним в хладостойком исполнении с резьбой ОТТГ исп. А (ТУ 14-157-24—92;

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 или ТУ 14-3-1487—87);

муфтовые типа «Батресс» с повышенным сопротивлением смятию (ТУ 39-0147016-40—93 и ТУ 39-0147016-63—96);

трубы муфтовые с резьбой типа «Батресс» (по спецификации стандарта API Spec 5CT и ТУ 14-162-13—95);

трубы муфтовые бесшовные типа ОТТМ-В, оснащенные резьбой, унифицированной с резьбой типа «Батресс» (по ТУ 14-162-18—96) и др.;

безмуфтовые бесшовные типа «СТТ» с резьбовым соединением, которые являются аналогом резьбы типа «FL 4S» по стандарту API;

трубы типа ОТТГ диаметром 245 мм из стали группы прочности Р.

Изготовители:

ОАО «ТМЗ».

ОАО «Выксунский металлургический завод» (ВМЗ).

ОАО «Северский трубный завод» (СевТЗ) — в том числе трубы 245×12Р.

Синарский трубный завод (СинТЗ).

Челябинский трубопрокатный завод (ЧТПЗ).

ОАО «Волжский трубный завод» (ВТЗ).

Нижнеднепровский трубопрокатный завод (НДТЗ).

Трубы обсадные изготавливаются из сталей групп прочности Д, К, Е, Л и М, механические свойства которых приведены в табл. 9.27.

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° (рис. 9.11). Геометрические параметры труб приведены в табл. 9.28.

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:

СинТЗ — трубы диаметром 114 — 146 мм из стали Д.

ТМЗ — 140, 146 и 168 мм.

НДТЗ — 245, 273, 299 и 324 мм.

ЧТПЗ — 351, 377 и 426 мм.

СевТЗ — 168, 219, 245 и 324 мм.

Трубы обсадные муфтовые с конической резьбой треугольного профиля и упрочненными концами за счет редуцирования по ТУ 14-3-1076—82 приведены на рис. 9.12. 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.

Таблица 9.27

Механические свойства сталей для обсадных труб

Показатель	Группа прочности стали				
	Д	К	Е	Л	М
Временное сопротивление $\sigma_в$, МПа	637	687	690	758	861
Предел текучести $\sigma_т$, МПа:					
не менее	372	490	551	655	758
не более	551	—	758	861	964
Относительное удлинение δ_5, %	16	12	13	12,5	10,8

Рис. 9.11. Трубы обсадные муфтовые с короткой и удлиненной конической резьбой треугольного профиля по ГОСТ 632–80

Рис. 9.12. Трубы обсадные муфтовые с конической резьбой треугольного профиля и упрочненными концами по ТУ 14-3-1076–82

Рис. 9.13. Трубы обсадные муфтовые типа ОТТМ по ГОСТ 632–80 с конической резьбой трапецеидального профиля

Геометрические параметры труб приведены в табл. 9.28.

Изготовитель: НДТЗ – трубы размерами 245, 273, 299 и 324 мм групп прочности Д, Е и К.

Трубы обсадные с конической резьбой трапецеидального профиля, типа ОТТМ (ГОСТ 632–80) показаны на рис. 9.13. 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.

Таблица 9.28

Технические характеристики труб с треугольной резьбой по ГОСТ 632–80

Труба			Муфта		
D, мм ±0,75	S, мм −12,5	Масса 1 м, кг	$D_м$, мм ±3	$l_м$, мм ±3	Масса 1 м, 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 (У)
168	7,3−12,1	29,0−46,5	187,7	184; 222 (У)	9,1; 11,3
219	6,7−14,2	35,1−71,5	244,5	196; 254 (У)	16,2; 21,6
245	7,9−15,9	46,2−89,5	269,9	196; 266 (У)	17,9; 25,2 (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 % и длиной 5000−8000 мм — до 10 %.

Прочность на растяжение у труб ОТТМ на 25−50 % выше, чем у обсадных труб с треугольной резьбой. Геометрические параметры труб приведены в табл. 9.29.

Изготовители:

НДТЗ — трубы диаметром 146, 245, 299 и 324 мм.

СинТЗ — 114−146 мм.

ТМЗ — 114−245 мм.

ВТЗ — 168, 178, 219, 245, 273, 324 и 340 мм.

СевТЗ — 168, 219, 245 и 324 мм.

Трубы обсадные с конической резьбой трапецеидального профиля и коническими уплотнительными поясками типа ОТТГ (ГОСТ 632−80), изображенные на рис. 9.14, обеспечивают высокую герметичность соединения и предназначены для крепления скважин с пластовым давлением от 60 до 100 МПа. Резьбовая часть соединения труб ОТТГ соответствует соединению труб ОТТМ. Герметичность соединения обеспечивается коническими уплотнительными поясками, расположенными за резьбой со стороны меньших диаметров. Геометрические параметры труб приведены в табл. 9.29.

Таблица 9.29

Технические характеристики труб типа ОТТМ и ОТТГ

Труба			Муфта		
D, мм ±0,75 %	S, мм −12,5 %	Масса 1 м, кг	$D_м$, мм ±3	$l_м$, мм ±3	Масса, кг
102	6,5	15,2	110	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	6,7−14,2	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 % и длиной 5000−8000 мм — до 10 %.

Рис. 9.14. Трубы обсадные муфтовые типа ОТТГ по ГОСТ 632–80 с коническими уплотнительными поясками

Рис. 9.15. Трубы обсадные типа ОТТМ по ТУ 14-3-1417–86 с уплотнительным антизадирным покрытием резьбы

Рис. 9.16. Трубы обсадные типов ОТТМ и ОТТГ с узлом уплотнения из полимерного материала

Разрушающие нагрузки труб ОТТГ равны разрушающим нагрузкам труб ОТТМ.

Изготовители:

ТМЗ – трубы диаметром 168 мм.

ВТЗ – 168 и 245 мм.

СевТЗ – 219 и 245 мм.

Трубы обсадные типа ОТТМ с уплотнительным антизадирным покрытием резьбы муфт (ТУ 14-3-1417–86), приведены на рис. 9.15. Отличительной особенностью этих труб является нанесение на резьбу муфт противозадирного уплотнительного покрытия толщиной 29–30 и 30–50 мкм. Геометрические параметры труб приведены в табл. 9.29.

Покрытие обеспечивает улучшение свинчиваемости резьбового соеди-

нения, 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 выполнение свинчивания и развинчивания соединения в 2 раза больше без нарушения его прочности и герметичности.

Изготовители:

НДТЗ – трубы диаметрами 146, 245, 299 и 324 мм.

СевТЗ – 219 и 245 мм.

Трубы обсадные типов ОТТМ и ОТТГ с узлом уплотнения из полимерного материала (ТУ14-157-11 – 98, ТУ 14-3-1667 – 89 и ТУ 14-162-4 – 94) изображены на рис. 9.16. Отличительной особенностью резьбового соединения 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 (табл. 9.30).

Остальные геометрические параметры труб должны соответствовать требованиям, приведенным в табл. 9.31.

Трубы всех групп прочности изготавливаются в соответствии с ГОСТ 632 – 80.

Изготовители:

ТМЗ – трубы диаметрами 140 – 273 мм.

СинТЗ – 114 – 146 мм.

СевТЗ – 245 мм.

Трубы обсадные безмуфтовые типа ОГ1М предназначены для спуска в скважину в качестве потайных колонн (хвостовиков), но могут быть использованы и для эксплуатационных колонн в скважинах со стесненными

Таблица 9.30

Технические характеристики труб ОТТМ и ОТТГ с полимерным узлом уплотнения

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	23,9

Примечание. Длина труб L = 9500÷13000 мм; допускается в партии труб длиной 8000 – 9500 мм до 20 % и длиной 5000 – 8000 мм – до 10 %.

Таблица 9.31

Технические характеристики обсадных труб типов ОТТМ и ОТТГ

Диаметр трубы D, мм	Диаметр муфты $D_м$, мм	Длина треугольной резьбы, мм	Длина трапецеидальной резьбы, мм	Диаметр проточки $D_{пр}$, мм	Высота проточки h, мм
140	153,7	53	60	139,1	4,6
146	166,0			145,0	
168	187,7			167,5	
219	244,5			217,4	
245	269,9			242,8	

Рис. 9.17. Трубы обсадные безмуфтовые типа ОГ1М с трапецеидальной резьбой по ТУ 14-3-714–78

Рис. 9.18. Трубы обсадные муфтовые с упорной конической резьбой трапецеидального профиля типа «Батресс» (по ТУ 14-161-169–96, ТУ 14-162-13–95, ТУ 39.0137016–96 и др.)

зазорами. В соединении труб типа ОГ1М (рис. 9.17) использована трапецеидальная резьба с шагом 5,08 мм и рабочей высотой профиля 1,4 мм. Конусность резьбы 1:12 и углы наклона 3° и 30°. Для увеличения жесткости муфтового конца предусмотрена посадка с натягом по срезанным вершинам профиля резьбы на участке от начала сбега резьбы ниппельного конца до упорного уступа. Основные размеры труб типа ОГ1М приведены в табл. 9.32. Конструкция труб с резьбой типа ОГ1М разработана для диаметров от 114 до 273 мм и изготавливаются из сталей всех групп прочности по ТУ 14-3714–78.

Изготовитель: ТМЗ – диаметром 140–168 мм.

Трубы обсадные с упорной конической резьбой трапецеидального профиля «Батресс» (ТУ 14-161-169–96, ТУ 14-162-13–95, ТУ 39.0137016-63–96 и др.), изображены на рис. 9.18, обеспечивают высокую герметичность соединения и повышенную прочность при действии растягивающих нагру-

Таблица 9.32

Технические характеристики труб ОГ1М

Диаметр условный трубы *D*, мм	Диаметр наружный, мм	Толщина стенки δ, мм	Диаметр большого основания конуса резьбы по ниппельной части, мм	Длина конуса резьбы, мм	Диаметр конической выточки в плоскости торца, мм	Длина резьбы муфтовой части, мм
114	114,3	8 9	109,5	66 78	109,3	82
127	127,0	8 9	122,2	66 78	122,0	82
140	139,7	8 9 10 – 11	134,9	66 78 90	134,7	95
146	146,0	8 9 10 – 11	141,2	66 78 90	137,1	95
168	168,3	8 9 10 – 12	163,5	66 78 90	159,4	95
178	177,8	8 9 10 – 14	173,0	66 78 90	168,9	95
194	193,7	8 9 10 – 14	188,9	66 78 90	184,8	95
219	219,1	9 10 – 12	214,3	89 90	210,2	95
245	244,5	8 9 10 – 14	239,7	66 78 90	235,6	95
273	273,1	8 9 10 – 12	268,3	66 78 90	264,2	95

Таблица 9.33

Технические характеристики обсадных труб с резьбой «Батресс» диаметром 219 и 245 мм

Труба			Муфта		
D, мм ±0,75 %	*S*, мм −12,5 %	Масса 1 м, кг	$D_м$, мм ±3	$l_м$, мм ±3	Масса, кг
219 245	8,9 – 14,2 8,9 – 15,9	46,3 – 71,5 51,9 – 89,5	244,5 269,9	269,9 269,9	20,9 23,2

зок 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.

Геометрические параметры обсадных труб с резьбой "Батресс" приведены в табл. 9.33.

Остальные геометрические параметры труб должны соответствовать данным, приведенным в табл. 9.28.

Изготовители:

ТМЗ – диаметром 168, 219, 245 и 324 мм.

СевТЗ – диаметрами 219 и 245 мм.

СинТЗ – диаметром 140 и 146 мм.

Рис. 9.19. Трубы обсадные муфтовые электросварные с упорной конической резьбой типа «Батресс» (по ТУ 14-3-1599–88, ТУ 14-161-149–94 и др.)

Рис. 9.20. Трубы обсадные муфтовые электросварные с резьбой типа «Батресс» и узлом уплотнения из полимерного материала (ТУ 14-3-1732–90)

Трубы обсадные электросварные с упорной конической резьбой типа «Батресс» (ТУ 14-161-149-94, ТУ и стандарт API Spec 5CT), изображенные на рис. 9.19, характеризуются повышенной точностью по наружному диаметру и толщине стенки. Геометрические параметры труб приведены в табл. 9.34. 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.

Техническая характеристика электросварных обсадных труб группы прочности С и Д [29]

Временное сопротивление $\sigma_в$, МПа, не менее	517
Предел текучести $\sigma_т$, МПа, не менее	379
Относительное удлинение δ_5, %, не менее	18

Таблица 9.34

Технические характеристики обсадных труб с резьбой «Батресс» диаметром 146, 168 и 245 мм [29]

Труба			Муфта		
D, мм	S, мм −12,5%	Масса 1 м, кг	$D_м$, 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.

Изготовители:

ВТЗ — трубы диаметрами 146, 168, 219 и 245 мм.

СинТЗ — трубы диаметром 114 — 146 мм.

Трубы обсадные муфтовые повышенной коррозионной стойкости и хладостойкости с резьбой типа «Батресс» изготавливаются по ТУ 14-157-47−97 из сталей марки 25«М» селект, 20«М» селект и 20«С» селект (коррозионностойкие), ОД, 32Г2(Д), 32Г2 (обычного исполнения). Диаметр труб от 114 до 245 мм, длина от 7,62 до 10,36 м и от 10,36 до 13,0. Механические свойства сталей для этих труб приведены в табл. 9.35. Там же приведены свойства стали группы прочности М для обсадных труб и муфт к ним в хладостойком исполнении диаметром от 114 до 245 мм по ТУ 14-157-24−92.

Изготовитель: ТМЗ.

Трубы обсадные электросварные с резьбой типа «Батресс» и узлом уплотнения из полимерного материала (ТУ 14-3-1732−90), изображенные на рис. 9.20, предназначены для крепления газлифтных и газоконденсат-

Таблица 9.35

Технические характеристики сталей для труб повышенной коррозионной стойкости и хладостойкости по ТУ 14-157-47−97

Показатель	Группа прочности труб						
	Коррозионно-стойкого исполнения		Обычного исполнения				По ТУ 14-157-24−92
	J55	K55	J55	K55	N80	C95	M
Временное сопротивление $\sigma_в$, МПа (кгс/см^2)	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/см^2):							
не менее	379 (38,6)	379 (38,6)	379 (38,6)	379 (38,6)	552 (56,3)	655 (66,8)	758 (77,3)
не более	552 (56,3)	552 (56,3)	552 (56,3)	552 (56,3)	758 (77,3)	758 (77,3)	965 (98,4)
Относительное удлинение δ_5, %, не менее	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, (продольный образец) Дж/см^2 (кгс/см^2), не менее:							
20 °C	147 (15)	120 (12)					68,6 (6,99)
−40 °C	98 (10)	98 (10)					— —
−55 °C	— —	— —					39,2 (3,99)
−70 °C	69 (7)	69 (7)					— —

Таблица 9.36

Технические характеристики обсадных муфтовых труб с резьбой типа «Батресс»

D, мм	$D_м$, мм	l, мм ±3	$D_{пр}$, мм ±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

ных скважин в диапазоне температур от −60 до +250 °С, а технические характеристики приведены в табл. 9.36. Размеры и местоположение проточек для размещения уплотнительных колец обеспечивают высокую герметичность соединения. Эксплуатационные характеристики труб аналогичны трубам по ТУ 14-3-1667−89.

Изготовитель: ВТЗ — трубы диаметрами 146, 168 и 245 мм.

Трубы обсадные типа ОТТМ — безмуфтовые толстостенные с резьбой, высокопрочные (ТУ 39-0147016-28−92), изображенные на рис. 9.21, 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 [29].

Геометрические параметры безмуфтовых толстостенных обсадных труб типа ОТТМ

D, мм	245
S, мм	24
$l_н$,мм	105
$l_м$ мм	125
Длина, мм	8000−12000
Масса 1 м, кг	130,8

Изготовитель: СевТЗ — трубы диаметром 245 мм групп прочности Л, М и Р.

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 резьбой ОТТМ-В («Батресс»), стойкие к сероводородному растрескиванию в среде, содержащей сероводород до 6 % по объему, выпускаются по ТУ 14-162-3−94 диаметром 219 и 249 мм из стали группы прочности АС-75-2 (28ГМ), с толщиной стенки от 8,9 до 14,2 мм и длиной от 7,6 до 11,7 м, изображены на рис. 9.22 [49]. Механические свойства стали ($\sigma_т$ = 517÷620 Н/мм^2; $\sigma_{вр}$ = 655 Н/мм^2; относительное удлинение — 18 %) обеспечиваются термообработкой. Каждая труба и заготовка для изготовления муфт подвергается неразрушающему контролю с помощью ультразвукового и электромагнитного дефектоскопов, а в собранном виде — испытанию гидравлическим давлением.

Изготовитель: СевТЗ.

Трубы обсадные типа ОТТГ в хладостойком исполнении диаметром 245 мм (ТУ 14-162-4−94) для крепления газовых скважин в районах Крайнего Севера выпускаются из стали групп прочности Д, Е, Л и М с толщиной стенки 10, 11,1 и 12 мм и длиной от 8 до 11,7 м.

Изготовитель: СевТЗ.

Трубы с резьбой «Батресс» (по ТУ 14-162-13−95) изготавливаются диаметром 168,3; 219,1; 244,5 и 323,9 мм из стали Д, Е, Л и М с толщиной стенки от 7,9 до 14,2 мм и длиной от 6 до 11,7 м.

Кроме того, по ТУ 14-162-18−96 изготавливаются трубы **из стали АК 55**

Рис. 9.21. Трубы обсадные безмуфтовые толстостенные с резьбой типа ОТТМ, высокопрочные по ТУ 39-0147016-28–92

Рис. 9.22. Трубы обсадные муфтовые типа ОТТМ-В стойкие к сероводородному растрескиванию по ТУ 14-162-3–94

и AN 80 диаметром 324 мм с толщиной стенки 9,5 мм с резьбой ОТТМ-В, 11 и 12,4 мм с резьбой «Батресс», 14 мм с резьбой ОТТГ-BV. Контроль качества изготовленных труб осуществляется опрессовкой каждой трубы и проверкой метрологических параметров.

Изготовитель: СевТЗ.

Обсадные трубы стальные бесшовные безмуфтовые с резьбовым соединением типа СТТ (рис. 9.23), являются ближайшим аналогом резьбы типа FL 4S, предусмотренные стандартом API. Основные параметры обсадных труб с соединением типа СТТ, изготавливаемые по ТУ 14-157-61–99, приведены в табл. 9.37 и 9.38 [24]. Поставляются трубы длиной от 10 до 11,3 м либо по согласованию с заказчиком от 6,92 до 10,0 м.

Соединение типа СТТ представляет собой конструкцию соединения труб с одинаковым наружным диаметром для обсадной трубы – хвосто-

Таблица 9.37

Технические характеристики бесшовных обсадных безмуфтовых труб с резьбовым соединением типа СТТ по ТУ 14-157-61–99

Размеры труб				Марка стали	Группа прочности
Диаметр, мм		Толщина стенки	Длина, м		
условный	наружный				
114 120 140	114,3 120,7 139,7	6,88 6,90 7,00	10,0–11,3 (До 10 % от партии 9,5–10,0)	36Г2	Д, Е

Рис. 9.23. Соединение безмуфтовых обсадных труб типа СТТ:
а — ниппельный конец с наружной резьбой; *б* — раструбный (муфтовый) конец с внутренней резьбой

вика (потайной трубной колонны), предназначенного для ремонтных работ при высоком давлении. Внешний диаметр труб обеспечивает прохождение в наклонно направленные скважины и подъем цементного раствора на требуемую высоту, в том числе до устья. Для улучшения эксплуатационных характеристик в соединении СТТ используются дополнительные конические поверхности, которые при посадке с натягом создают уплотнения типа металл — металл. При свинчивании соединения упорные торцы ниппельного и раструбного концов контактируют друг с другом, создавая высокие контактные давления на упорных поверхностях соединений, что обеспечивает и дополнительно способствует герметичности соединения. Для придания соединению лучшей жесткости, предохранения раструбной части при свинчивании соединения с чрезмерным крутящим моментом упорные торцы скошены под углом 150°, образуя замыкание по типу «ласточкин хвост».

При промысловых испытаниях на нефтяном месторождении Самотлор в Тюменской нефтяной компании трубы выдержали сложное нагружение при действии внутреннего давления 36,8 МПа (гр. Д) и 52,5 МПа (гр. Е), осевого растягивающего усилия 395,7 кН и 574,6 кН и изгибающих моментов, соответствующих интенсивности искривления: 5° на 30 м; 5° на 20 м; 5° на 10 м.

Таблица 9.38

Основные технологические параметры безмуфтовых труб типа СТТ

Показатель	Диаметры труб (в мм) и группа прочности стали					
	114		120		140	
	Д	Е	Д	Е	Д	Е
Прочность соединения на растяжение, т*	50,5	73,3	53,3	77,4	62,9	91,4
Площадь опасного сечения в соединении, мм^2	1304,1		1376,6		1627,1	
Разрушающая нагрузка, т**	87,1	91,7	92,0	96,8	108,7	114,4
Рекомендуемый запас прочности	1,4					
Длина колонны при заложенном запасе прочности, м***	1990	2890	1950	2830	1960	2850
Рекомендуемая величина момента при свинчивании, кгс·м:						
минимальный	305	335	330	370	400	400
максимальный	395	435	420	470	500	500

* Прочность соединения на растяжение является показателем от минимального предела текучести стали соединения.

** Справочная минимальная разрушающая нагрузка является показателем от минимального предела прочности стали соединения.

*** Справочная длина колонны труб учитывает рекомендуемый коэффициент запаса прочности и не учитывает влияние температуры, кривизны ствола, наличие и плотность жидкости в скважине, влияние динамических нагрузок при спуске труб и т.д.

Таблица 9.39

Механические свойства стали по стандарту API Spec 5CT

Группа прочности стали	Предел текучести $\sigma_т$, МПа		Наименьший предел прочности при растяжении $\sigma_в$, МПа
	наименьший	наибольший	
H-40	276	552	414
J-55	379	552	517
K-55	379	552	655
N-80	552	758	689
C-75	517	620	655
L-80	552	655	655
C-95	655	758	724
P-110	758	965	862

Таблица 9.40

Химический состав стали для труб 245x12P Северского трубного завода

Марка стали	C	Mn	Si	Mo	V	Al
32Г2МФА	0,30–0,35	1,35–1,55	0,17–0,37	0,15–0,25	0,07–0,10	0,01
22Х2МФБА	0,20–0,25	0,40–0,70	0,17–0,37	0,60–0,80	0,15–0,30	0,01

Продолжение табл. 9.40

Марка стали	Nb	Cr	P	S	Ni	Cu
32Г2МФА	–	0,25	≤0,025	≤0,025	≤0,25	≤0,25
22Х2МФБА	0,04–0,08	1,7–2,1	≤0,015	≤0,015	≤0,25	≤0,25

Использование обсадных труб с резьбовым соединением типа СТТ позволяет устранить проблемы с ремонтом скважин с негерметичными эксплуатационными колоннами и обеспечивает возможность ремонта наклонно направленных скважин.

Изготовитель: ТМЗ.

Обсадные трубы, выпускаемые отечественными заводами в соответствии с требованиями стандарта API Spec 5CT, изготавливаются из стали с механическими свойствами, приведенными в табл. 9.39.

В 2001 году, впервые в России [24], выпущена опытная партия (200 т) обсадных труб типа ОТТГ с диаметром 245 мм и толщиной стенки 12 мм из сталей 32Г2МФА и 22Х2МФБА (для трубы и муфты соответственно) с пределами прочности 1000 МПа (не менее) и текучести 930 – 1137 МПа, относящихся к группе прочности Р по ГОСТ 632–80. Химический состав сталей для этих труб приведен в табл 9.40.

9.6. ТРУБЫ НАСОСНО-КОМПРЕССОРНЫЕ

Отечественной промышленностью изготавливаются насосно-компрессорные трубы следующих конструкций:

муфтовые гладкие с конической резьбой треугольного профиля (ГОСТ 633–80), изображенные на рис. 9.24, *а*;

муфтовые гладкие высокогерметичные с конической резьбой трапецеидального профиля (тип НКМ по ГОСТ 633–80), изображенные на рис. 9.24, *б*;

муфтовые гладкие с конической резьбой треугольного профиля с повышенной пластичностью и хладостойкостью (ТУ 14-3-1282–84), изображенные на рис. 9.24, *в*;

Рис. 9.24. Трубы насосно-компрессорные муфтовые гладкие:
а — с конической резьбой треугольного профиля; *б* — с конической резьбой трапецеидального профиля и уплотнительным пояском; *в* — с конической резьбой треугольного профиля с повышенной пластичностью и хладостойкостью; *г* — с конической резьбой треугольного профиля с узлом уплотнения из полимерного материала

муфтовые гладкие с конической резьбой треугольного профиля с узлом уплотнения из полимерного материала (ТУ 14-3-1534—87), изображенные на рис. 9.24, *г*.

Изготовители:

Синарский трубный завод (СинТЗ).

Первоуральский новотрубный завод (ПНТЗ).

Насосно-компрессорные трубы и муфты к ним изготавливаются из сталей групп прочности Д, К и Е, механические свойства которых приведены в табл. 9.41.

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.

Таблица 9.41

Механические свойства сталей для насосно-компрессорных труб по ГОСТ 633–80

Показатель	Группа прочности стали		
	Д	К	Е
Временное сопротивление $\sigma_в$, МПа, не менее	655	687	699
Предел текучести $\sigma_т$, МПа:			
не менее	379	491	552
не более	552	–	758
Относительное удлинение δ_5, %, не менее	14,3	12,0	13,0

Таблица 9.42

Геометрические парметры насосно-компрессорных труб

Труба			Муфта		
D, мм ±0,8	S, мм −12,5 %	Масса 1 м, кг	$D_м$, мм ±1 %	$l_м$, 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

Соединение недостаточно герметично из-за несовершенства конструкции. Расчетные величины предельных давлений составляют 2/3 практических.

Геометрические параметры труб приведены в табл. 9.42. Предельные нагрузки, соответствующие пределу текучести материала приведены в табл. 9.43.

Изготовители:

СинТЗ – трубы диаметром 60 и 73 мм.

ПНТЗ – трубы диаметром 73 и 89 мм.

Трубы насосно-компрессорные типа НКМ гладкие высокогерметичные с резьбой трапецеидального профиля (ГОСТ 633–80) характеризуются равной прочностью резьбового соединения с телом трубы и высокой герметичностью.

Равнопрочность конструкции труб достигается применением упорной

Таблица 9.43

Предельные нагрузки труб

Показатель	Размер труб, мм			
	60×5,0	73×3,5	89×6,5	114×7,0
Страгивающая нагрузка, кН	196 (Д)*	278 (Д) 365 (К) 402 (Е)	415 (Д)	545 (Д)
Внутреннее давление, МПа	54,0 (Д)	49,0 (Д) 64,7 (К) 71,0 (Е)	47,6 (Д)	40,0 (Д)
Наружное давление, МПа	39,0 (Д)	36,2 (Д) 46,5 (К) 50,5 (Е)	36,6 (Д)	28,9 (Д)
Растягивающая нагрузка для тела трубы, кН	322 (Д)	435 (Д) 572 (К) 620 (Е)	622 (Д)	766 (Д)

* В скобках указана группа прочности стали.

резьбы трапецеидального профиля с наклоном сторон 3 и 30°. Герметичность соединения 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 трубы и торцевое уплотнение позволяют уменьшить гидравлические потери, частично препятствующие отложению солей и парафина, уменьшают коррозионный износ соединения.

Геометрические параметры насосно-компрессорных труб типа НКМ

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±5 %

Предельные нагрузки для НКТ типа НКМ, соответствующие пределу текучести материала труб, приведены в табл. 9.44.

Изготовитель: СинТЗ.

Трубы насосно-компрессорные гладкие с резьбой треугольного профиля с повышенной пластичностью и хладостойкостью (ТУ 14-3-1282—84) изготавливаются в соответствии с требованиями ГОСТ 633—80 (исполнение Б) из стали группы прочности Д, обработанной (рафинированной) синтетическим шлаком.

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.

Технические характеристики материала труб

Временное сопротивление $\sigma_в$, МПа, не менее	655
Предел текучести $\sigma_т$, МПа, не менее	379
Относительное удлинение $б_5$, %, не менее	20
Ударная вязкость при температуре −60 °С, кгс·м/см	4

Трубы насосно-компрессорные гладкие с резьбой треугольного профиля и узлом уплотнения из полимерного материала (ТУ 14-3-1534—87) изготавливаются в соответствии с требованиями ГОСТ 633—80. На муфтах выполняются проточки для установки уплотнительных колец из полимерного материала (фторопласт-4), которые не теряют своих эксплуатационных свойств после 4—5-кратного свинчивания при температуре от −60 до

Таблица 9.44

Предельные нагрузки для НКТ типа НКМ

Показатель	Размер труб, мм	
	73×5,5	73×7,0
Растягивающая нагрузка, кН	363 (Д)* 476 (К) 524 (Е)	617 (К) 680 (Е)
Внутреннее давление, МПа	49,0 (Д) 64,7 (К) 71,0 (Е)	82,2 (К) 90,5 (Е)
Наружное давление, МПа	36,2 (Д) 46,5 (К) 50,5 (Е)	66,0 (К) 72,3 (Е)

* В скобках указана группа прочности стали.

Рис. 9.25. Труба насосно-компрессорная термоизолированная:
1 — изоляция экранно-вакуумная; *2* — труба наружная; *3* — труба внутренняя; *4* — муфта

+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 (барьер для коррозионного агента) уменьшает коррозионный износ резьбы.

Эксплуатационные характеристики труб аналогичны трубам по ГОСТ 633—80.

В ряде производственных объединений и предприятий созданы производственные мощности, отработана технология и освоен выпуск насосно-компрессорных труб с покрытиями различного типа и труб из коррозионностойких материалов, например полимерно-металлических.

Разработчик: ОАО «ВНИИТнефть».

Изготовители: ЗАО «ПОЛИМЕРМАШ» и др.

Для внедрения технологии добычи высоковязких нефтей с использованием метода закачки теплоносителей в пласт, специалистами АО «Удмуртнефть» и АО «Вакууммаш» разработана конструкция термоизолированных труб типа ТТ 89/50 (рис. 9.25) со следующими характеристиками [49].

Техническая характеристика термоизолированных труб типа ТТ 89/50

Диаметр наружный, мм	89
Условный проход, мм	38
Тип присоединительной резьбы	НКМ-89
Рабочая температура, °С	323
Рабочее давление, МПа	16
Тип изоляции	Экранно-вакуумный
Потери температуры на 1000 м, °С	27

Примечание: При испытаниях опытной партии потери составили 22 °С.

Эти же трубы и такой конструкции могут применяться при строительстве скважин на месторождениях, в разрезе которых имеются отложения многолетнемерзлых пород для предупреждения их растепления в период эксплуатации скважин. Освоен выпуск труб с различными покрытиями и другими изготовителями России.

Изготовитель: АО «Удмуртнефть» — трубы ТТ 89/50.

В настоящее время отечественной промышленностью предлагаются по заявкам потребителей насосно-компрессорные трубы из легких сплавов под шифром ЛНКТ.

Некоторые параметры труб ЛНКТ диаметром 73 мм

D, мм	73,0
S, мм	5,5
$D_м$, мм	88,9
l, мм	25,5
$D_{пр}$, мм	74,3
h, мм	3,5

Поставщик: Торговый дом «Русский Алюминиевый прокат».

9.7. ТРУБЫ СТЕКЛОПЛАСТИКОВЫЕ

Стеклопластиковые трубы раструбного типа (безмуфтовые) используются в качестве обсадных и насосно-компрессорных в конструкциях скважин различного назначения. Материал труб инертен по отношению к сероводороду, углекислоте и другим компонентам нефтепромысловых жидкостей.

Стеклопластиковые обсадные и насосно-компрессорные трубы (рис. 9.26) изготавливаются по ТУ 39-014016-76—96 [22, 49] методом контролируемой намотки стеклоровинга на полированные оправки и отверждения в печах при высокой температуре. В качестве связующих материалов используются эпоксидная смола и аминный ингидридный отвердитель.

Резьба труб треугольного профиля выполнена в полном соответствии с требованиями ГОСТ 632—80 для обсадных и насосно-компрессорных труб (табл. 9.45).

Основные параметры стеклопластиковых труб ОАО «ВНИИТнефть»

Внутренний диаметр, мм	От 50 до 245
Рабочее давление, МПа	До 16,0
Узел соединения	Разъемный, неразъемный
Напряжение от осевой растягивающей нагрузки, МПа	110
Модуль упругости при осевом растяжении, МПа	14 000
Температурный интервал эксплуатации, °С	−60 − +90

Стеклопластиковые трубы обладают примерно в 1,5 раза лучшими, чем у стальных труб характеристиками потока, в результате достигается малая скорость отложения частиц и низкий перепад давления. Максимальная рабочая температура в зависимости от применяемой эпоксидной системы составляет от 70 °С (ангидридная система) до 105 °С (аминная система).

Трубы обладают высокой прочностью резьбовых соединений, выполненных по стандарту Американского нефтяного института STD 5B, специальной конструкцией стенки, обеспечивающей малое осевое расширение и сжатие, очень высокой коррозионной стойкостью к сернистой и бисернистой сырой нефти, CO_2, H_2S и т.д.

Трубы изготавливаются в соответствии с требованиями стандартов АНИ 15HR и 15LR.

Длина труб — 9,14 м. Срок службы в агрессивных средах — не менее 20 лет.

Основные физико-механические свойства материала стеклопластиковых труб

Напряжение в стенке трубы при потере герметичности, МПа	160
Модуль упругости при осевом сжатии, МПа	140
Напряжение в стенке трубы при циклическом давлении (750 циклов), МПа	44
Водопоглощение, %	0,15
Плотность, кг/м^3	1800—2100
Параметр гидростатического смятия наружным давлением	1

Рис. 9.26. Труба стеклопластиковая безмуфтовая

Таблица 9.45

Технические характеристики стеклопластиковых насосно-компрессорных и обсадных труб ОАО СП «Дагнефтьиндустрия» [49]

Условный диаметр, мм	Внутренний диаметр d, мм	Наружный диаметр D, мм	Толщина стенки t, мм	Диаметр раструба $D_м$, мм	Масса 1 м, кг	Внутреннее рабочее давление, МПа	Разрушающее давление, МПа		Осевая разрушающая нагрузка, кН	
							внутреннее	наружное	тело трубы	резьба
60	50,7	59,4	4,4	80,0	1,6	6,7	18,0	20,3	114,1	193,7
		61,0	5,1	81,7	1,8	7,7	20,7	23,4	134,9	
		62,5	5,9	83,7	2,1	8,7	23,4	26,4	156,2	
		63,8	6,6	84,3	2,3	9,6	26,0	29,3	178,0	
		65,3	7,3	87,9	2,6	10,6	28,4	32,2	200,3	
		66,8	8,1	89,1	2,8	11,4	30,8	35,0	222,3	
73	62,0	70,9	4,4	90,9	2,0	5,5	15,4	16,9	137,5	263,4
		72,1	5,1	94,2	2,3	6,4	17,2	19,5	162,3	
		73,7	5,9	95,8	2,6	7,2	19,5	22,0	187,5	
		75,2	6,6	97,0	2,8	8,1	21,7	24,5	213,2	
		76,7	7,3	98,6	3,1	8,8	23,9	27,0	239,4	
		78,2	8,1	100,1	3,4	9,6	25,9	29,3	266,2	
		79,5	8,8	103,4	3,7	10,4	28,0	31,6	293,4	
89	76,0	84,8	4,4	107,4	2,5	4,6	12,3	14,0	166,6	351,3
		86,4	5,1	109,0	2,8	5,3	14,3	16,1	196,1	
		87,6	5,9	112,3	3,1	6,0	16,2	18,3	226,1	
		89,1	6,6	113,8	3,5	6,7	18,1	20,3	256,7	
		90,7	7,3	115,3	3,8	7,3	19,8	22,4	287,7	
		92,2	8,1	116,8	4,2	8,1	21,6	24,4	319,3	
		93,5	8,8	120,1	4,6	8,7	23,4	26,4	351,3	
		95,0	9,5	121,7	5,0	9,3	25,0	28,3	383,9	
		96,8	10,3	122,9	5,4	9,9	26,7	30,3	417,0	
114	100,5	109,2	4,4	132,8	3,2	3,5	9,5	10,6	217,4	505,2
		110,7	5,1	134,5	3,6	4,1	11,0	12,4	255,4	
		112,3	5,9	135,9	4,1	4,6	12,5	14,0	293,9	
		113,8	6,6	139,2	4,6	5,1	13,9	15,7	333,0	
		115,1	7,3	140,7	5,0	5,7	15,3	17,3	372,4	
		116,6	8,1	142,2	5,5	6,2	16,8	18,9	412,5	

		118,1	8,8	143,5	6,0	6,7	18,2	20,5	453,1	
		119,6	9,5	145,0	6,4	7,2	19,5	22,0	494,0	
		121,1	10,3	146,6	6,9	7,8	20,9	23,6	535,6	
168	152,5	161,3	4,4	190,8	5,1	2,3	6,3	7,1	325,1	850,8
		162,8	5,1	192,3	5,7	2,7	7,4	8,3	381,0	
		164,3	5,9	193,8	6,4	3,1	8,3	9,5	437,4	
		165,6	6,6	195,3	7,1	3,5	9,3	10,6	494,4	
		167,1	7,3	196,8	7,7	3,9	10,4	11,7	551,9	
		168,6	8,1	200,1	8,4	4,2	11,3	12,8	609,9	
		170,2	8,8	201,7	9,1	4,5	12,3	13,9	668,4	
		171,4	9,5	202,9	9,8	4,9	13,3	15,0	727,3	
		173,0	10,3	204,5	10,5	5,3	14,2	16,6	786,8	
		174,5	11,0	206,0	11,2	5,6	15,2	17,2	846,8	
		176,0	11,7	207,5	11,9	5,9	16,1	18,2	907,4	
		177,3	12,4	208,8	12,6	6,3	17,0	19,3	968,3	
		178,8	13,2	212,3	13,4	6,7	18,0	20,3	1029,9	
245	216,8	225,5	4,4	257,5	7,3	1,7	4,5	5,0	458,3	14108,8
		227,1	5,1	259,1	8,2	1,9	5,3	5,9	536,4	
		228,6	5,9	260,6	9,2	2,2	6,0	6,7	615,1	
		229,9	6,6	261,9	10,1	2,5	6,7	7,5	694,2	
		231,4	7,3	263,4	11,1	2,7	7,4	8,3	773,9	
		232,9	8,1	264,0	12,0	3,0	8,1	9,2	854,1	
		234,4	8,8	266,4	12,9	3,3	8,8	9,9	934,8	
		235,7	9,5	267,7	13,9	3,6	9,5	10,7	1015,9	
		237,2	10,3	271,3	14,9	3,8	10,2	11,5	1097,6	
		238,8	11,0	272,5	15,8	4,1	11,0	12,3	1179,8	
		240,3	11,7	274,1	16,8	4,3	11,6	13,1	1262,5	
		241,9	12,4	275,6	17,9	4,6	12,2	13,8	1345,7	
		243,1	13,2	277,1	18,8	4,8	13,0	14,6	1429,5	
		244,6	13,9	278,4	19,8	5,1	13,2	15,4	1513,7	

Примечание. В зависимости от используемого сырья (стеклоровинт и связующее) значения могут изменяться в ту или иную сторону примерно на 30 %.

Из этих же материалов по ТУ 39-0147016-75—97 и ТУ 39-0147016-77—97 изготавливается трубопроводная соединительная арматура — фланцы, отводы с различным углом поворота, крестовины, тройники, переходники муфтовые и ниппельные.

Стеклопластиковые трубы почти в четыре раза легче металлических, имеют низкое гидравлическое сопротивление, высокую прочность и срок службы в обычных условиях 50—60 лет, а в агрессивных средах — более 25 лет.

Сборка стеклопластиковых труб легко производится на специальной смазке с контролем крутящего момента при свинчивании.

Изготовители:

ОАО «ВНИИТнефть».

ОАО СП «Дагнефтьиндустрия».

АО «РИТЕК» и АО «Рихост» — НКТ 60.

9.8. СМАЗКИ ДЛЯ РЕЗЬБ

Отечественной промышленностью изготавливаются на основе минерального масла с добавлением присадок и наполнителей следующие пластические смазки для резьб:

смазка резьбовая Р-113 свинецсодержащая выпускается по ТУ 301-04-020—92, предназначена для герметизации и предотвращения износов, задиров и заедания резьбовых соединений бурильной колонны глубоких и сверхглубоких скважин, работающих в скважинах с температурой до +200 °С;

смазка резьбовая (уплотнительная) **Р-402** свинецсодержащая выпускается по ТУ 301-04-020—92, предназначена для герметизации резьбовых соединений обсадных (по ГОСТ 632—80) и насосно-компрессорных труб (ГОСТ 633—80), подвергаемых не многократному или однократному свинчиванию и работающих в скважинах с температурой до +200 °С;

смазка резьбовая Р-416 свинецсодержащая выпускается по ТУ 301-04-020—92, предназначена для обеспечения герметичности и многократности свинчивания резьбовых замковых соединений бурильных и утяжеленных бурильных труб с рабочей температурой на забое до +100 °С;

смазка «Резьбол» марки Б предназначена для резьбовых соединений замков бурильных и утяжеленных бурильных труб при роторном или ударном бурении в условиях температуры от −50 до +200 °С; обеспечивает герметичность резьбовых соединений при давлении до 30 МПа; в отличие от смазок аналогичного назначения (Р-416 и Р-113) — не содержит свинцового наполнителя; легко наносится на резьбу при температуре до −30 °С;

смазка «Резьбол» марки О предназначена для резьбовых соединений обсадных и насосно-компрессорных труб нефтяных, газовых и газоконденсатных месторождений; смазка способна работать при давлении жидкости до 40 МПа и при давлении газа до 30 МПа.

Изготовитель: Завод имени Шаумяна;

смазка резьбовая герметизирующая типа СРГ — для смазывания резьбовых соединений обсадных и насосно-компрессорных труб с рабочей температурой на забое до 70 °С;

смазка резьбовая типа СР (полимерная смазка) — для резьбовых соединений бурильных и обсадных колонн с рабочей температурой на забое до 70 °С.

Таблица 9.46

Технические характеристики резьбовых смазок для бурильных, обсадных и насосно-компрессорных труб

Показатели	Р-113	Р-402	Р-416	СРГ	СР
Температура каплепадения, °С, не ниже	125	130	130	–	60
Коллоидная стабильность, %, не более	7	7	7	4	6
Пенетрация при 20°С, без перемешивания	270 – 330	270 – 330	130 – 180	360 – 380	350 – 370
Завод-изготовитель (поставщик)	Завод им. Шаумяна			НПП «Азимут»	

Основные технические характеристики резьбовых смазок приведены в табл. 9.46.

Изготовитель: НПП «Азимут»;

смазка резьбоуплотнительная типа ВГБ-1 – для резьбовых соединений обсадных и насосно-компрессорных труб с рабочей температурой от –25 до +250 °С;

смазка резьбоуплотнительная типа ВГБ-СП – для резьбовых соединений обсадных и насосно-компрессорных труб с рабочей температурой от –25 до +250 °С;

смазка резьбоуплотнительная типа ВГБ-2 Север – для резьбовых соединений обсадных и насосно-компрессорных труб с рабочей температурой от –40 до +250 °С.

Смазки типа ВГБ-1, ВГБ-СП и ВГБ-2 Север легко наносятся шпателем и щеткой на резьбовые поверхности, имеют высокие адгезионные свойства и не требуют дополнительного подогрева перед их нанесением. Применение указанных резьбоуплотнительных смазок позволяет избежать изменения геометрии резьбы, вызываемого сборкой и разборкой соединений. Эти смазки соответствуют требованиям стандарта API 5A2 последнего издания Американского нефтяного института, а по отдельным показателям превышают его. Смазки имеют гигиенический паспорт от 11 ноября 1992 г.

Разработчик и изготовитель: ОАО «ТМЗ».

Поставка смазок осуществляется в металлических бочках по 50 и 100 кг, а также в баночках до 1 кг (смазки завода им. Шаумяна).

9.9. ТРУБЫ ГИБКИЕ

9.9.1. ГИБКИЕ РЕЗИНОТКАНЕВЫЕ ТРУБЫ

Акционерным обществом «Росфлекс» выпускаются гибкие трубы, предназначенные для обустройства нефтяных месторождений и применения в качестве выкидных линий нефтяных скважин и технологических трубопроводов в системе сбора нефти, высоконапорных водоводов пластовых сточных вод в системе поддержания пластового давления, стояков и подводных трубопроводов при обустройстве морских месторождений. Кроме того, гибкие трубы конструкции АО «Росфлекс» могут быть использованы в нефтехимической, химической и других отраслях промышленности для транспорта агрессивных продуктов нефтепереработки и химического производства, пульпы, сыпучих продуктов, морской и пресной

Таблица 9.47

Технические характеристики гибких резинотканевых труб

Показатель	Условный диаметр (внутренний) трубы $D_у$, мм			
	50	75	100	150
Рабочее давление, МПа	4; 10; 15; 20	4; 10; 15; 20	4; 10; 20	4
Наружный диаметр $D_н$, мм	82; 85; 86; 88	110; 113; 114; 115	130; 133; 135	180
Испытательное давление, МПа	6; 15; 25; 30	6; 15; 23; 30	6; 15; 30	6
Масса 1 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
Максимальная длина секции, м	350	220	150	100
Тип соединения	Фланцевый или сварной			

воды, в том числе питьевой. Труба состоит из внутренней полимерной камеры, армирующих слоев, наружной полимерной оболочки и концевых соединений. Полимерные материалы обеспечивают конструкции труб стойкость к транспортируемым средам и к воздействию внешней среды при температурах от −45 до +50 °С.

Основные технические характеристики гибких труб АО «Росфлекс» приведены в табл. 9.47.

Изготовитель: ЗАО « Росфлекс» .

9.9.2. ТРУБЫ ГИБКИЕ СТАЛЬНЫЕ

Нефтегазодобывающие предприятия России используют при ремонте скважин длинномерные стальные трубы в бунтах (ДТБ), известные, кроме того, как длинномерная безмуфтовая труба (Coiled tubing). Опыт их применения свидетельствует о следующих преимуществах:

сокращается время проведения основных операций;

отпадает потребность в установках ремонта скважин;

отпадает необходимость в «глушении» скважин;

отсутствуют утечки через соединения;

выполнение операций в наклонно направленных и горизонтальных скважинах;

не повреждается продуктивный пласт;

обеспечивается безопасность и экологичность процессов ремонта и эксплуатации.

Труба наматывается на барабан установок для бурения и капитального ремонта скважин.

Отечественной промышленностью выпускаются трубы различных диаметров из малоуглеродистых, легированных и нержавеющих сталей. АО «Уральский научно-исследовательский институт трубной промышленности» («УралНИТИ») совместно с ОАО «УралЛУКтрубмаш» разработали и освоили технологию изготовления сварных длинномерных труб в бунтах (ТУ 14-3-1470−86) из сталей с характеристиками, приведенными в табл. 9.48. Технические характеристики труб приведены в табл. 9.49.

Габаритные размеры бунта труб диаметром от 25 до 73 мм: диаметр наружный − до 3100 мм; диаметр внутренний − 2000 мм; высота − 1500 мм. Испытательное давление − 35 МПа.

Трубы изготовленные ОАО «УралЛУКтрубмаш», успешно применяются ТПП «Когалымнефтегаз», ЗАО «РИКОР», УКРС и СР «Мострансгаз» и

Таблица 9.48

Технические характеристики стали для изготовления гибких труб в бунтах

Показатель	Марка стали					
	10	20	Ст. 2	08Г20Ф	08Г20Ф6	10ГМФ
Предел текучести, МПа	210	250	220	400	420	400
Предел прочности, МПа	340	420	330	550	570	550
Относительное удлинение, %	31	21	24	22	22	22

Таблица 9.49

Технические характеристики гибких стальных труб в бунтах

Показатель	Условный диаметр трубы, мм							
	20	25	26	33	42	48	60	73
Наружный диаметр трубы, мм	20	25,0	26,8	33,5	42,3	48,0	60,3	73,0
Толщина стенки, мм	2, 2,5; 2,8	2,5; 3,0	2,8; 3,2	2,8; 3,2	3,2	3,0; 3,5	3,5; 4,0	3,5; 4,0
Испытательное давление, МПа, для минимальной толщины стенки из стали марки:								
20	56	56	60	45	40	32	30	24
10ГМФ	90	90	95	83	64	53	48	38

Таблица 9.50

Основные параметры длинномерных гибких стальных труб АО «Филит»

Показатель	Условный диаметр трубы, мм	
	25	33
Наружный диаметр, мм	25,0	33,5
Толщина стенки, мм	2,20	2,75
Длина в бунте, м	До 4500	До 4500
Предел текучести, МПа, не менее	500	500
Предел прочности, МПа, не менее	659	656
Удлинение, %, не менее	33,9	33,9
Рабочее внутреннее давление, МПа	31,5	31,5

ПО «Уренгойгаздобыча». По результатам применения установлено [49], что одним бунтом трубы обрабатывается от 26 до 90 скважин (в зависимости от сложности ремонтных работ).

Московским трубным заводом АО «Филит» и Московским заводом ОАО «Металлист» освоено производство длинномерных электросварных труб из коррозионностойких нержавеющих сталей в бунтах. Трубы предназначены для колтюбинговых агрегатов, осуществляющих ремонт нефтяных и газовых скважин — промывку отложений активными растворами, обработку призабойной зоны под давлением и другие операции. Трубы имеют следующие характеристики: диаметр 25, 33 и 38 мм, толщина стенки 2 и 2,5 мм; испытательное давление до 63 МПа. Длина бухты до 4500 м. Основные параметры гибких стальных труб, выпускаемых Московским трубным заводом, приведены в табл. 9.50.

В настоящее время эксплуатируется бунт труб 33×2,5 мм, длиной 2500 м с установкой типа МУРС-12, изготовитель — ОАО ЭЗ «Металлист». В стадии освоения производства — стальные гибкие трубы, на Таганрогском металлургическом заводе.

Изготовители:

ОАО «УралЛУКтрубмаш» — диаметром 33, 42, 48 и 60 мм.

Московский трубный завод ОАО «Филит» — диаметром 25, 33, 38.

10

БУРОВЫЕ РУКАВА

10.1. ОСНОВНЫЕ ПАРАМЕТРЫ К РУКАВАМ ПО ГОСТ 25676–83

Основные параметры резиновых рукавов для бурения, применяемых в качестве гибких соединений между нагнетательным манифольдом и вертлюгом, а также между насосом и нагнетательным манифольдом буровых установок регламентированы требованиями ГОСТ 25676–83 Рукава резиновые. Основные параметры и размеры, технические требования, методы испытаний, маркировка, упаковка, транспортирование и хранение.

Резиновые рукава для бурения могут изготавливаться длиной от 3 до 25 м. Однако, в соответствии со спецификацией бывшего СССР, изготавливаются длиной от 3 до 18 м. Предельные отклонения по длине рукавов не должны превышать, %:

+1,5/–1,0 – при длине рукавов до 10 м;

±1,0 – при длине рукавов свыше 10 м.

Основные размеры рукавов, номинальные давления и минимально допускаемые радиусы изгиба должны соответствовать данным, приведенным в табл. 10.1. В зависимости от рабочего и испытательного давлений рукава изготавливают двух типов: I и II.

Испытательное гидравлическое давление для рукавов типа I должно соответствовать двухкратному рабочему давлению, а для типа II – полуторакратному. Испытания проводят на воде. Минимальный допускаемый радиус изгиба для рукавов должен соответствовать данным, указанным в табл. 10.2.

Буровые установки для глубокого бурения скважин на нефть и газ комплектуются буровыми рукавами резиновыми металлокордной конструкции с условным диаметром 76 мм на рабочее давление 30 и 35 МПа, выпускаемыми российскими и зарубежными предприятиями.

Эксплуатация рукавов и уход за ними должен осуществляться в соответствии с приведенными ниже рекомендациями.

1. Во избежание растрескивания рукава длину рукава и высоту стояка буровой установки необходимо выбирать так, чтобы при подъеме и опускании радиус изгиба был не менее минимально допускаемого и в самом нижнем рабочем положении (у вертлюга) и в самом верхнем рабочем по-

Таблица 10.1

Технические характеристики резиновых рукавов для бурения по ГОСТ 25676–83

Внутренний диаметр, мм		Размеры конической резьбы, мм	Рабочее давление для рукавов, МПа							
			Типа I					Типа II		
Номинальный	Предельное отклонение		Исполнения							
			A	B	C	D	E	1	2	3
50	± 0,5	–	–	–	–	–	–	15	–	
								–	20	–
51	–	76,2	10,5	14	27,5	–	–	15	20	30
63,5	–	76,2	10,5	14	27,5	34,5	52,0	15	20	30
65	± 0,5	–	–	–	–	–	–	15	–	
								–	20	–
76	± 0,5	101,6	–	–	27,5	34,5	52,0	–	–	–
					–	–	–	15	–	–
					–	–	–	–	20	–
					–	–	–	–	–	30
89	–	127,0	–	–	27,5	34,5	52,0	15	20	30
100	± 1,0	–	–	–	–	–	–	15	–	
								–	20	–
102	–	127,0	–	–	–	–	–	15	20	30

Примечания:

1. Для рукавов с внутренним диаметром 89 мм размер присоединительной резьбы может быть 101,6 мм. В этом случае рукава комплектуются переходником.
2. Допускается применять резьбу другого вида, а также фланцевые соединения.

ложении (у стояка). Необходимую длину рукава (в метрах) вычисляют по формуле:

$$L_н = 0{,}5 \cdot L_т + \pi R + \Delta l, \qquad (10.1)$$

где $L_т$ – длина смещения рукава, м; R – минимально допускаемый радиус изгиба, м (см. табл. 10.2); Δl – изменение длины, возникающее при наибольшем давлении, равное для всех размеров рукавов 0,3 м.

Предполагаемую высоту стояка (в метрах) вычисляют по формуле

$$H_s = 0{,}5 \cdot L_т + Z, \qquad (10.2)$$

где $L_т$ – длина смещения рукава, м; Z – расстояние между нижним положением вертлюга и рабочим столом (не менее 0,1 м).

Если действительная длина рукава больше, чем высчитанная по формуле (10.1), то высоту стояка необходимо увеличить на половину разности высчитанной и действительной длин.

2. Соединение рукава и вертлюга, а также рукава и стояка должно быть тангенциальным.

При вертикальном стояке в качестве соединителя применяют отвод шлангового соединения с углом наклона 180°. Если угол наклона стояка совпадает с углом наклона опоры буровой вышки, то применяют отвод шлангового соединения с углом наклона 160°.

Таблица 10.2

Минимальный допускаемый радиус изгиба рукавов для бурения

Номинальный внутренний диаметр, мм	Минимальный радиус изгиба, мм	Номинальный внутренний диаметр, мм	Минимальный радиус изгиба, мм
50; 51	1000	89,0	1400
53,5; 65,0; 76,0	1200	100; 102	1400

3. Во избежание продавливания рукава целесообразно вынуть его из ящика, положить по прямой линии, а затем поднять с помощью каната, прикрепленного к одному концу рукава. Если применяют подъемное устройство, то ящик необходимо поворачивать по направлению рукава. При транспортировании рукавов на новое место во избежание их повреждения предлагается использовать держатель.

Исключается использование лебедки, подъемного крана, а также нельзя нагружать рукава тяжелыми предметами.

4. Запрещается кручение рукава, так как это создает дополнительное вредное напряжение на элементы рукава, одна спираль усилительной стальной проволоки ослабнет, другая сожмется, в результате уменьшается сопротивление рукава на растрескивание и вдавливание. Во избежание кручения рукава целесообразно присоединить к одному концу рукава вращающийся элемент. Допускается кручение рукава в том случае, если необходимо убрать в пути хомут вертлюга.

5. При сборке рукава должно быть необходимое расстояние между рукавом и вышкой.

6. На обоих концах рукава необходимо установить защитную цепь нужной длины за неподвижным соединителем, но не непосредственно за ним. Цепь должна быть сильно натянута, при этом рукав не должен быть поврежден.

Защитную цепь можно присоединить только к вверх идущему соединителю вышки, чтобы цепь свободно двигалась и не задерживала движение рукава, если подъемное устройство находится очень высоко.

7. Постоянное перегибание рукава также сокращает продолжительность его службы. В выходящей нагнетательной линии необходимо использовать уравнительную камеру и компенсатор соответствующих размеров для сокращения вибраций нагнетательной линии и рукава до минимума. Компенсатор нужно установить на 10 % меньше максимального давления насоса. Всасывающий трубопровод насоса нужно заполнить рабочей жидкостью или загрузить подпорным насосом и потом насос запустить в работу. Для сокращения пульсаций предлагается использовать всасывающие рукава.

8. Рабочее давление включает в себя возникающие в нагнетательной системе пики давления.

9. Буровые растворы на нефтяной основе, содержащие большое количество ароматических соединений, приводят к вспучиванию рукава и сокращают срок его службы. По этой причине предлагается, чтобы для растворов на нефтяной основе «анилиновая точка» была более 71 °С.

10. Обслуживающий персонал должен быть обучен изложенным правилам эксплуатации буровых рукавов.

10.2. БУРОВЫЕ РУКАВА ОАО «КВАРТ» И ФИРМЫ «PRI Ltd» (б. «ТАУРУС») [49]

Буровые рукава резиновые металлокордной конструкции, предназначенные для комплектации буровых установок стационарных и мобильных, используемых при бурении глубоких скважин на нефть и газ выпускаются ОАО «Кварт» по ТУ 38-605119—95. В качестве рабочей среды могут исполь-

Рис. 10.1. Присоединение штуцера с конической резьбой к многослойному резиновому рукаву для бурения

зоваться вода, буровой раствор на водной основе с содержанием нефти до 20 % и цементный раствор. Буровые рукава работоспособны в районах умеренного и тропического климата при температуре окружающего воздуха от −40 до +50 °С и рабочей среды до +80 °С.

Буровые рукава состоят из нескольких концентрично расположенных слоев: внутреннего резинового, прорезиненной ткани, силового, укладочного и покрывающего. Внутренний слой, как правило, выполняется из специальной резиновой смеси на основе синтетических и натуральных каучуков. Прорезиненная ткань — текстильный силовой слой. Силовой слой представляет собой набор металлического троса высокой прочности. Укладочный слой выполняется из специальной резиновой смеси. Покрывающий слой может быть из прорезиненной ткани или из особого огнестойкого материала.

Буровые рукава изготавливаются с концевой металлической арматурой, оснащенной конической резьбой, для присоединения штуцеров к фланцам (рис. 10.1) или нефтепромыслового оборудования различного типа.

Буровые рукава выпускаются с внутренними диаметрами 38, 50, 65, 76 и 100 мм на рабочие давления от 25 до 34,5 МПа. Длина рукавов для бурения равна 18 м. Номенклатура буровых рукавов ОАО «Кварт» приведена в табл. 10.3.

Кроме того, для комплектации буровых установок для бурения структурно-поисковых, изыскательских, водяных и другого назначения неглубоких скважин выпускаются буровые рукава по ТУ-38 105358−81 с внутренним диаметром 38 мм.

Таблица 10.3

Номенклатура и основные размеры буровых рукавов

Внутренний диаметр, мм	Рабочее давление, МПа				
	25,0	27,5	30,0	34,5	40,0
38,0	–	–	X	–	–
50,0	–	–	X	–	–
65,0	–	–	X	–	–
76,0	X	X	X	X	X
100,0	–	–	X	–	–

Примечание. В состав рукава входит комплект штуцеров.

Таблица 10.4

Основные параметры буровых рукавов фирмы «Таурус» (Венгрия)

Внутренний диаметр, мм	Рабочее давление, МПа	Наружный диаметр, мм	Вес 1 м рукава, кг	Давление при испытании, МПа	Максимальный радиус изгиба, м
51	27,6	96	11,0	55,2	
	34,5	96	11,0	69,0	0,6
63,5	27,6	110	13,5	55,2	
	34,5	113	15,4	69,0	0,8
76	27,6	131	19,6	55,2	
	34,5	145	28,0	69,0	0,9
89	27,6	145	22,0	55,2	
	34,5	163	37,0	69,0	1,1
102	27,6	225	26,4	55,2	
	34,5	225	42,7	69,0	1,2

Буровые установки для бурения глубоких скважин на нефть и газ различного назначения комплектуются также буровыми рукавами венгерской фирмы «Таурус», основные параметры которых приведены в табл. 10.4. Поперечное сечение двухслойных и четырехслойных буровых рукавов приведено на рис. 10.2. Возможные типы конструкций штуцеров для соединения рукавов фирмы «Таурус» приведены на рис. 10.3, в том числе:

A — коническая резьба обсадных труб по стандарту API Std. 5B;

B — исполнение A с переводником;

C — сварное соединение внахлестку фланца с торцевым уплотнением;

D — на резьбу A смонтирован фланец, соответствующий стандарту АНИ 6B со стальным уплотнением типа RX и BX по требованиям стандарта АНИ 6A;

E — исполнение D с переводником, оснащенным конической резьбой;

F — сварное соединение штуцеров;

G — исполнение типа A с быстроразборным соединением;

H — стыкосварное соединение штуцера быстроразборного соединения;

Рис. 10.2. Общий вид поперечного сечения буровых рукавов:
а — двухслойный рукав; *б* — четырехслойный рукав

Рис. 10.3. Типы присоединительных штуцеров к буровым рукавам

I — бугельное соединение зажимного типа, в котором наружный диаметр зажима равен наружному диаметру рукава;

J — бугельное соединение типа «Таурус» с наконечником под сварку.

Изготовители:

ОАО «Кварт».

Фирма «PRI Ltd» (б. «ТАУРУС»). Торговое представительство Венгрии.

11

ПАКЕРЫ И ЯКОРИ

Пакеры применяют для разобщения пластов, изоляции обсадных колонн от воздействия скважинной среды в процессе эксплуатации нефтяных, газовых, газоконденсатных скважин, а также для проведения в них ремонтно-профилактических работ и ликвидации поглощений.

Пакеры используют для проведения технологических операций по гидроразрыву, кислотной и термической обработкам продуктивного пласта, для выполнения изоляционных работ, гидропескоструйной перфорации, установки проволочных фильтров и клапанов-отсекателей, очистки забоев скважин, газлифтной эксплуатации и т.д. Пакеры спускают в скважину на колонне поднимаемых труб либо вместе с трубами. Проходное отверстие пакера должно позволять беспрепятственно спускать инструмент и оборудование для проведения необходимых операций освоения и эксплуатации скважин, для ликвидации осложнений или выполнения необходимых технологических операций.

Пакер должен выдерживать максимально необходимый перепад давления, действующий на него в экстремальных условиях (рабочее давление).

Различают пакеры следующих типов:

ПВ — пакер, воспринимающий усилия от перепада давления, направленного вверх; ПН — направленного вниз; ПД — направленного как вниз, так и вверх.

Герметичное разобщение пространства эксплуатационной или промежуточной обсадной колонны обеспечивается подбором диаметра пакера в соответствии с внутренним диаметром труб, создающим оптимальный зазор между пакером и стенкой колонны труб, приведенных в табл. 11.1.

Для восприятия усилия от перепада давления, действующего на пакер в одном или двух направлениях, пакер должен иметь соответствующее заякоривающее устройство (якорь), наличие которого в шифре пакера обозначается буквой «Я». Якори в основном применяют с пакерами типов ПВ и ПН.

По способу посадки пакеры подразделяют на гидравлические Г, механические М и гидромеханические ГМ.

В зависимости от среды, в которой применяют пакеры, предусматриваются следующие исполнения:

К1 — углекислотостойкое;

К2 и К3 — сероводородостойкое (содержание H_2S и CO_2 соответственно до 6 и до 25 % по объему каждого);

Т — термостойкое.

Таблица 11.1

Основные параметры пакеров [29]

Условный диаметр обсадной трубы, мм	Внутренний диаметр обсадной трубы (мм) по ГОСТ 632–80, при перепаде давления, МПа					Наружный диаметр пакера, мм
	14	21	35	50	70	
114	93,9					88
	97,1; 99,5					90
	102,9; 103,9		101,5		–	94
127	105,6					100
	108,6; 112,0					103
	115,8		114,2		–	107
140	121,3		118,7			112
	121,3					114
	127,3		125,7		124,3	118
146	127,1				124,7	118
	132,1; 133,1		130,7		129,1	122
168	144,1					136
	150,5			147,1		140
	153,7			150,5		145
178	148					140
	152,4; 154,8				150,4	145
	159,4				157,0	150
	164; 166		161,6	–	–	155
194	163,5					155
	168,3					160
	174,7				171,9	165
	178,5		177,1		–	170
219	190,7					180
	196,3				193,7	185
	201,3			198,7	–	190
	203,7;	–		–	–	195
	205,7	–		–	–	195
245	212,7; 216,9					205
	220,5; 222,3				–	210
	224,5;	–		–	–	215
	226,7	–		–	–	215
	228,7	–		–	–	220
273	240,1; 242,9					230
	245,5; 247,9				–	235
	252,7			250,3	–	240
	258,9	255,3	–	–	–	245

Пакеры, способные воспринимать усилие от перепада давления, направленное как вниз, так и вверх, могут оказаться в скважине и выполнять свои функции и без колонны подъемных труб, которую извлекают после посадки пакера. В таком случае для отсоединения колонны труб от пакера и повторного соединения с ним используют разъединители колонн типов РК, IРК и 3РК, которые устанавливают над пакером.

Для подготовки стенок обсадной колонны труб под посадку пакера и якоря с целью обеспечения их надежной работы применяют скважинные инструменты – скребки типа СК и инструмент колонный типа 2НК.

Условные обозначения.

Пакеры. Первая цифра – номер модели; буквы после цифры – тип пакера (ОСТ 26-16-1615–81); буква Я – наличие заякоривающего устрой-

ства; следующая буква — способ посадки пакера (Г — гидравлический, М — механический); буква Р — разбуриваемый пакер; число после тире — наружный диаметр пакера, мм (ОСТ 26-16-1615—81); следующее число — рабочее давление, МПа; последние буквы с цифрой — исполнение по коррозионной стойкости; НКМ — резьба гладких высокогерметичных насосно-компрессорных труб по ГОСТ 633—80.

Например: 2ПД-ЯГ-136НКМ-35К1.

Якори. Я — якорь; Г — с гидравлическим способом посадки; цифра после букв — номер модели; число после тире — наружный диаметр якоря, мм; последующее число — рабочее давление, МПа. Например: ЯГ-118—21.

11.1. ПАКЕРЫ ГИДРОМЕХАНИЧЕСКИЕ, ГИДРАВЛИЧЕСКИЕ И МЕХАНИЧЕСКИЕ

11.1.1. ПАКЕР ЗАКОЛОННЫЙ ПРОХОДНОЙ ГИДРОМЕХАНИЧЕСКИЙ ДВУХМАНЖЕТНЫЙ ТИПА ПГМД

Основная область применения пакера типа ПГМД — повышение качества разобщения двух пластов, разделенных тонкими (не более 2—3 м) глинистыми прослоями.

Пакер типа ПГМД отличает высокая технологичность в эксплуатации, надежное формирование высокопрочной самоуплотняющейся манжетно-цементной перемычки, свободное регулирование длины перемычки (минимальная длина — 500 мм), сохранение герметизирующих свойств перемычки при ее частичном размещении в интервале перфорации.

Пакер типа ПГМД (рис. 11.1) состоит из основного корпуса, прикрепляемого к обсадной трубе, съемного центратора, уплотнительной манжеты, поршня-клина для расширения манжеты, фиксатора, узла защиты пакера

Рис. 11.1. Пакер гидромеханический двухманжетный типа ПГДМ конструкции ОАО НПО «Буровая техника»:
1, 17 — труба обсадная; *2, 16* — фиксатор; *3, 15* — поршень-клин для расширения манжеты; *4, 14* — клапан для подачи рабочей жидкости к поршню-клину; *5, 13* — узел защиты пакера от преждевремнного срабатывания; *6, 12* — манжета уплотнительная; *7, 11* — корпус составной; *8, 10* — полость для расширяющей добавки к тампонажному раствору; *9* — центратор съемный

Таблица 11.2

Технические характеристики пакеров типа ПГМД

Тип пакера	Диаметр обсадной колонны, оборудованной пакером, мм	Наружный диаметр D, мм	Диаметр центратора $D_ц$, мм	Диаметр $D_в$, мм	Максимальный диаметр скважины в зоне установки пакера, мм
ПГДМ-140	140	184	210	124	220
ПГДМ-146	146	184	210	124	220
ПГМД-146-1	146	184	210	130	220
ПГДМ-168	168	200	210	124	240

от преждевременного срабатывания (включает образованное раздвигаемыми лепестками подвижное седло для взаимодействия с цементировочной пробкой), клапана для подачи рабочей жидкости к поршню-клину (срабатывает при уменьшении давления в обсадной колонне после окончания процесса цементирования скважины), полость для расширяющей добавки к тампонажному раствору (добавка впрыскивается в заколонное межманжетное пространство при пакеровке скважины).

Основные технические характеристики пакера типа ПГМД, устанавливаемых на обсадные колонны диаметром 140, 146 и 168 мм, приведены в табл. 11.2.

Разработчик и поставщик: ОАО НПО «Буровая техника».

11.1.2. ПАКЕР ГИДРОМЕХАНИЧЕСКИЙ ДВУХМАНЖЕТНЫЙ ПГМД1

Пакер типа ПГМД1 (рис. 11.2) аналогичен по конструкции пакеру типа ПГМД и предназначен для надежной изоляции близкорасположенных продуктивных пластов и обеспечивает оптимальные условия формирования цементного кольца в прилегающих зонах, тем самым исключает проникновение пластового газа и агрессивных жидкостей в твердеющую тампонажную смесь. Защищает цементный камень от ударной волны при перфорации эксплуатационной колонны, сохраняет его контакт с трубами при из-

Таблица 11.3

Технические характеристики пакеров типа ПГМД1

Показатель	ПГМД1.140	ПГМД1.146	ПГМД1.168
Наружный диаметр пакера, мм	184	184	204
Наружный диаметр центратора, мм	210	210	210
Диаметр проходного канала, мм	124	130	144
Длина пакера в рабочем положении, мм	2400	2400	2400
Масса пакера в рабочем положении, кг	80	80	110
Максимальный перепад давления между разобщенными зонами при номинальном коэффициенте пакеровки, p, МПа	17,5	17,5	17,5
Управляющее давление установки пакера $p_{упр}$, МПа, не менее	2,0	2,0	2,0
Максимальное избыточное давление на корпус пакера, МПа:			
внутреннее	35,0	35,0	35,0
наружное	30,0	30,0	30,0
Максимальная растягивающая осевая нагрузка на корпус пакера, кН	800	850	950
Коэффициент пакеровки	1,23	1,23	1,23

Рис. 11.2. Пакер гидромеханический двухманжетный типа ПГМД1:
1, 6 — труба обсадная; *2* — поршень-клин для расширения манжеты; *3* — уплотнительная манжета; *4* — муфта соединительная; *5* — втулка защитная

менении осевых нагрузок на обсадную колонну, центрирует смежные участки колонны. Введение расширяющейся добавки в межманжетное пространство при пакеровке скважины позволяет увеличить объем твердеющего тампонажного раствора. Область применения пакеров типа ПГМД1 — скважины с номинальным диаметром 216 мм с обсадными колоннами диаметром 140—168 мм.

Основные технические характеристики пакеров типа ПГМД1 приведены в табл. 11.3.

Разработчики пакеров типа ПГМД1: **АООТ «Тяжпрессмаш» и ОАО НПО «Буровая техника».**

Изготовитель: АООТ «Тяжпрессмаш».

11.1.3. ПАКЕР ГИДРАВЛИЧЕСКИЙ ПРОХОДНОЙ С МАЛОГАБАРИТНЫМ КЛАПАННЫМ УЗЛОМ ТИПА ПГПМ1

Заколонный проходной гидравлический пакер типа ПГПМ1 (рис. 11.3) предназначен для повышения качества изоляции продуктивных пластов при креплении скважин с целью предотвращения межпластовых перетоков и затрубных проявлений пластовых флюидов в период твердения цементного раствора, освоения и эксплуатации скважин.

Основные элементы пакера типа ПГПМ1 — верхний переводник *1*, уплотнительный узел *2*, узел *3* защиты пакера от преждевременного срабатывания, узел клапанный *5*, переводник нижний *6*. Основные технические показатели пакера типа ПГПМ1 приведены в табл. 11.4.

На рис. 11.4 приведен график изменения давления *p* на устье скважины в зависимости от времени *T* продавливания тампонажного раствора и при приведении пакера ПГПМ1 в действие (*1, 2, 3* — операции по приведению пакера в действие).

Пакер спускается в скважину в составе эксплуатационной колонны диаметром 146 или 168 мм и устанавливается в заданном интервале. В полость уплотнительного элемента пакера в заводских условиях закачивается отверждаемый гидрофобный полимерный со-

Рис. 11.3. Пакер гидравлический проходной с малогабаритным клапанным узлом (ПГПМ1):
1 — переводник верхний; *2* — узел уплотнительный; *3* — узел защиты пакера от преждевременного срабатывания; *4* — корпус клапанного узла; *5* — клапанный узел; *6* — переводник нижний

Рис. 11.4. График изменения давления (*p*) на устье скважины в зависимости от времени *T* продавливания тампонажного раствора и при приведении пакера ПГПМ1 в действие:
$p_{пр}$, $p_{пр.к}$ — давление соответственно в процессе продавливания тампонажного раствора и при его окончании (момент «стоп»); *1, 2, 3* — операции по приведению пакера в действие

Таблица 11.4

Технические характеристики пакеров типа ПГПМ1

Показатель	ПГПМ1-146-1 ПГПМ1-146-2	ПГПМ1-168-1 ПГПМ1-168-2
Наружный диаметр обсадной колонны, мм	146	168
Максимальный перепад давления между разобщенными зонами при номинальном коэффициенте пакеровки (1,27), МПа:		
в пакере, заполненном ОГПС	25	25
в пакере без заполнения ОГПС	15,0*/17,5	15,0*/17,5
Диаметр проходного канала пакера, мм	124–127	144
Давление избыточное внутри уплотнительного элемента при пакеровке скважины, МПа	2–15	2–15
Максимальный коэффициент пакеровки	1,45	1,45
Максимальная рабочая температура, °С	100*/150	100*/150
Максимальное избыточное давление на корпусе пакера, МПа:		
внутреннее	35	35
наружное	30	30
Максимальная растягивающая нагрузка на корпус пакера, тс	85	95
Длина в рабочем положении, мм	5080*/3260	3500
Масса, кг	230	275

* В числителе приведены показатели, относящиеся к пакерам ПГПМ1-146-1 и ПГПМ1-168-1.

став (ОГПС), полимеризация которого происходит только в присутствии продавочной жидкости, попадающей в пакер из внутреннего колонного пространства при его срабатывании. Таким образом существенно повышается долговечность и надежность работы пакера.

Разработчик: ОАО НПО «Буровая техника».

Изготовитель: АООТ «Тяжпрессмаш».

11.1.4. ПАКЕРЫ ЗАКОЛОННЫЕ ГИДРАВЛИЧЕСКИЕ ТИПОВ ПЗГ И ПЗМ

Пакер типа ПЗГ (рис. 11.5) предназначен для установки в составе обсадной колонны как в интервале цементирования, так и вне его, для обеспечения надежной изоляции продуктивных пластов. Кроме функции разобщения пластов и предотвращения межпластовых перетоков жидкостей и газа пакер обеспечивает оптимальные условия для формирования

Таблица 11.5

Технические характеристики пакеров типа ПЗГ

Показатель	ПЗГ-140-1 ПЗГ-140-2 ПЗГ-140-3	ПЗГ-146-1 ПЗГ-146-2	ПЗГ-168-1 ПЗГ-168-2 ПЗГ-168-3	ПЗГ-178-1 ПЗГ-178-2
Наружный диаметр, мм, не более	177 177 172	177 177	200 198 200	203 209
Диаметр проходного канала, мм, не менее	120 124 120	126 130	144 144 150	155 155
Максимальный перепад давления между разобщенными пакером зонами, МПа	17,5 17,5 12,0	17,5 12,0	17,5 12,0 12,0	15,0 12,0

Рис. 11.5. Пакер типа ПЗГ:
1 — муфта обсадной колонны; *2* — корпус; *3* — подвижный обжимной стакан; *4* — уплотнительный элемент; *5* — канал для подвода жидкости; *6* — неподвижный обжимной стакан; *7* — узел клапанный; *8* — резьба обсадных труб; *9* — полый срезной штифт

цементного кольца в прилегающей к пакеру зоне затрубного пространства. В частности, исключает возможность проникновения газа и агрессивных жидкостей в твердеющую тампонажную смесь, центрирует обсадную колонну в скважине и вызывает образование над ним зоны седиментационного уплотнения смеси.

В составе обсадной колонны, при необходимости, может быть больше одного пакера типа ПЗГ. Пакер может быть использован отдельно, а также совместно с муфтой ступенчатого или манжетного цементирования.

Пакер типа ПЗГ состоит из корпуса *2*, на обеих концах которого выполнены присоединительные резьбы обсадных труб по ГОСТ 632—80. Сверху к корпусу навинчивается муфта *1*. На корпус установлен уплотнительный элемент *4*, крепление которого осуществляется с помощью подвижного *3* и неподвижного *6* обжимных стаканов. Фиксация нижнего стакана осуществляется с помощью полого срезного штифта *9*, в котором установлен клапанный узел *7*, используемый для подачи жидкости к каналу *5* подвода жидкости под уплотнитель.

По своему назначению и способу приведения в действие пакер типа ПКЗ аналогичен серийному пакеру типа ПГП и отличается меньшей длиной, весом, отсутствием в проходном канале подвижных деталей, которые могут быть сдвинуты или повреждены в процессе эксплуатации. Кроме того, отличительной особенностью этого пакера является возможность его использования вне зоны цементирования, пакеровка давлением, не превышающим допустимого для уплотнительного элемента и возможность ступенчатой пакеровки с разрывом во времени после цементирования.

Пакер типа ПЗГ создан для обсадных колонн диаметром 140, 146, 168 и 178 мм. Основные параметры пакера типа ПЗГ приведены в табл. 11.5.

Изготовитель: ОАО НПО «Буровая техника».

Пакер типа ПЗМ предназначен для обеспечения высокой технологичности изоляции продуктивного пласта перед гидравлическими разрывами или нагнетанием вытесняющих агентов при особо интенсивных режимах эксплуатации скважин.

В составе пакера устанавливаются один или несколько модулей надув-

Рис. 11.6. Последовательность выполнения операций при использовании пакера заколонного проходного гидравлического многомодульного типа ПЗМ:
а — раствор тампонажный; *б* — жидкость продавочная; *I* — процесс цементирования скважины; *II* — момент окончания цементирования скважины; *III* — приведение в действие затрубного перекрывателя; *IV* — процесс пакеровки скважины (продавливания тампонажного раствора через модули уплотнительных элементов); *V* — момент окончания пакеровки скважины; *1* — клапан регулировочный; *2, 4, 8* — модули уплотнительных элементов; *3, 6* — клапаны редукционные; *5* — пробка цементировочная специальная; *7* — корпус пакера; *9* — впускной канал; *10* — затрубный перекрыватель; *11* — клапан, защищенный сбивным элементом; *12* — верхний ограничитель перемещения цементировочной пробки; *13* — нижний ограничитель перемещения цементировочной пробки; *14* — обратный клапан обсадной колонны; *15* — башмак обсадной колонны

ных уплотнительных элементов рукавного типа. Уплотнительные элементы автоматически заполняются тампонажным раствором из заколонного пространства скважины при заданных изменениях давления в обсадной колонне сразу после окончания процесса цементирования скважины.

На рис. 11.6 показаны пять позиций последовательности выполнения

Таблица 11.6

Технические характеристики пакеров типа ПЗМ

Тип пакера	Диаметр обсадной колонны, оборудованной пакером, мм	Наружный диаметр пакера, мм	Внутренний диаметр пакера, мм	Максимальный диаметр скважины в зоне установки пакера, мм	Длина пакера в рабочем положении, мм
ПЗМ-140	140	178	124	245	9300
ПЗМ-146	146	178	124	245	9300
ПЗМ-168	168	198	144	275	9300

работ по цементированию обсадных колонн диаметром 140—168 мм с использованием пакера типа ПЗМ. В частности, на нем показаны: корпус пакера, комплекты уплотнительных элементов (могут содержать расширяющуюся добавку для тампонажного раствора), затрубный перекрыватель (направляет в модули уплотнительных элементов поток тампонажного раствора, вытесняемого из-под пакерной зоны), клапан, защищенный сбивным элементом (обеспечивает приведение в действие затрубного перекрывателя), регулировочный клапан (поддерживает заданное давление в модулях уплотнительных элементов при продавливании через них тампонажного раствора), редукционные клапаны (обеспечивают рациональный режим заполнения модулей уплотнительных элементов тампонажным раствором и поддержание в них необходимого рабочего давления), впускной клапан, специальная цементировочная пробка, верхний ограничитель перемещения цементировочной пробки (снабжен разрушаемым фиксатором пробки, обеспечивающим создание в обсадной колонне давления, необходимого для приведения в действие затрубного перекрывателя), нижний ограничитель перемещения цементировочной пробки (после окончания процесса цементирования скважины обеспечивает открытие дополнительных циркуляционных отверстий обсадной колонны для отбора в нее рабочей порции тампонажного раствора), обратный клапан обсадной колонны, башмак обсадной колонны. Основные технические характеристики пакеров типа ПЗМ приведены в табл. 11.6.

Разработчик: ОАО НПО «Буровая техника».

Изготовитель: АООТ «Тяжпрессмаш».

11.1.5. ЗАКОЛОННЫЙ ГИДРАВЛИЧЕСКИЙ ПАКЕР ТИПА ПДМ ДЛЯ СТУПЕНЧАТОГО И МАНЖЕТНОГО ЦЕМЕНТИРОВАНИЯ СКВАЖИН

Пакеры типа ПДМ (рис. 11.7) обеспечивают проведение двухступенчатого и манжетного цементирования скважины с созданием герметичной перемычки в заколонном пространстве над поглощающими и проявляющими пластами. Конструктивная простота уплотнительного элемента сочетается с его надежностью при пакеровке в устойчивом стволе скважины и предыдущей обсадной колонне.

Эффективность пакера доказана при цементировании скважин на месторождениях Северного Кавказа, Пермской области и шельфа Вьетнама.

Разработан размерный ряд пакеров на эксплуатационные колонны. Основные технические характеристики пакера приведены в табл. 11.7. Выполняется разработка размерного ряда пакеров на обсадные колонны, используемые для промежуточных колонн.

Рис. 11.7. Заколонный гидравлический пакер типа ПДМ для ступенчатого и манжетного цементирования скважин:
1 — переводник верхний; *2* — втулка защитная; *3* — корпус патрубка; *4* — седло верхнее; *5* — втулка верхняя; *6* — отверстие циркуляционное; *7* — винт срезной; *8* — втулка нижняя (верхняя); *9* — седло нижнее; *10* — кольцо упорное; *11* — канал корпуса впускной; *12* — канал осевой; *13* — уплотнитель рукавный; *14* — патрубок уплотнителя; *15* — переводник нижний; *16* — пробка запорная; *17* — пробка падающая; *18* — пробка продавочная

Рис. 11.8. Пакер гидромеханический типа ПДМ1 для ступенчатого и манжетного цементирования скважин:
1 — переводник верхний; *2* — втулка защитная; *3* — корпус клапана; *4* — седло верхнее; *5* — втулка верхняя; *6* — отверстия циркуляционные; *7* — винты срезные; *8* — втулка нижняя; *9* — седло нижнее; *10* — кольцо упорное; *11* — канал впускной; *12* — кожух; *13* — поршень кольцевой; *14* — фиксатор; *15* — упоры верхний и нижний; *16* — уплотнительный элемент секционный; *17* — корпус уплотнительного элемента; *18* — переводник нижний; *19* — пробка (запорная) верхняя; *20* — пробка падающая; *21* — пробка продавочная нижняя

Разработан также размерный ряд гидромеханических пакеров типа ПДМ1 на эксплуатационные колонны. Основные параметры пакера типа ПДМ1 приведены в табл. 11.8, а общий вид — на рис. 11.8.

Изготовители:

ОАО НПО «Буровая техника».

АООТ «Тяжпрессмаш» — типа ПДМ.

Таблица 11.7

Технические характеристики пакеров типа ПДМ

Тип пакера	Диаметр обсадной колонны, мм	Наружный диаметр пакера, мм	Внутренний диаметр пакера, мм	Длина пакера, мм	Масса пакера, кг	Длина уплотнителя пакера, мм
ПДМ 140	139,7	172	120	3250	200	1190
ПДМ 140-1	139,7	177	120	3320	230	1190
ПДМ 140-2	139,7	177	124	3320	215	1190
ПДМ 146	146,0	177	130	3250	230	1190
ПДМ 146-1	146,0	177	126	3320	250	1190
ПДМ 146-2	146,0	183	126	3250	250	1190
ПДМ 168-1	168,3	200	150	3250	270	1190
ПДМ 168-2	168,3	198	144	3250	280	1190
ПДМ 168-3	168,3	200	144	3250	300	1190
ПДМ 178-1	177,8	203	155	3320	245	1190
ПДМ 178-2	177,8	209	155	3320	280	1190

Таблица 11.8

Технические характеристики пакеров типа ПДМ1

Тип пакера	Диаметр обсадной колонны, мм	Наружный диаметр пакера, мм	Внутренний диаметр пакера, мм	Длина пакера в рабочем положении, мм
ПДМ1-127	127,0	162	108	2150
ПДМ1-140	139,7	175	120	2650
ПДМ1-146	146,0	190	130	2650
ПДМ1-168	168,3	200	150	2650
ПДМ1-178	177,8	210	160	2650
ПДМ1-219	219,1	250	195	2650
ПДМ1-245	244,5	275	220	2650
ПДМ1-273	273,1	305	250	2650

11.1.6. ПАКЕР ТИПА ПДМ-114 (127, 140) ДЛЯ МАНЖЕТНОГО ЦЕМЕНТИРОВАНИЯ ДОПОЛНИТЕЛЬНЫХ СТВОЛОВ СКВАЖИН

Пакеры типа ПДМ-114 (127, 140) (рис. 11.9) предназначены для манжетного цементирования при креплении дополнительных стволов скважин хвостовиками (потайными колоннами) диаметром 114, 3 мм, 127 и 139,7 мм с подвеской их в обсадных колоннах диаметром 168,3 мм, 193,7 и 219,1 мм. Хвостовик с технологической оснасткой и на его нижнем конце пакером и устройством для спуска и подвески хвостовика на его верхнем конце спускается в скважину на колонне бурильных труб диаметром 89,3—114,3 мм.

Конструктивная надежность пакеров сочетается с технологичностью и эффективностью их применения с устройством для их спуска и подвески

Таблица 11.9

Технические характеристики пакеров типа ПДМ-114 (127, 140)

Тип пакера	Диаметр обсадной трубы, мм	Наружный диаметр пакера, мм	Внутренний диаметр пакера, мм*	Длина пакера в рабочем положении, мм
ПДМ-114	114,3	130	94	2950
ПДМ-127	127,0	150	106	3170
ПДМ-140	139,7	170	120	3170

* Без учета разбуриваемых деталей (не менее).

Рис. 11.9. Пакеры типа ПДМ-114 (127, 140) для манжетного цементирования дополнительных стволов:
1 — переводник верхний; *2* — корпус; *3* — седло верхнее; *4* — фиксатор; *5* — втулка верхняя; *6* — втулка нижняя; *7* — отверстие циркуляционное; *8* — винт стопорный; *9* — кольцо упорное; *10* — винт срезной; *11* — седло нижнее; *12* — клапан впускной; *13*, *14* — каналы впускные; *15* — кольцо упорное; *16* — корпус уплотнителя; *17* — уплотнитель рукавный; *18* — кольцо; *19* — переводник нижний; *20* — пробка продавочная; *21* — пробка подвесная; *22* — пробка падающая; *23* — шток падающий

хвостовиков, особенно при креплении дополнительных стволов скважин. Основные технические характеристики параметров типа ПДМ-114 (127, 140) приведены в табл. 11.9.

Изготовитель: ОАО НПО «Буровая техника».

11.1.7. ПАКЕРЫ ГИДРОМЕХАНИЧЕСКИЕ ТИПОВ ПГБ И ПГБ1 ДЛЯ БАШМАКА ОБСАДНОЙ КОЛОННЫ

Пакеры типов ПГБ и ПГБ1 (рис. 11.10) предназначены для герметизации заколонного пространства скважины за башмаком промежуточной обсадной колонны и предотвращения разрушения цементного кольца за ним при ее дальнейшем углублении.

Пакеры устанавливаются непосредственно над башмаком технической колонны и приводятся в действие в момент окончания процесса цементирования скважины.

Конструктивная простота пакера сочетается с технологичностью его применения при креплении скважин промежуточными обсадными колоннами. В отличие от ПГБ пакер типа ПГБ1 снабжен специальным башмач-

Рис. 11.10. Пакер гидромеханический типа ПГБ (ПГБ1) конструкции ОАО НПО «Буровая техника» для изоляции башмака обсадной колонны:
1 — пробка; *2* — корпус клапана; *3* — пробка срезная; *4* — золотник; *5* — корпус пакера; *6* — поршень кольцевой; *7* — кожух; *8* — фиксатор; *9* — пакерующий элемент; *10* — упор; *11* — переводник; *12* — пробка продавочная; *13* — патрубок с упорным кольцом

Таблица 11.10

Технические характеристики пакеров типа ПГБ

Тип пакера	Диаметр обсадной колонны, мм	Наружный диаметр пакера, мм	Внутренний диаметр пакера, мм	Длина пакера, мм
ПГБ-219	219,1	250	195	2860
ПГБ-245	244,5	275	220	2860
ПГБ-273	273,1	305	250	2860
ПГБ-299	298,5	335	275	2860
ПГБ-324	323,9	360	300	2860
ПГБ-340	339,7	375	315	2860

ным патрубком для цементирования обсадных колонн с двумя продавочными пробками.

Разработан размерный ряд пакеров типа ПГБ (ПГБ1) для обсадных колонн диаметром от 219 до 340 мм. Основные технические характеристики пакеров типа ПГБ приведены в табл. 11.10.

Изготовитель: ОАО НПО «Буровая техника».

11.1.8. ПАКЕРЫ ДЛЯ ЗАЩИТЫ ЭКСПЛУАТАЦИОННЫХ КОЛОНН В НАГНЕТАТЕЛЬНЫХ СКВАЖИНАХ

Пакер типа ПЗКН предназначен для защиты эксплуатационных колонн диаметром от 114,3 до 168,3 мм от динамического давления при закачке воды в нагнетательную скважину. Пакер состоит из корпуса с набором резиновых уплотнителей, якорного узла, верхнего и нижнего присоединительных переводников и ряда других комплектующих деталей.

Основные технические характеристики пакеров типа ПЗКН приведен в табл. 11.11.

Изготовитель: АООТ «Тяжпрессмаш».

Пакеры гидравлические типа ПНС и ПНСМ предназначены для разобщения подпакерной зоны и межтрубного кольцевого пространства нагнетательной скважины с целью предотвращения воздействия высокого давления на эксплуатационную колонну. Пакеры также применяются для проведения различных обработок призабойной зоны и выполнения ряда технологических операций при строительстве и ремонте нефтяных и газовых скважин. Конструкция пакера рассчитана на многократное применение в эксплуатационных колоннах диаметром 146 (ПНС-01, ПНСМ-01), 168 (ПНС-02, ПНСМ-02) и 140 (ПНС-03, ПНСМ-03) мм при перепаде давления до 35 МПа и температуре до 100 °С [49].

Применение пакера позволяет исключить порывы эксплуатационной колонны и увеличить давление закачки жидкости в пласт.

Посадка пакера осуществляется с помощью гидравлики. Глубина посадки пакера в скважине не ограничивается. Съем осуществляется перемещением вверх тяговым усилием до 7 т. Для аварийного отсоединения колонны НКТ от пакера предусмотрен переводник с левой резьбой.

Основные параметры пакеров типа ПНС (ПНСМ) приведены в табл. 11.12.

Изготовители:

ОАО «Нефтемаш» (Тюмень) — пакер ПНСМ.

ОАО «Опытный завод «Электрон» — пакер ПНС.

Пакер гидравлический типа ПВ-ЯГ-Г-122—70 предназначен для установки в эксплуатационной колонне диаметром 146 мм с целью защиты от воздействия высокого давления в процессе проведения технологических операций при гидравлическом разрыве пласта [49].

Пакер длиной 2150 мм с наружным диаметром корпуса 122 мм и внут-

Таблица 11.11

Технические характеристики пакеров типа ПЗКН

Показатель	ПЗКН-114	ПЗКН-127	ПЗКН-146	ПЗКН-168
Условный диаметр обсадной колонны, мм	114	127	140 и 146	168
Наружный диаметр пакера, мм	94 (90)	103 (107)	122 (118)	144 (140)
Длина пакера, мм	1340 ±8	1390 ±8	1500 ±8	1540 ±8
Масса пакера, кг	28 ±3	35 ±3	53 ±5	72 ±5
Максимальный перепад давления на уплотнительные элементы пакера, МПа	35	35	35	35
Максимальная рабочая температура, °С	120	120	120	120

Примечания:

1. В скобках указан наружный диаметр, имеющий комплект сменных частей ПЗКН.080.
2. Погрешность измерения величины давления ± 2,5 % по ГОСТ 14169—79.

Таблица 11.12

Технические характеристики пакеров типа ППГУ и ПНС

Показатель	ППГУ-140	ППГУ-146	ППГУ-168	ПНС-01	ПНС-02	ПНС-03
Наружный диаметр, мм, не более	180	180	200	120	140	114
Диаметр проходного канала, мм	120+0,22	124+0,25	144+0,25	–	–	–
Длина в рабочем положении, мм, не более	4100	4100	4100	1300	1300	1300
Максимальный перепад давления между разобщенными зонами при номинальном коэффициенте пакеровки (1,27), МПа	21	21	21	35	35	21
Максимальное внутреннее избыточное давление на корпус пакера, МПа	35	35	35	35	35	35
Максимальная растягивающая осевая нагрузка на корпус пакера, кН	800	850	950	800	800	800
Масса в сборе, кг, не более	220	220	260	75	95	60

ренним проходом 50 мм рассчитан на рабочее давление 70 МПа и имеет две секции гидроприводных фиксирующих устройств. Максимальная температура применения пакера — до 100 °С. Масса — 118 кг.

Изготовитель: ОАО «Сарапульский машзавод».

11.1.9. ПАКЕР ПРОХОДНОЙ ГИДРАВЛИЧЕСКИЙ УНИВЕРСАЛЬНЫЙ ТИПА ППГУ

Пакер ППГУ (рис. 11.11) предназначен для проведения следующих работ:

исключения заколонных перетоков и проявлений пластовых флюидов во всей зоне цементирования скважины;

заданного (оптимального) уменьшения репрессии на пласт — эксплуатационный объект в период ОЗЦ с сохранением под пакером столба тампонажного раствора, исключающего возникновение заколонных перетоков между разнонапорными пластами продуктивной зоны;

разобщения пластов выше и ниже зоны цементирования, а также без цементирования скважины;

сохранения уровня столба тампонажного раствора в заколонном пространстве;

высокотехнологичного (без бурения в обсадной колонне) манжетного и ступенчатого цементирования скважин (в комплексе с проходной цементировочной муфтой типа МЦП);

дополнительного повышения или восстановления герметизирующей способности крепи с наименьшими затратами путем допакеровки скважины при ее освоении и эксплуатации.

Пакер состоит из двух основных узлов: клапанного и уплотнительного. Клапанный и уплотнительный узлы пакера соединены между собой с помощью резьбы. Основные технические характеристики пакеров типа ППГУ приведены в табл. 11.12.

Пакер устанавливается в составе колонны обсадных труб в любом заданном интервале глубины ствола скважины.

Рис. 11.11. Пакер заколонный универсальный типа ППГУ:
1 — переводник присоединительный верхний; *2* — пробка срезная (полая); *3* — седло; *4* — втулка; *5* — корпус-патрубок; *6* — клапан предохранительный; *7* — клапан уплотнительный; *8* — клапан пакеровки-допакеровки; *9* — обжимная обойма стальная подвижная; *10* — корпус; *11* — элемент уплотнительный; *12* — обжимная обойма стальная неподвижная; *13* — переводник присоединительный нижний

Наибольший эффект достигается при применении пакеров в средней и верхней зонах интервалов скважин диаметром от 190,5 до 244,5 мм, которые крепятся обсадными колоннами диаметром 140 и 146 мм, и скважин диаметром от 216 до 270 мм, которые крепятся обсадной колонной диаметром 168 мм.

Изготовители:
ОАО НПО «Буровая техника».
АООТ «Тяжпрессмаш».

11.1.10. ПАКЕР ППДС

Пакер типа ППДС (рис. 11.12) предназначен для поддержания пластового давления в нагнетательных скважинах, а также для защиты эксплуатационных колонн от динамических нагрузок в нагнетательных и эксплуатационных скважинах при закачке жидкостей и газожидкостных смесей и гидравлических разрывах пластов.

Пакер типа ППДС разработан и выпускается для эксплуатационных колонн диаметром 140, 146 и 168 мм. Основные технические характеристики этих пакеров приведены в табл. 11.13.

Разработчик и изготовитель: ОАО НПО «Буровая техника».

Таблица 11.13

Технические характеристики пакеров типа ППДС

Показатель	ППДС-146	ППДС-168
Диаметр эксплуатационной колонны, мм	140, 146	168
Наружный диаметр пакера (по уплотнительным манжетам), мм	122 (118)	144 (140)
Наружный диаметр пакера (по корпусу), мм	116	136
Длина пакера, мм	1500	1540
Масса пакера, кг	55	75
Максимальный перепад давления на уплотнительные элементы пакера, МПа	50	50
Максимальная рабочая температура, °С	100	100

Рис. 11.12. Пакер типа ППДС в сборе конструкции ОАО НПО «Буровая техника»:
1 — переводник верхний; *2* — якорный узел верхний; *3* — узел уплотнителей; *4* — якорный узел нижний; *5* — резьба присоединительная

11.1.11. ПАКЕР ПВМ-ЯГ

Пакер типа ПВМ-ЯГ представляет собой извлекаемый подвесной пакер с механическим приводом и предназначен для проведения работ по гидроразрыву пластов при капитальном ремонте и восстановлении скважин с эксплуатационной колонной диаметром 146 мм (ПВМ-ЯГ122×700) и 140 мм (ПВМ-ЯГ118×700). Основные технические характеристики пакера типа ПВМ-ЯГ приведены в табл. 11.14.

Пакер типа ПВМ-ЯГ можно использовать для цементирования скважин под давлением, кислотной обработки призабойной зоны и опрессовки обсадных труб на давление в пределах его характеристики.

Изготовители:

АООТ «Тяжпрессмаш».

ОАО «Нефтекамский завод НиГМаш» — типа ПВМ-118 (122, 136, 140).

АО «Синергия» — типа 2ПВМ-118(122, 140)-50.

Таблица 11.14

Технические характеристики пакера типа ПВМ-ЯГ

Показатель	ПВМ-ЯГ122х700	ПВМ-ЯГ118х700
Внутренний диаметр эксплуатационной колонны, в которой устанавливается пакер, мм, не более	132	124
Условный проход, мм, не менее	45	45
Рабочее давление, МПа	70	70
Максимальная осевая нагрузка (сверху) на пакер, кН, не более	120	120
Рабочая среда	Нефть, газоконденсат, пластовая вода, растворы специальные	
Максимальная температура рабочей среды, °С, не более	90	90
Температура окружающей среды, °С	От −40 до +45	
Наибольший наружный диаметр корпуса пакера, мм, не более	122	118
Длина пакера, мм, не более	1600	1600
Масса пакера, кг	78	75

11.1.12. ПАКЕР ВЕРХНИЙ РАЗБУРИВАЕМЫЙ МЕХАНИЧЕСКИЙ ТИПА ПВРМ

Пакер типа ПВРМ (рис. 11.13) предназначен для герметизации обсадной колонны. В состав его входит клапан, позволяющий осуществлять цементирование при ремонте скважины. Установка пакера, а также откры-

Рис. 11.13. Пакер верхний разбуриваемый механический типа ПВРМ с установочным устройством:
а — пакер ПВРМ с якорным устройством; *б* — установочное устройство

Таблица 11.15

Технические характеристики пакеров типа ПВРМ ЗАО завод «ИЗМЕРОН»

Параметр	ПВРМ-120	ПВРМ-140
Разность давлений над пакером и под ним, МПа	21; 35; 70	21; 35
Наружный диаметр, мм	120	140
Длина, мм	510	640
Присоединительная резьба по ГОСТ 633—80	Гладких НКТ 60	Гладких НКТ 73

тие и закрытие клапана производится с помощью установочного устройства.

Основные параметры пакеров типа ПВРМ приведены в табл. 11.15.

Изготовитель: ЗАО завод «ИЗМЕРОН».

11.1.13. ПАКЕРЫ ЗАКОЛОННЫЕ ТИПОВ ПЗ-168Ц И ПЗ-216

Пакер заколонный типа ПЗ-168Ц (рис. 11.14) предназначен для надежного разобщения вскрытых продуктивных пластов от затрубного пространства спущенной обсадной колонны на период затвердения цементного раствора с целью исключения возможности возникновения заколонных перетоков пластового флюида. Климатическое исполнение пакера — УХЛ по категории размещения 1 и группе условий эксплуатации 5 по ГОСТ 15150—69.

Пакер состоит из цилиндрического ствола *1* с центральным осевым и ступенчатым радиальным каналами, а также присоединительными резьбами на концах. Снаружи на стволе концентрично установлены металлические корпусы *3* и *5*, концы которых крепятся к стволу с помощью конусов и гаек *2* и *6*. А между ними установлена металлическая гильза *4*, играющая функции пакера. В ступенчатом радиальном канале ствола размещен обратный клапан.

Пакер устанавливается в нижней части обсадной колонны выше кольца «стоп». Колонну труб спускают в скважину, осуществляют промывку, а затем закачивают цементный раствор. После продавки разделительной пробки и посадки ее на кольцо «стоп» продолжают плавно увеличивать избыточное давление внутри обсадной колонны до расчетной величины. При этом продавочная жидкость из трубного канала через обратный клапан поступает в полость между стволом и внутренней гильзой пакера. Под действием избыточного внутреннего давления оба цилиндра начинают деформи-

Рис. 11.14. Пакер заколонный типа ПЗ-168Ц:
1 — ствол; *2, 6* — гайки верхняя и нижняя; *3, 5* — корпус; *4* — цилиндрическая гильза

роваться в радиальном направлении, увеличивая свой наружный диаметр, и плотно прижимаются к стенкам скважины. Это обеспечивает надежную герметизацию заколонного пространства над продуктивным пластом. После достижения расчетной величины избыточного давления процесс закачки продавочной жидкости прекращают и после 5-минутной выдержки избыточное давление внутри обсадной колонны стравливают полностью. При этом обратный клапан обеспечивает сохранение избыточного давления внутри пакера. Скважину оставляют в покое на время ОЗЦ, необходимое для схватывания цементного раствора. Дальнейшие работы на скважине проводятся в соответствии с принятым регламентом.

Основные параметры пакера ПЗ-168Ц приведены в табл. 11.16.

Разработчик: ООО «Фирма «Подземнефтегазсервис».

Изготовитель: Воронежский механический завод.

Пакер заколонный типа ПЗ-216 предназначен для герметизации заколонного пространства обсадных колонн диаметром 140 и 146 мм с целью разобщения пластов в вертикальных, наклонно направленных и горизонтальных скважинах.

Число устанавливаемых пакеров зависит от особенностей строения геологического разреза скважины.

Основные параметры пакера ПЗ-216 приведены в табл. 11.16.

Изготовитель: ОАО «Татнефть».

Таблица 11.16

Технические характеристики пакеров типов ПЗ-168Ц

Показатели	ПЗ-168Ц	ПЗ-216
Рабочее давление, МПа	35	21
Рабочая среда	Нефть, газ, газоконденсат	
Максимальная температура рабочей среды, °С	120	100
Наружный диаметр, мм (по пакеру)	188	200
Диаметр проходного отверстия, мм	76	100
Максимальный внутренний диаметр эксплуатационной колонны, гарантирующий герметичность разобщения, мм	144	120
Размер присоединительной резьбы по ГОСТ 632—80, мм	168	146
Габаритные размеры: длина×диаметр, мм	1700×188	2300×200
Масса, кг	Нет данных	135

11.1.14. ПАКЕР ПЗТР-146

Пакер типа ПЗТР-146 (рис. 11.15) предназначен для создания высокопрочной и долговечной рукавно-цементной перемычки, обеспечивающей надежное разобщение эксплуатационного объекта и сохранение его коллекторских свойств. Кроме того, использование предлагаемого пакера будет эффективно для надежной изоляции пласта перед гидроразрывом или интенсивным нагнетанием вытесняющих агентов, а последовательная установка нескольких пакеров позволит качественно разобщить группу тонкопереслаивающихся пластов с последующей перфорацией в заданных интервалах с сохранением надежного разобщения.

Уплотнительный элемент пакера автоматически заполняется из заколонного пространства при заданных изменениях давления в обсадной колонне сразу по окончании процесса цементирования скважины.

Техническая характеристика пакера типа ПЗТР-146

Наружный диаметр обсадной колонны, мм	146
Наружный диаметр пакера, мм	190
Диаметр проходного канала пакера, мм	124
Длина пакера в рабочем положении, мм	5035
Вес пакера в рабочем положении, кг	330
Максимальный перепад давления между разобщенными зонами при нормальном коэффициенте пакеровки 1,27, МПа	20
Избыточное давление внутри уплотнительного элемента при пакеровке скважин, МПа	5—15
Максимальный коэффициент пакеровки	1,45
Максимальная рабочая температура, °С	100
Максимальное избыточное давление на корпус пакера, МПа:	
внутреннее	35
наружное	30
Максимальная растягивающая нагрузка на корпус пакера, тс	85

Изготовитель: АООТ «Тяжпрессмаш».

Рис. 11.15. Пакер типа ПЗТР-146, заполняемый тампонажным раствором:
1 — переводник верхний; *2* — система защиты пакера от преждевременного срабатывания; *3* — поршень кольцевой; *4* — клапан впускной; *5* — клапан запорный; *6* — гильза наружная; *7* — элемент уплотнительный; *8* — переводник нижний; *А* — отверстия контрольные; *Б* — полость, заполняемая тампонажным раствором; *В* — полость, заполняемая приборным маслом типа МВП

11.1.15. ГИДРАВЛИЧЕСКОЕ ПАКЕРУЮЩЕЕ УСТРОЙСТВО ТИПА ГПУ

Пакерующее устройство типа ГПУ (рис. 11.16) предназначено для выполнения ряда технологических операций по ремонту скважин, в том числе:

закачке тампонажных материалов в приствольную зону через специальные отверстия в эксплуатационной колонне для ликвидации заколонных перетоков;

закачке (поинтервальной) тампонажных материалов в обводнившуюся часть продуктивных пластов для ограничения водопритоков;

поинтервальных обработок призабойной зоны (ОПЗ) и кислотных гидравлических разрывов пластов (ГРП);

опрессовке (поинтервальной) эксплуатационных колонн при поиске мест нарушения и восстановление их герметичности методом закачки тампонажных материалов в интервал с дефектом.

Устройство пакерующее типа ГПУ состоит из верхнего и нижнего пакерующих узлов, между которыми расположен клапан. Снизу устройства устанавливается седло с шаром или заглушка. Основные технические характеристики устройства приведены в табл. 11.17. Устройство поставляется в комплекте со сбивным клапаном и по заявкам заказчика с гидравлическим якорем.

Таблица 11.17

Технические характеристики пакерующего устройства типа ГПУ

Показатель	ГПУ-146	ГПУ-168
Диаметр эксплуатационной колонны, мм	140, 146	168
Наружный диаметр устройства, мм	118, 122	140, 146
Длина, мм	2500	2500
Максимальный перепад давления на уплотнительных узлах устройства, МПа	50	50
Температура рабочая, °С	120	120

Изготовитель: ОАО НПО «Буровая техника».

Рис. 11.16. Пакерующее гидравлическое устройство типа ГПУ:
а — перед пакеровкой скважины; *б* — в процессе закачки тампонажных материалов

11.1.16. ПАКЕР ТИПА ПРС

Пакеры для ремонта скважин типа ПРС (рис. 11.17) применяют в случае негерметичности обсадной колонны. С их помощью возможно проведение следующих операций:

поиск интервалов нарушения герметичности в обсадных колоннах методом поинтервальной опрессовки колонны давлением между уплотнитель-

Рис. 11.17. Пакер типа ПРС для ремонтно-изоляционных работ:
1, 26 — заглушки предохранительные; *2* — муфта; *3, 21* — переводник; *4* — кольцо резиновое; *5* — обжимной стакан; *6* — втулка подвижная; *7, 18* — пружина; *8* — уплотнительный элемент рукавного типа; *9* — ствол; *10, 17* — кожух; *11* — корпус; *12* — втулка дифференциальная; *14, 16* — винты; *13, 15* — кольца уплотнительные; *19, 24* — гайка; *20, 25* — контрагайка; *22* — пружина пластинчатая; *23* — фиксатор; *А, Б, В, Г* — отверстия

Таблица 11.18

Технические характеристики пакера типа ПРС

Показатель	ПРС-140	ПРС-146	ПРС-168
Условный диаметр обсадной колонны, мм	140	146	168
Наружный диаметр пакера, мм	102	112	132
Диаметр проходного канала пакера, мм	40	50	50
Максимальное давление пакеровки, МПа:			
при поинтервальной опрессовке обсадной колонны	20	20	20
при установке металлической обечайки-пластыря в обсадной колонне	30	30	30
Максимальное давление пакеровки, МПа	2	2	2
Максимальный расход жидкости через пакер, л/с	50	50	50
Максимальная рабочая температура, °С	150	150	150
Скважинная среда	Нефть, газ, газоконденсат и пластовая вода		
Длина пакера, мм:			
в транспортном положении	1950	1950	1950
в сборе	4500	4500	4500
Длина расширяющейся части уплотнительного элемента, мм	500	500	500
Масса, кг	140	155	180

ными узлами пакера и в интервале от устья скважины до верхнего уплотнительного узла;

определение качества ремонта после ремонтно-восстановительных работ в негерметичных обсадных колоннах (цементными заливками, установкой металлических пластырей и т.д.) методом одноразовой опрессовки колонн локально в интервале произвольного размера по всей длине обсадной колонны или какой-то ее части;

установка металлических негофрированных пластырей на внутреннюю поверхность негерметичных обсадных труб или для отключения пластов.

Кроме того, пакер типа ПРС можно использовать для таких технологических операций при ремонте скважин, как направленная обработка призабойной зоны по пластам и отключение обводнившихся пластов методом тампонирования цементом или другими вяжущими материалами.

Пакеры разработаны для ремонта скважин с обсадными колоннами диаметром 140, 146 и 168 мм. Основные технические характеристики таких пакеров приведены в табл. 11.18.

Пакер состоит из трех основных частей: верхнего и нижнего уплотнительных узлов и клапанного узла. Верхний и нижний уплотнительные узлы представляют собой ствол, на котором установлены подвижные втулки, подпружиненные пружиной. Пакер спускают в скважину на насосно-компрессорных трубах, при этом заполнение их рабочей жидкостью и опорожнение осуществляют через совмещенные отверстия *В* и *Г* клапанного узла.

При опрессовке интервала обсадной колонны между уплотнительными узлами пакера в насосно-компрессорных трубах создают избыточное давление 2 МПа при заданной высокой подаче насоса на цементировочном агрегате.

После опрессовки данных интервалов обсадной колонны сбрасывают давление в пакере (в насосно-компрессорных трубах) и, убедившись в том, что уплотнительные элементы пакера распакеровались в исходное положение (по падению давления в межтрубном пространстве), перемещают пакер вверх или вниз для опрессовки следующего интервала обсадной колонны.

Изготовитель: ОПО «Карпатнефтемаш».

11.1.17. ПАКЕР ПРС-195 КОНСТРУКЦИИ ВОТКИНСКОГО ЗАВОДА

Пакер разбуриваемый сменный типа ПРС-195 (рис. 11.18) предназначен для применения совместно с гидравлической головкой из комплекта пакера в качестве уплотнителя для разобщения затрубного пространства при изоляции зон поглощения в скважинах диаметром 216 мм.

Пакер состоит из ствола *5* с трапецеидальной присоединительной резьбой *1*, выполненной на его верхнем конце. Снизу к стволу на резьбе присоединяется башмак *9* с заглушкой *11* и стопорное кольцо *10*. На стволе установлены верхняя *2* (с уплотнениями *4*) и нижняя *7* клиновые втулки, по которым движутся якорные плашки *3*. Между клиновыми втулками *2* и *7* установлен уплотнитель *6*, с помощью которого осуществляется пакеровка затрубного пространства скважины. Для обеспечения возможности применения пакера с открытым каналом, пакер комплектуется седлом *12* и пробкой для глушения канала ствола пакера после закачки цементного раствора в скважину.

Рис. 11.18. Пакер типа ПРС-195 конструкции Воткинского завода для ремонта скважин:
1 — резьба присоединительная трапецеидальная; *2* — клиновая втулка верхняя; *3*, *8* — плашки якорные; *4* — кольца уплотнительные; *5* — ствол; *6* — уплотнитель пакера; *7* — втулка клиновая нижняя; *9* — башмак; *10* — кольцо стопорное; *11* — заглушка; *12* — седло для разделительной пробки

Техническая характеристика пакера типа ПРС-195 конструкции Воткинского завода

Номинальный диаметр скважины, мм	216
Максимальный диаметр скважины, мм	224
Наружный диаметр манжеты, мм	195 ±1
Диаметр проходного сечения ствола, мм	95
Диаметр проходного сечения седла, мм	70
Типоразмер присоединительной резьбы для свинчивания с гидроголовкой	Трапецеидальная однозаходная левая Tr 100×5 LH по ГОСТ 9884—81
Давление внутри ствола при запакеровке пакера с заглушенным каналом ствола, МПа	7,5—9,0
Рабочая среда	Вода, буровой или цементный растворы
Климатическое исполнение пакера	УХЛ2
Температура окружающей среды при хранении пакера, °С	От −50 до +50
Габаритные размеры, мм:	
длина	685—692
диаметр наружный (по башмаку)	200
Масса пакера, кг	31

Изготовитель: ОАО Торговый дом «Воткинский завод».

11.1.18. ПАКЕР ДЛЯ ИЗОЛЯЦИОННЫХ РАБОТ В ОТКРЫТОМ СТВОЛЕ ПОГЛОЩАЮЩЕЙ СКВАЖИНЫ

Пакер (рис. 11.19) для изоляционных работ в поглощающей скважине имеет широкий проходной канал, одинаковый с внутренним диаметром бурильных труб. Он позволяет вести изоляционные работы с применением тампонажных смесей с любыми типами наполнителей, в том числе с размерами частиц 20—40 мм. Концентрация наполнителей может достигать 40—50 % к объему смеси.

Пакер состоит из ствола *2* с радиальным каналом и переводника *1*, уплотнительных элементов *3* и *5* с упором *4*, якорного узла *6*, гидроцилиндра *7*, поворотного сферического крана *8* с центральным проходным цилиндрическим каналом, площадь которого равна площади сечения проходного канала пакера. Кран *8* для поворота при открытии снабжен выступами. Закрытие крана осуществляется пружинами кручения.

Пакер разработан ОАО НПО «Буровая техника» и технологическим отделом Альметьевского УБР.

Изготовитель и поставщик: ОАО НПО «Буровая техника».

11.1.19. КОМПЛЕКС ТЕХНИЧЕСКИХ СРЕДСТВ ТИПА КРР-146

Комплекс типа КРР-146 (для регулируемого разобщения пластов) предназначен для проведения следующих операций:

высокотехнологичного манжетного цементирования горизонтальной скважины с использованием проходной (неразбуриваемой) цементировочной муфты и гидравлического проходного пакера (горизонтальный участок скважины не цементируется);

герметичного разобщения заколонного пространства горизонтальной части скважины проходными гидравлическими пакерами, заполняемыми твердеющим материалом;

Рис. 11.19. Пакер для ликвидации поглощения конструкции ОАО НПО «Буровая техника»:
а — в транспортном положении; *б* — в рабочем положении; *1* — переводник; *2* — ствол; *3*, *5* — уплотнительные элементы; *4* — упор; *6* — узел якорный; *7* — гидроцилиндр; *8* — кран сферический; *9* — отверстие радиальное

Рис. 11.20. Комплекс технических средств типа КРР-146 (для регулируемого разобщения пластов):
1 — кондуктор; *2* — промежуточная колонна; *3* — эксплуатационная колонна диаметром 146 мм; *4* — центраторы жесткие ЦПЖ-195 и ЦСЖ-195; *5* — проходная муфта цементирования типа МЦП-146 или МГСЦ-146; *6* — пакер проходной гидравлический типа ППГУ-146 или ПГПМ1.146; *7* — скважинный управляемый клапан КРР.146.03; *8* — фильтр скважинный управляемый КРР 146.02; *9* — пакер ПГМП1 146-2 или пакер КРР 146.01; *10* — обратный клапан ТОК-146; *11* — фиксатор МЦП-220; *12* — доливное устройство ДУ-146; *13* — башмак БОК-146

размещения между пакерами механически управляемых — открываемых и закрываемых колонных фильтров и клапанов, что позволяет поэтапно вводить в эксплуатацию различные участки горизонтальной части скважины или полностью их изолировать;

по регулированию (открытию — закрытию) колонных фильтров и клапанов в процессе эксплуатации скважины с помощью многофункционального внутриколонного управляющего инструмента, спускаемого на насосно-компрессорных трубах (НКТ) и приводимого в действие гидравлическими и механическими операциями.

Общий вид комплекса типа КРР-146 изображен на рис. 11.20.

Техническая характеристика комплекса технических средств типа КРР-146

Наружный диаметр, мм, не более	180
Диаметр проходного канала, мм, не менее	124
Максимальное внутреннее давление, МПа	25
Максимальная растягивающая нагрузка, кН*	800
Длина рукавного уплотнительного элемента пакера, мм, не менее**	3000
Объем заправляемой в пакер смолы, л, не более	18
Длина фильтрующего элемента колонного фильтра, мм, не менее***	3000
Зазор в фильтрующем элементе, мм	0,25±0,05
Длина в рабочем положении, мм, не более:	
пакера	7113
фильтра	5827
клапана	2827
Длина в траспортном положении, мм, не более:	
пакера	7216
фильтра	6046
клапана	3046
Масса в рабочем положении, кг, не более:	
пакера	360
фильтра	265
клапана	140

Масса в транспортном положении, кг, не более:	
пакера	370
фильтра	275
клапана	150
Масса комплекса, кг, не более	3000
Присоединительная резьба по ГОСТ 632—80	ОТТМ

* Определяется расчетным путем.
** Могут совместно устанавливаться два и более заколонных пакера.
*** Могут совместно устанавливаться два и более фильтра.

Область применения комплекса — скважины диаметром 216 мм, обсаженные эксплуатационными колоннами; диаметром 146 мм с горизонтальным окончанием ствола, вскрывающим отложения, которые должны быть разобщены в заколонном пространстве скважины без ухудшения их коллекторских свойств и с возможностью их сообщения и разобщения с полостью эксплуатационной колонны через механически управляемые фильтрующие и перепускные устройства.

Изготовитель: АООТ «Тяжпрессмаш».

11.1.20. ПАКЕР ПГМ-195

Пакер гидромеханический типа ПГМ-195 (рис. 11.21) применяется для установки в необсаженных скважинах нефтяных и газовых месторождений при исследовании и изоляции зон поглощения. Пакер ПГМ состоит из трех основных узлов: якорного *2*, уплотнительного *1* и штуцерного *3*. Пакер рассчитан на эксплуатацию при температуре рабочей среды до 100 °С.

Техническая характеристика пакера типа ПГМ-195 Воткинского завода

Допустимый перепад давления на пакер, МПа, не более	16
Перепад давления при запакеровке, МПа	23
Осевая нагрузка на резиновые уплотнительные элементы при запакеровке, кН, не менее	120
Рабочая среда	Вода, глинистый и цементный растворы
Температура рабочей среды, °С, не более	100
Диаметр проходного сечения ствола пакера, мм, не менее	70
Диаметр плашек в транспортном положении, мм, не более	193
Диаметр выхода плашек в рабочее положение, мм, не менее	230
Присоединительная резьба по ГОСТ 5286—75	З-147
Габаритные размеры в транспортном положении, мм, не более:	
диаметр наружный	195
длина	2260
Масса пакера без тары, кг, не более	240

Изготовитель: ОАО Торговый дом «Воткинский завод».

11.1.21. ПАКЕР ТИПА ППК

Пакер типа ППК (рис. 11.22) предназначен для надежной подвески и герметизации потайной колонны (хвостовика) диаметром от 114 до 168 мм в предыдущей обсадной колонне. Пакер состоит из полого корпуса *7* с наружной резьбой *9* обсадных труб внизу и воронкой *2* вверху с левой резьбой *3* для присоединения переводника с резьбой *1* бурильных труб. На на-

Рис. 11.21. Пакер гидромеханический типа ПГМ-195 конструкции Воткинского завода для исследования и изоляции зон поглощения:
1 — узел уплотнителя; *2* — узел якорный; *3* — узел штуцерный

Рис. 11.22. Пакер типа ППК для подвески и герметизации потайной колонны:
1 — резьба бурильных труб; *2* — воронка; *3* — резьба левая; *4* — резиновое уплотнительное кольцо; *5* — уплотнительно-подвешивающий элемент; *6* — шлипсы; *7* — корпус; *8* — отверстие впускное; *9* — резьба обсадных труб

Таблица 11.19

Технические характеристики пакера типа ППК

Показатель	ППК-114	ППК-127	ППК-140	ППК-146	ППК-168
Наружный диаметр трубы, мм	114	127	140	146	168
Наружный диаметр пакера, мм	151	162	187	212	212
Длина, мм, не более	3500	3500	3500	3500	3500
Масса, кг, не более	190	210	240	260	240
Максимальная осевая нагрузка, т	40	50	60	65	80
Максимальный перепад давления, МПа	30	30	30	30	30
Внутреннее давление, МПа	40	40	40	40	40
Максимальная рабочая температура, °С	200	200	200	200	200

ружной поверхности корпуса установлен металлический раздуваемый уплотнительный элемент *5* (тонкостенная оболочка) с кольцевыми наборными шлипсами *6*. Герметизация уплотнителя сверху и снизу осуществляется резиновыми кольцами *4*. Подача жидкости для раздувания уплотнительного элемента осуществляется через отверстие *8*.

После спуска потайной колонны в скважину на колонне бурильных труб, закачки тампонажного раствора и вытеснения его за колонну давление в трубах повышают в пределах допустимого для обсадных труб, в результате чего металлический уплотнительный элемент расширяется до контакта с внутренней поверхностью стенок труб предыдущей обсадной колонны. Не уменьшая давления в трубах, колонну перемещают вниз на небольшое расстояние. При этом впускное отверстие под уплотнительный элемент герметично перекрывается, а давление под ним повышается в пределах, ограниченных характеристикой обратного клапана. Затем потайную колонну разгружают на пакер, правым вращением отсоединяют бурильные трубы и поднимают их на поверхность.

Основные параметры пакера типа ППК приведены в табл. 11.19.

Изготовитель: ОАО НПО «Буровая техника».

11.1.22. ПАКЕР ПВ-ЯГ-Н-122-30

Пакер типа ПВ-ЯГ-Н-122-30 (рис. 11.23) предназначен для защиты эксплуатационной колонны диаметром 146 мм от воздействия закачиваемой жидкости, а также от повышения давления при выполнении технологических операций по воздействию на призабойную зону в процессе эксплуатации нагнетательных, сбросовых и поглощающих скважин.

Пакер можно установить в любом интервале эксплуатационной колонны. Установка и снятие его осуществляется без вращения колонны насосно-компрессорных труб.

Техническая характеристика пакера типа ПВ-ЯГ-Н-122-30

Максимальное рабочее давление, МПа	30
Температура рабочей среды, °С, не выше	100
Диаметр условный проходного отверстия, мм	50
Диаметр наружных поверхностей металлических деталей, мм, не более	122
Длина пакера, мм	1500

Изготовитель: ОАО Торговый дом «Воткинский завод».

Рис. 11.23. Пакер типа ПВ-ЯГ-Н-122-30 конструкции Воткинского завода:
1 — муфта с присоединительной резьбой; *2* — якорный узел; *3* — уплотнительный элемент; *4* — вторичный уплотнительный элемент; *5* — ствол пакерный; *6* — конус посадочный

11.1.23. ПАКЕР 2ПД-ЯГ-Д-35

Пакер типа 2ПД-ЯГ-Д-35 (рис. 11.24) предназначен для герметичного разобщения межтрубного пространства между эксплуатационной колонной и насосно-компрессорными трубами. Климатическое исполнение — ХЛ1 по ГОСТ 15150—69. Климатический район эксплуатации — I_2 по ГОСТ 16350.

Пакер состоит из верхней муфты *1* с присоединительной резьбой, верхнего якорного устройства *2*, комплекта уплотнительных манжет *3*, нижнего якорного устройства *4*, ствола *5* и срезного клапана *6.*

Особенностями конструкции являются: специальная термообработка плашек, обеспечивающая их износостойкость, легкость съема.

Техническая характеристика пакера 2ПД-ЯГ-Д-35

Рабочее давление, МПа		35	
Рабочая среда	Нефть, газ, газоконденсат		
Максимальная температура рабочей среды, °С		120	
Диаметр наружный, мм	118	122	140
Максимальный внутренний диаметр эксплуатационной колонны, гарантирующий герметичность разобщения, мм	126	132	154
Размер присоединительной резьбы по ГОСТ 633—80	73	73	89

Изготовитель: Воронежский МЗ.

Рис. 11.24. Пакер типа 2ПД-ЯГ-Д-35 конструкции Воронежского МЗ:
1 — муфта; *2* — якорное устройство верхнее; *3* — устройство уплотнительное (комплект манжет); *4* — якорное устройство нижнее; *5* — ствол; *6* — клапан срезной

11.1.24. ПАКЕРЫ 2ПД-ЯГМ

Пакеры типа 2ПД-ЯГМ с наружным диаметром 118, 122, 136 и 140 мм предназначены для разобщения затрубного пространства между лифтовой и эксплуатационной колоннами диаметром 140, 146 и 168 мм нефтяных и газовых скважин.

Пакеры рассчитаны на максимальное рабочее давление (перепад давления) 35 и 50 МПа при температуре рабочей среды до 120 °С. В качестве рабочей среды может быть пластовая вода, нефть, газ или их смеси.

Техническая характеристика пакера для эксплуатационной колонны диаметром 146 мм

Способ посадки пакера	Гидравлический			
Рабочее давление (максимальный перепад давления), МПа	30	30	50	50
Диаметр проходного отверстия, мм	50	50	50	50
Присоединительная резьба труб по ГОСТ 633—80	73	73	73	73
Габаритные размеры, мм:				
диаметр	118	122	118	122
длина	1835			
Масса, кг	83,0	83,8	83,0	83,8

Изготовитель: Опытный завод ВНИИБТ.

11.2. ЯКОРИ

11.2.1. ЯКОРЬ ТИПА ЯГ

Якорь гидравлический типа ЯГ и 2ЯГ (рис. 11.25) применяется в нефтяных, нагнетательных и газовых скважинах и состоит из заякоривающего устройства и гидроцилиндра. Воспринимает одностороннюю осевую нагрузку. Якорь спускается в скважину на колонне насосно-компрессорных труб вместе с пакером, заякоривается в эксплуатационной колонне при подаче в трубы жидкости под давлением. Через отверстие *а* жидкость воздействует на поршень и после срезания винтов перемещает плашки с плашкодержателем вверх. Плашки, перемещаясь по корпусу, раздвигаются радиально и заякориваются за стенки обсадной колонны. Якорь освобождается при подъеме колонны насосно-компрессорных труб. При этом конус со стволом,

Рис. 11.25. Якорь гидравлический типа ЯГ:
1 — муфта; *2, 7* — винты; *3* — конус; *4* — ствол; *5* — плашка удерживающая; *6* — плашкодержатель; *8* — поршень; *9* — кожух; *а* — отверстие в стволе; *б* — полость между поршнем и стволом

двигаясь вверх, вытягивается из-под плашек и освобождает их. Технические характеристики якорей типа ЯГ приведены в табл. 11.20.

Изготовители:

АООТ «Тяжпрессмаш» — типа ЯГ.

ОАО «Нижнекамский завод НиГМаш» — типа 2ЯГ.

АО «Синергия» — типа ЯГ и ЯГ1.

Таблица 11.20

Технические характеристики якорей гидравлических типа ЯГ

Показатели	ЯГ-118-21	ЯГ-136-21
Рабочее давление, МПа	21	21
Диаметр проходного отверстия, мм	62	76
Условный диаметр обсадной колонны, для которой должен применяться якорь, мм	140, 146	168
Скважинная среда	Нефть газ, газоконденсат и пластовая вода	
Максимальная температура скважинной среды, °С	120	120
Габаритные размеры якоря, мм:		
наружный диаметр	118	136
длина	726	790
Масса, кг	38	45

11.2.2. ЯКОРЬ ТИПА ЯГМ

Якорь гидромеханический типа ЯГМ (рис. 11.26) удерживает пакеры типа ПВМ на месте установки в обсадной колонне от смещения вверх под действием перепада давления. В скважину якорь спускают с пакером на колонне труб, при этом конус удерживается в верхнем положении пружинным кольцом. При посадке пакера вращательное движение и осевая нагрузка от труб к пакеру передаются через головку *1*, шток *5* и переводник якоря *12*. После посадки якоря под давлением нагнетаемой в трубы жидкости конус освобождается от пружинного кольца и перемещается вниз, вклиниваясь под шлипсы, которые раздвигаются до контакта с обсадной колонной и воспринимают нагрузку пакера.

Якорь вместе с пакером снимается с места установки натяжением колонны труб, при этом головка выталкивает конус из-под шлипсов, и якорь приводится в первоначальное положение. После подъема из скважины пригодность якоря к дальнейшему применению проверяется внешним осмотром и опрессовкой при гидравлическом давлении 35 МПа. При этом

Рис. 11.26. Якорь гидромеханический типа ЯГМ:
1 — головка; *2* — упор; *3* — винт; *4* — конус; *5* — шток; *6* — шпонка; *7*, *9* — уплотнительные кольца; *8* — пружинное кольцо; *10* — шлипс; *11* — шлипсодержатель; *12* — переводник; *13* — кольцо предохранительное; *14* — проволока

Таблица 11.21

Технические характеристики якорей гидромеханических типа ЯГМ

Показатели	ЯГМ-118-350 ЯГМ-118-350К	ЯГМ-136-350 ЯГМ-136-350К
Условный диаметр обсадной колонны, мм	146	168
Диаметр проходного канала, мм	46	57
Максимальный перепад давления, МПа	35	35
Максимальная температура рабочей среды, °С	150	150
Кислотность (pH) рабочей среды для исполнения:		
обычного	> 7	> 7
коррозионно-стойкого	< 7	< 7
Состав скважинной среды	Нефть, газ, газоконденсат и пластовая вода с содержанием CO_2 до 6 %	
Присоединительная резьба:		
верхняя (по ГОСТ 633—80)	73	73
нижняя (по ГОСТ 631—80)	73	89
Габаритные размеры, мм:		
диаметр наружный	118	136
длина	630	650
Масса, кг	26	39

конус должен фиксироваться в верхнем положении. Основные технические характеристики якорей типа ЯГМ приведены в табл. 11.21.

Изготовитель: АООТ «Тяжпрессмаш».

11.2.3. ЯКОРЬ ТИПА ЯК

Якорь типа ЯК предназначен для подвески потайных колонн (хвостовиков), в том числе и в боковых стволах, пробуренных из эксплуатационных колонн. Якорь колонный позволяет крепить стволы скважин без упора их на забой. Якорь колонный используется совместно с цанговым или другого типа разъединителем.

Разработаны и изготавливаются конструкции якорей, позволяющие установить потайные колонны диаметром 89 и 102 мм в обсадной колонне диаметром 146 мм, а также диаметром 114 мм в обсадной колонне диаметром 168 мм.

Таблица 11.22

Технические характеристики якорей типа ЯК

Показатель	ЯК-146	ЯК-168
Наружный диаметр, мм	120	140
Максимальный диаметр раскрытия сухарей, мм	140	160
Диаметр проходного отверстия, мм	86	100
Грузоподъемность, кН	100	150

Принцип работы колонного якоря заключается в раскрытии самозаклинивающихся сухарей при повышении давления сверх номинального после прокачки продавочной пробки разъединителя и получения сигнала «стоп». Подвеска потайной колонны происходит при разгрузке инструмента.

Основные параметры якорей типа ЯК приведены в табл. 11.22.

Изготовитель: Фирма «УКОМ».

11.2.4. ЯКОРЬ С ЭКСЦЕНТРИЧНЫМ ЗАЦЕПЛЕНИЕМ ПРУЖИННОГО ЦЕНТРАТОРА НА ОБСАДНОЙ ТРУБЕ

Якорь с эксцентричным зацеплением типа ЯЭЦ — устройство, обеспечивающее установку пружинного центратора типа ЦПР на заданном месте обсадной колонны. Устройство состоит из двух концевых деталей и соединяющей их втулки. Общая сборка производится при осевом эксцентриситете. ЯЭЦ рекомендуется применять при строительстве наклонных скважин в интервалах залегания продуктивной толщи.

Изготовитель и поставщик: ОАО НПО «Буровая техника».

11.3. ФИЛЬТРЫ

11.3.1. ФИЛЬТРЫ СКВАЖИННЫЕ ТИПА ФС

Фильтры скважинные на проволочной основе типа ФС (рис. 11.27) предназначены для предупреждения выноса песка из водяных и нефтяных скважин при их эксплуатации, как вертикальных и наклонно направленных, так и горизонтальных. Основные технические характеристики фильтров приведены в табл. 11.23 [49].

Фильтры выполнены с необходимыми присоединительными резьбами, с помощью которых они прикрепляются к эксплуатационным колоннам. Материал фильтроэлемента и перфорированной трубы зависит от условий в скважине. Фильтр может изготавливаться как с колпачками, так и без

Рис. 11.27. Фильтр скважинный типа ФС:
1, 7 — заглушка; *2* — муфта; *3* — центратор; *4* — фильтроэлемент; *5* — труба; *6* — колпачок герметизирующий

Таблица 11.23

Технические характеристики фильтров типа ФС на проволочной основе

Показатель	Условный диаметр трубы, мм					
	73	89	102	114	146	168
Резьба	НКТ73 ГОСТ 633–80	НКТ89 ГОСТ 633–80	НКТ102 ГОСТ 633–80 или ОТТМ 102 ТУ14-161-163–96	ОТТМ 114 ГОСТ 632–80 или НКТ 102 ГОСТ 633–80	ОТТМ 146 ГОСТ 632–80 или БТС 146 по ТУ 390147016. 40–93	ОТТМ 168 ГОСТ 632–80 или БТС 168 по ТУ 390147016. 40–93
Толщина стенки S, мм	7,0	6,5	6,5	8,6 (7)	8,5 (9,5)	8,9 (10,6)
Длина фильтроэлемента l, мм	До 5000*					
Длина трубы L, мм	От 1000 до 13000**					
Зазор между витками фильтроэлемента a, мм	От 0,1 ±0,05 до 1,0 ±0,05**					
Число отверстий на 1 м фильтроэлемента, n	400***	20, 440***	20, 622***	24, 653***	24	40
Материал герметизирующих колпачков*	АК12М1 ГОСТ 1583–89					
Диаметр отверстий в колпачках α, мм	10,2					
Наружный диаметр D_1 муфты, мм, не более	88,9	108	120,6	133 (127)	166	187,7
Наружный диаметр D_2 центраторов, мм, не более	–	120	127 (125, 122)	136 (148)	195 (205)	–
Расстояние от торца трубы до заделки фильтроэлемента (от муфты), мм	**					

* Возможна установка двух фильтроэлементов без промежутка 300 мм или только одного.

** По желанию заказчика.

*** Для газовых скважин.

них. Промышленная эксплуатация скважинных фильтров на проволочной основе подтвердила высокую эффективность их применения.

Изготовитель: АООТ «Тяжпрессмаш».

11.3.2. ФИЛЬТР СКВАЖИННЫЙ УПРАВЛЯЕМЫЙ ТИПА ФСУ

Фильтр скважинный управляемый типа ФСУ (рис. 11.28) состоит из из корпуса с циркуляционными отверстиями, на котором установлены бандаж, фильтрующий элемент с продольными стрингерами и проволочной навивкой, втулка с упорным элементом и уплотнением, переводник и кожух. Между корпусом, кожухом, втулкой и переводником размещена кольцевая камера. Втулка жестко закреплена относительно кожуха срезными элементами. Между витками проволочной навивки имеются щелевые зазоры, сообщающиеся с продольными каналами, образованными стрингерами и корпусом. Соединение фильтра с обсадной колонной осуществляется с помощью резьбы обсадных труб по ГОСТ 632–80.

Фильтр включается в состав обсадной колонны диаметром 146 мм и устанавливается в заданный интервал скважины. Открытие фильтра осу-

Рис. 11.28. Фильтр скважинный управляемый типа ФСУ:
1 — корпус; *2* — бандаж; *3* — проволочная навивка; *4* — стрингеры продольные фильтроэлемента; *5* — зазор щелевой; *6* — втулка; *7* — элемент упорный; *8* — отверстие циркуляционное; *9* — элемент срезной; *10* — камера кольцевая; *11* — кожух; *12* — паз технологический; *13* — переводник; *14* — канал продольный

ществляется с помощью специального многофункционального управляющего инструмента — привода типа КРР. Привод типа КРР спускается в скважину на насосно-компрессорных трубах диаметром 73 мм и приводится в действие гидравлическим путем, при этом упоры привода размещаются в специальном технологическом пазе, а толкатели привода, взаимодействуя с упорными элементами фильтра, перемещают втулку в осевом направлении и происходит открытие фильтра.

Через щелевые циркуляционные отверстия происходит сообщение заколонного и внутриколонного пространства. Суммарная площадь щелевых циркуляционных отверстий корпуса больше площади поперечного сечения обсадной колонны. Конструкцией фильтра предусмотрено его закрытие — путем возврата кольцевой втулки в исходное положение, которое осуществляется посредством привода КРР, только предварительно настроенного на закрытие.

Изготовитель: АООТ « Тяжпрессмаш» .

11.4. ПАКЕРЫ ДЛЯ ИСПЫТАНИЯ КОЛОНН

11.4.1. ПАКЕР ДЛЯ ИСПЫТАНИЯ ОБСАДНЫХ КОЛОНН

Пакер (рис. 11.29) позволяет производить испытание обсадных колонн на герметичность на любой глубине. Пакер состоит из корпуса, в состав которого входят ствол *2* с центральным осевым каналом *19* и резьбой зам-

Рис. 11.29. Пакер для испытания обсадных колонн:
1 — резьба замковая; *2* — ствол; *3*, *4* — выступы кольцевые; *5* — втулка клапанная; *6* — поршень кольцевой; *7* — кожух; *8* — толкатель; *9* — конус распорный; *10* — набор уплотнительных элементов; *11* — корзина ловильная; *12* — опора нижняя; *13* — пружина; *14* — кольцо уплотнительное; *15* — канал радиальный; *16* — канал перепускной; *17* — шар; *18* — элемент срезной; *19* — канал осевой; *20*, *21* — сухари опорные

ковой *1* для соединения с колонной бурильных труб, кожуха *7*, нижней опоры *12* с ловильной корзиной *11*. В верхней части корпуса в кольцевой полости, образованной кожухом и стволом и сообщенной с центральным осевым каналом радиальными каналами *15*, помещен кольцевой поршень *6*. Ниже поршня на стволе последовательно установлены толкатель *8*, распорный конус *9* и набор уплотнительных элементов *10*, упирающихся в ниж-

нюю опору. Пружина *13* установлена между буртом кожуха *7* и буртом толкателя *8* для поджатия последнего вверх к поршню. На внутренней поверхности центрального осевого канала выше радиальных каналов выполнены два кольцевых выступа *3*, *4*, причем верхний выступ выполнен большим диаметром. Выступы *3* и *4* являются седлами под опорные сухари *20*, *21*, закрепленные посредством срезных элементов *18*. Срезные элементы, крепящие сухари *21*, рассчитаны на меньшее усилие срабатывания, чем элементы, крепящие сухари *20*. Опорные сухари закреплены на втулке *5*, являющейся клапанным узлом пакера. В исходном положении пакера втулка *5* подвешена сухарями большего диаметра на седле корпуса, а после их срезания сухарями меньшего диаметра на седле, после чего происходит разобщение осевого и радиального каналов. На наружной поверхности втулки выполнены перепускные каналы в виде пазов *16* для сообщения (в исходном положении клапанной втулки) полости трубного канала с поршневой полостью. Во внутреннем канале втулки, в верхней его части размещен шариковый обратный клапан. Движение шара *17* вниз ограничено седлом, вверх — опорными сухарями *20*. Кожух *7*, поршень *6*, клапанная втулка *5* снабжены уплотнительными элементами *14*.

Пакер работает следующим образом. Пакер спускается в обсаженную скважину на колонне бурильных труб. При этом обратный клапан втулки не препятствует заполнению спускаемого инструмента промывочной жидкостью, находящейся в скважине. После достижения необходимой глубины насосным агрегатом в трубном канале создается избыточное давление для деформации набора уплотнительных элементов и разобщения зон затрубного пространства, расположенных выше и ниже пакера, промывочная жидкость при этом поступает в поршневую полость пакера по перепускным каналам втулки.

По достижении определенного давления, которое превышает давление срабатывания пакера, происходит разрушение срезных элементов сухарей и перемещение втулки до посадки опорных сухарей на нижний кольцевой выступ. Поршневая полость с этого момента отсекается от трубного канала и уплотнительные элементы пакера фиксируются в распакерованном состоянии. После этого противовыбросовое оборудование закрывается, в межтрубном пространстве выше пакера создается требуемое давление. Контроль процесса опрессовки осуществляется по манометру, а контроль герметичности пакера — по поступлению или не поступлению жидкости по трубному каналу на устье скважины. После окончания опрессовки давление в межтрубном пространстве сбрасывается, а в трубном канале создается давление разрушения срезных элементов сухарей *20*. Втулка, освободившись от удерживаемых ее сухарей, перемещается по центральному каналу и попадает в ловильную корзину. Туда же падают опорные сухари. Радиальные каналы опять сообщаются с полостью центрального осевого канала. Толкатель и кольцевой поршень под действием пружины занимают исходное положение. Под действием внутренних сил уплотнительные резиновые элементы также примут исходную форму, освобождая пакер для перемещения в скважине. Для повторного применения пакера в трубный канал бурильных труб сбрасывается новая кольцевая втулка, оснащенная шаром и опорными сухарями. По достижении ею своего исходного положения в пакере описанный процесс опрессовки повторяется.

Изготовитель: ОАО « Нефтебур» .

Рис. 11.30. Пакер типа ПГС-146 с гидродинамической стабилизацией конструкции ОАО «Татнефть»

Пакеры типов ПД-Г-О-122-20 и ПД-Г-О-140-20 предназначены для защиты эксплуатационных колонн диаметром 146 и 168 мм [49]:

при поиске места негерметичности и его ликвидации путем закачки тампонирующих материалов;

при проведении технологических операций поинтервального воздействия на призабойную зону пласта различными химическими реагентами;

при поинтервальной закачке жидкости (вода, растворы полимеров и др.) в нагнетательных скважинах с целью поддержания пластового давления.

Рабочее давление пакеров — 20 МПа. Длина — 3200 мм. Масса, соответственно — 96 и 114 кг.

Изготовитель: ОАО «Сарапульский машзавод».

Пакер термостойкий типа ПД-ГМШ-Т-140-30 предназначен для разобщения и защиты ствола скважины, обсаженной трубами диаметром 168 мм, от воздействия теплоносителя, закачиваемого в пласт при использовании тепловых методов интенсификации добычи нефти, в том числе в нагнетательных скважинах:

теплового воздействия на пласт;

импульсного дозированного теплового воздействия на пласт;

импульсного дозированного теплового воздействия на пласт с паузой;

термополимерного воздействия на пласт;

в добывающих скважинах — теплового циклического воздействия на призабойную зону продуктивного пласта.

Основные параметры пакера следующие: рабочее давление — 30 МПа; температура рабочей среды — до 260 °С; тип управления — гидравлический; длина — 3000 мм; масса — 210 кг.

Изготовитель: ОАО «Сарапульский машзавод».

Пакер с гидродинамической стабилизацией ПГС-146 (рис. 11.30) предназначен для применения в скважинах с обсадной колонной диаметром 146 мм в условиях температуры до 100 °С при исследовании методом поинтервальных опрессовок, изоляции интервалов водопритока, отборе жидкости из скважины с отключением верхнего интервала, гидроразрыве и кислотной обработке продуктивных пластов.

Пакер работает на насосно-компрессорных трубах диаметром 73 мм. Пакеровка осуществляется самоуплотнением. Максимальный перепад давления — 20 МПа. Габаритные размеры пакера: длина — 900 мм; наружный диаметр 134 мм; масса 35 кг.

Изготовитель: ОАО «Татнефть».

11.4.2. ПАКЕР УСТЬЕВОЙ ТИПА ПУ

Пакер устьевой типа ПУ (рис. 11.31) предназначен для проверки герметичности приустьевой части обсадной колонны совместно с противовыбросовым оборудованием при бурении нефтяных и газовых скважин. Пакер

Рис. 11.31. Пакер устьевой типа ПУ:
1 — корпус; *2* — упор; *3* — манжета; *4* — шайба; *5* — стабилизатор; *6* — гайка

состоит из корпуса *1*, стабилизатора *5*, манжеты *3*, упора *2*, двух гаек *6* и шайбы *4*.

Основные параметры устьевого пакера приведены в табл. 11.24.

Физико-механические показатели резины, применяемой для изготовления манжет

Сопротивление разрыву, МПа, не менее	15,7
Относительное удлинение, не менее	350
Остаточное удлинение, %, не более	20
Твердость по Шору, МПа	7,5

Пакер спускают в скважину на бурильной колонне до требуемой глубины и после закрытия превентора, закачивая воду или иную рабочую жидкость, создают давление в затрубном пространстве. Трубное пространство оставляется открытым с целью предотвращения гидроразрыва или других осложнений в случае негерметичности уплотнительной манжеты.

Изготовитель: ОАО « Нефтебур» .

Таблица 11.24

Технические характеристики пакера устьевого типа ПУ

Показатель	ПУ 219	ПУ 245	ПУ 273	ПУ 299	ПУ 324	ПУ 340
Диаметр опрессовываемой обсадной трубы, мм	219	245	273	299	324	340
Глубина спуска пакера в обсадную колонну, м	50					
Рабочее давление, удерживаемое пакером, МПа	40					
Замковая резьба корпуса по ГОСТ 50864—96	З-121	З-121	З-147	З-147	З-171	З-171
Габаритные размеры, мм:						
длина	925	925	930	930	980	980
диаметр	192	217	246	272	296	312
Масса, кг, не более	63	77	102	113	156	165

11.5. ПАКЕРНО-ЯКОРНОЕ ОБОРУДОВАНИЕ ДЛЯ ГИДРОРАЗРЫВА ПЛАСТОВ

11.5.1. ПАКЕРНОЕ ОБОРУДОВАНИЕ ТИПОВ ПРО-ЯМ-ЯГ, ПРО-ЯМ2-ЯГ, ПРО-ЯМ3-ЯГ, ПРО-ЯМО-ЯГ, ПРО-ЯМО2-ЯГ [30]

Пакеры типов ПРО-ЯМ-ЯГ, ПРО-ЯМ2-ЯГ, ПРО-ЯМ3-ЯГ, ПРО-ЯМО-ЯГ и ПРО-ЯМО2-ЯГ предназначены для применения в скважинах при температуре рабочей среды до 100 °С. По отдельному заказу могут быть изготовлены для условий с температурой до 150 °С. Пакеры рассчитаны на перепад давления до 100 МПа [30].

Пакерующее устройство оснащено двумя резиновыми элементами из

Таблица 11.25

Основные параметры пакеров типа ПРО конструкции НПФ «Пакер» при максимальном перепаде давления на пакер до 100 МПа и максимальной температуре рабочей среды до 100 °С [30]

Показатель	ЯМЗ-ЯГ-88	ЯМЗ-ЯГ-92	ЯМЗ-ЯГ-100	ЯМЗ-ЯГ-104	ЯМ-ЯГ-112	ЯМ-ЯГ-112	ЯМ-ЯГ-116	ЯМ-ЯГ-116
Диаметр колонны труб, мм	114	114	127	127	140	146	140	146
Толщина стенок колонны, мм	8,6–10,2	6,4–7,4	9,2–10,7	6,4–7,5	9–11	12	7–9	10–12
Наружный диаметр, мм	88	92	100	104	112	112	116	116
Диаметр проходного канала, мм	34	34	40	40	46	46	46	46
Нагрузка при пакеровке, кН, не менее	60	60	60	60	60	60	60	60
Длина пакера, мм, не более	1900	1900	2010	2010	2280	2280	2280	2280
Масса пакера, кг	50	51	60	61	85	85	87	87

Продолжение табл. 11.25

Показатель	ЯМ-ЯГ-118	ЯМ-ЯГ-118	ЯМ-ЯГ-122	ЯМ2-ЯГ-136	ЯМ2-ЯГ-142	ЯМО-ЯГ-112	ЯМО-ЯГ-112
Диаметр колонны труб, мм	140	146	146	168	168	140	146
Толщина стенок колонны, мм	7–8	9–11	7–9	10–12	7–9	9–11	12
Наружный диаметр, мм	118	118	122	136	142	112	112
Диаметр проходного канала, мм	46	46	46	59	59	46	46
Нагрузка при пакеровке, кН, не менее	60	60	60	70	70	60	60
Длина пакера, мм, не более	2280	2280	2280	2160	2160	2540	2540
Масса пакера, кг	90	90	92	118	123	87	87

Продолжение табл. 11.25

Показатель	ЯМО-ЯГ-116	ЯМО-ЯГ-116	ЯМО-ЯГ-118	ЯМО-ЯГ-118	ЯМО-ЯГ-122	ЯМО2-ЯГ-136	ЯМО2-ЯГ-142
Диаметр колонны труб, мм	146	140	146	140	146	168	168
Толщина стенок колонны, мм	7–9	10–12	7–8	9–11	7–9	10–12	7–9
Наружный диаметр, мм	116	116	118	118	122	136	142
Диаметр проходного канала, мм	46	46	46	46	46	59	59
Нагрузка при пакеровке, кН, не менее	60	60	60	60	60	70	70
Длина пакера, мм, не более	2540	2540	2540	2540	2540	2410	2410
Масса пакера, кг	89	89	92	92	94	128	134

специальной резиновой смеси. Нижнее заякоривающее устройство размещено под пакерующим устройством и предотвращает перемещение оборудования вниз. Для удержания оборудования от перемещения вверх в комплект пакера входит верхнее заякоривающее устройство, которое приводится в действие после пакеровки скважины созданием внутритрубного избыточного давления.

Пакеры типов ПРО-ЯМ-ЯГ, ПРО-ЯМ2-ЯГ и ПРО-ЯМ3-ЯГ устанавливаются в скважине вращением колонны труб вправо на 1/4 оборота с одновременным перемещением вниз. Пакеры типов ПРО-ЯМО-ЯГ и ПРО-ЯМО2-ЯГ устанавливаются в скважине механическим способом, путем манипуляции осевых перемещений колонны труб без вращения.

Приводятся в транспортное положение все типы указанных пакеров натяжением колонны труб.

Преимущества пакеров следующие:

высокая надежность изоляции пласта при высоких перепадах давления на пакерующий элемент и температуры в скважине;

отсутствие затекания резинового элемента позволяет использовать их многократно;

легкая распакеровка скважины, без дополнительной растягивающей нагрузки;

возможность установки пакеров типов ПРО-ЯМО-ЯГ и ПРО-ЯМО2-ЯГ без упора на забой в наклонных, горизонтальных, а также в глубоких скважинах без вращения колонны труб;

отсутствие срезных шпилек;

простота обслуживания.

Пакеры могут применяться в нагнетательных скважинах, а также для проведения различных технологических операций.

В состав комплекта пакера входит *10* сменных резиновых пакерующих элементов.

Номенклатура пакеров и основные параметры приведены в табл. 11.25.

Изготовитель: НПФ «Пакер».

11.5.2. ПАКЕРЫ ПОВЫШЕННОЙ НАДЕЖНОСТИ С УПОРОМ НА ЗАБОЙ ТИПОВ ПРО, ПРВ, ПРО-Ш И ПРО-Ш-К

Пакеры типов ПРО, ПРВ, ПРО-Ш и ПРО-Ш-К предназначены для освоения и эксплуатации нефтяных и газовых добывающих и нагнетательных скважин, а также для проведения различных технологических операций.

Отличительные особенности указанных пакеров следующие:

не имеют нижнего заякоривающего устройства и ими можно работать с упором на забой;

пакеры типов ПРО-Ш и ПРО-Ш-К, в отличие от пакеров типа ПРО и ПРВ, снабжены шпонкой и обеспечивают передачу крутящего момента на колонну труб (или оборудования), установленного под пакером;

в пакерах типов ПРО, ПРО-Ш и ПРО-Ш-К уплотнительные элементы выдерживают перепад давления двухстороннего действия до 100 МПа при температуре до 100 °С (по отдельному заказу изготавливаются на рабочую температуру до 150 °С);

в пакерах типа ПРВ уплотнительный элемент выдерживает перепад

Таблица 11.26

Технические характеристики пакеров повышенной надежности с упором на забой конструкции НПФ «Пакер»

Показатель	ПРО-112	ПРО-112	ПРО-118	ПРО-118	ПРО-136	ПРО-Ш-112	ПРО-Ш-112	ПРО-Ш-118	ПРО-Ш-118	ПРО-Ш-136	ПРВ-112
Диаметр колонны труб, мм	140	146	140	146	168	140	146	140	146	168	140
Толщина стенок колонны, мм	7 – 11	9 – 12	7 – 8	7 – 11	7 – 12	7 – 11	9 – 12	7 – 8	7 – 11	7 – 12	9 – 11
Максимальный перепад давления на пакер, МПа	100					100					21*
Максимальная температура рабочей среды, °С	100					100					100
Наружный диаметр, мм	112	112	118	118	136	112	112	118	118	136	112
Диаметр проходного канала, мм	46 – 50	46 – 50	46 – 50	46 – 50	57 – 59	46 – 50	46 – 50	46 – 50	46 – 50	57 – 59	46 – 50
Нагрузка при пакеровке, кН, не менее	50	50	50	50	60	50	50	50	50	60	50
Длина пакера, мм, не более	1180	1180	1180	1180	1250	1150	1150	1150	1150	1225	975
Масса пакера, кг	40	40	42	42	60	45	45	46	46	67	35

Продолжение табл. 11.26

Показатель	ПРВ-114	ПРВ-118	ПРВ-118	ПРВ-122	ПРВ-136	ПРВ-140	ПРВ-144	ПРО-Ш-К-112	ПРО-Ш-К-112	ПРО-Ш-К-118	ПРО-Ш-К-118	ПРО-Ш-К-136
Диаметр колонны труб, мм	140	140	146	146	168	168	168	140	146	140	146	168
Толщина стенок колонны, мм	8 – 10	7 – 8	9 – 11	7 – 9	11 – 12	8 – 10	7 – 9	7 – 11	9 – 12	7 – 8	7 – 11	7 – 12
Максимальный перепад давления на пакер, МПа	21*				21*		100		100			
Максимальная температура рабочей среды, °С	100				100				100			
Наружный диаметр, мм	114	118	118	122	136	140	144	112	112	118	118	136
Диаметр проходного канала, мм	46 – 50	46 – 50	46 – 50	46 – 50	57 – 59	57 – 59	57 – 59	46 – 50**	46 – 50**	46 – 50**	46 – 50**	57 – 59**
Нагрузка при пакеровке, кН, не менее	50	50	50	50	60	60	60	50	50	50	50	60
Длина пакера, мм, не более	975	975	975	975	1040	1040	1040	1150	1150	1150	1150	1225
Масса пакера, кг	37	40	40	43	46	48	50	47	47	48	48	68

* Перепад давления, направленный сверху вниз.
** Без клапана.

давления, направленный снизу вверх — до 100 МПа, а направленный сверху вниз — до 21 МПа;

в случае создания под пакером избыточного давления, если вес труб недостаточен для удержания пакера от перемещения вверх, под пакером необходимо установить гидравлический якорь, поставляемый отдельно;

пакеры типа ПРО-Ш-К снабжены съемным клапаном, который в процессе пакеровки скважины изолирует подпакерную зону от надпакерной, а при распакеровке, а также при промывке скважины или спуско-подъемных операциях обеспечивает сообщение подпакерной зоны с надпакерной; при использовании в двухпакерном варианте совместно с пакером типа ПРО-Ш пакер типа ПРО-Ш-К устанавливают внизу под перфорированной трубой;

пакеры типов ПРО, ПРО-Ш и ПРО-Ш-К могут быть использованы в комплекте с трубным пластоиспытателем;

пакеры типа ПРВ рекомендуется использовать для нагнетания жидкости.

Пакеры типа ПРО обладают следующими преимуществами:

независимо от изгиба колонны труб над и под пакером обеспечивается высокая надежность изоляции пласта при длительной эксплуатации и больших перепадах давления;

отсутствие затекания резинового элемента в пакерах типов ПРО, ПРО-Ш и ПРО-Ш-К позволяет увеличить наработку на отказ в 10—20 раз, по сравнению с серийными пакерами;

герметичное перекрытие кольцевого пространства при широком диапазоне внутреннего диаметра колонны труб;

оборудование может быть многократно использовано и отличается простотой обслуживания.

Номенклатура пакеров и основные параметры приведены в табл. 11.26 [30].

Изготовитель: НПФ «Пакер».

11.5.3. ПАКЕРЫ МЕХАНИЧЕСКИЕ ПОВЫШЕННОЙ НАДЕЖНОСТИ

Пакеры механические повышенной надежности **типов ПРО-ЯМ, ПРО-ЯМ2, ПРО-ЯМ3, ПРО-ЯМО и ПРО-ЯМО2** предназначены для длительного разобщения и изоляции эксплуатационной колонны от воздействия скважинной среды ниже и выше лежащих пластов, а также при проведении различных технологических операций при температуре в скважине до +100 °С. По отдельному заказу пакеры могут быть изготовлены на рабочую температуру в скважине до 150 °С.

Отличительные особенности конструкции пакеров следующие:

оснащение двумя резиновыми пакерующими элементами;

заякоривающее устройство пакеров размещено под резиновыми пакерующими элементами для предотвращения перемещения пакера вниз;

для предотвращения перемещения пакера вверх при использовании в нагнетательных скважинах и недостаточном весе труб для его удержания, предусмотрена установка над пакером удерживающего гидравлического якоря;

пакеры типов ПРО-ЯМ, ПРО-ЯМ2 и ПРО-ЯМ3 устанавливаются в скважине путем вращения колонны труб вправо на 1/4 оборота с одновременным перемещением вниз;

Таблица 11.27

Технические характеристики механических пакеров типов ПРО-ЯМО и ПРО-ЯМО2 конструкции НПФ «Пакер» при максимальном перепаде давления на пакер до 100 МПа и максимальной температуре рабочей среды до 100 °С

Показатель	ПРО-ЯМ3-88	ПРО-ЯМ3-99	ПРО-ЯМ-112	ПРО-ЯМ-112	ПРО-ЯМ-118	ПРО-ЯМ-118	ПРО-ЯМ2-136	ПРО-ЯМО-112	ПРО-ЯМО-112	ПРО-ЯМО-118	ПРО-ЯМО-118	ПРО-ЯМ2-136
Диаметр колонны труб, мм	114	127	140	146	140	146	168	140	146	140	146	168
Толщина стенок колонны, мм	6,4 – 10,2	6,4 – 10,7	7 – 11	9 – 12	7 – 8	7 – 11	7 – 12	7 – 11	9 – 12	7 – 8	7 – 11	7 – 12
Наружный диаметр, мм	88	99	112	112	118	118	136	112	112	118	118	136
Диаметр проходного канала, мм	34	40	46	46	46	46	59	46	46	46	46	59
Нагрузка при пакеровке, кН, не менее	40 – 60	40 – 60	40 – 60	40 – 60	40 – 60	40 – 60	50 – 70	40 – 60	40 – 60	40 – 60	40 – 60	50 – 70
Длина пакера, мм, не более	1240	1380	1610	1610	1610	1610	1490	1870	1870	1870	1870	1810
Масса пакера, кг	31	37	56	56	59	59	72	62	62	64	64	83

пакеры типов ПРО-ЯМО, ПРО-ЯМО2 устанавливаются в скважине механически, путем манипуляций осевых перемещений колонны труб без вращения;

все пакеры приводятся в транспортное положение путем натяжения колонны труб.

Пакеры механические типа ПРО обладают следующими преимуществами:

высокая надежность изоляции пласта при длительной эксплуатации и высоких перепадах давления на пакер;

отсутствие затекания резинового уплотнительного элемента позволяет увеличить наработку на отказ в 10—20 раз по сравнению с серийными пакерами;

герметичное перекрытие кольцевого пространства при широком диапазоне внутреннего диаметра колонны труб в наклонных, горизонтальных и в глубоких скважинах без вращения труб;

возможность создания импульсного воздействия на пласт при высокой депрессии;

снижение осевой растягивающей нагрузки при распакеровке после длительной эксплуатации.

Номенклатура и основные параметры пакеров типа ПРО-ЯМО приведены в табл. 11.27 [30].

Изготовитель: НПФ «Пакер».

11.5.4. ПАКЕРЫ МЕХАНИЧЕСКИЕ ТИПОВ П-ЯМ2 И П-ЯМО2

Механические пакеры типов П-ЯМ2 и П-ЯМО2 многократного действия предназначены для разобщения пластов, изоляции эксплуатационной колонны и проведения различных технологических операций в нефтяных, газовых и нагнетательных скважинах в условиях температуры скважинной среды до 100 °С.

Отличительные особенности конструкции пакеров следующие:

пакеры оснащены двумя резиновыми уплотнительными элементами;

пакеры имеют нижнее заякоривающее устройство и ими можно работать без упора на забой;

для предотвращения перемещения пакера вверх при использовании в нагнетательных скважинах и недостаточном весе труб для его удержания предусмотрена установка над пакером удерживающего гидравлического якоря;

пакеры типа П-ЯМ2 устанавливаются в скважине путем вращения колонны труб вправо на 1/4 оборота с одновременным перемещением вниз;

пакеры типа П-ЯМО2 устанавливаются в скважине механически, путем манипуляций осевых перемещений колонны труб без вращения.

В состав комплекта пакера входят два сменных пакерующих элемента.

Номенклатура и основные параметры пакеров типов П-ЯМ и П-ЯМО приведены в таблице 11.28 [30].

Изготовитель: НПФ «Пакер».

Таблица 11.28

Технические характеристики механических пакеров типов П-ЯМ2 и П-ЯМО2 конструкции НПФ «Пакер» при максимальном перепаде давления на пакер до 21 МПа и максимальной температуре рабочей среды до 100 °С

Показатель	П-ЯМ2-112	П-ЯМ2-114	П-ЯМ2-118	П-ЯМ2-118	П-ЯМ2-122	П-ЯМ2-136	П-ЯМ2-140	П-ЯМ2-144
Диаметр колонны труб, мм	140	140	140	146	146	168	168	168
Толщина стенок колонны, мм	9–11	8–10	7–8	9–11	7–9	11–12	8–10	7–9
Наружный диаметр, мм	112	114	118	118	122	136	140	144
Диаметр проходного канала, мм	46–50	46–50	40–50	40–50	46–50	57–59	57–59	57–59
Нагрузка при пакеровке, кН, не менее	50	50	50	50	50	60	60	60
Длина пакера, мм, не более	905	905	905	905	905	975	975	975
Масса пакера, кг	26	27	28	28	30	35	57	59

Продолжение табл. 11.28

Показатель	П-ЯМО2-112	П-ЯМО2-114	П-ЯМО2-118	П-ЯМО2-118	П-ЯМО2-122	П-ЯМО2-136	П-ЯМО2-140	П-ЯМО2-144
Диаметр колонны труб, мм	140	140	140	146	146	168	168	168
Толщина стенок колонны, мм	9–11	8–10	7–8	9–11	7–9	11–12	8–10	7–9
Наружный диаметр, мм	112	114	118	118	122	136	140	144
Диаметр проходного канала, мм	46–50	46–50	46–50	46–50	46–50	57–59	57–59	57–59
Нагрузка при пакеровке, кН, не менее	50	50	50	50	50	60	60	60
Длина пакера, мм, не более	1260	1260	1260	1260	1260	1340	1340	1340
Масса пакера, кг	37	38	39	39	41	66	68	70

11.5.5. МЕХАНИЧЕСКИЕ ПАКЕРЫ ПОВЫШЕННОЙ НАДЕЖНОСТИ ТИПА ПРО-Ш-К-ЯМ2 СО СЪЕМНЫМ КЛАПАНОМ

Механические пакеры повышенной надежности типа ПРО-Ш-К-ЯМ2 со съемным клапаном предназначены для длительного разобщения пластов, изоляции эксплуатационной колонны от воздействия скважинной среды ниже и выше лежащих коллекторов и проведения различных технологических операций в нефтяных, газовых и нагнетательных скважинах при температуре рабочей среды до 100 °С.

Отличительные особенности конструкции пакеров следующие:

уплотнительный элемент пакера выдерживает перепад давления до 100 МПа;

пакеры типа ПРО-Ш-К-ЯМ2 снабжены шпонкой и обеспечивают передачу крутящего момента на колонну труб или оборудования, установленных под пакером;

заякоривающее устройство пакеров размещено под резиновыми пакерующими элементами и предотвращает перемещение пакера вниз;

для предотвращения перемещения пакера вверх при использовании в нагнетательных скважинах и недостаточном весе труб для его удержания предусмотрена установка над пакером удерживающего гидравлического якоря;

для обеспечения возможности проведения различных технологических операций (например, для промывки и опрессовки скважины за одну операцию) пакеры снабжены съемным клапаном, который в процессе пакеровки изолирует подпакерную зону от надпакерной, а при спуско-подъемных операциях или промывке скважины обеспечивает сообщение подпакерной зоны с надпакерной;

пакер типа ПРО-Ш-К-ЯМ2 может быть также использован с пакером типа ПРО-Ш для селективного опробования или опрессовки скважины в двухпакерном варианте; в этом случае между пакерами устанавливают перфорированную трубу, а пакер типа ПРО-Ш-К-ЯМ2 устанавливают под этой трубой;

пакеры типа ПРО-Ш-К-ЯМ2 устанавливаются в скважине путем вращения колонны труб вправо на 1/4 оборота с одновременным перемещением вниз.

Пакеры типа ПРО-Ш-К-ЯМ2 обладают следующими преимуществами:

высокая надежность изоляции пласта при длительной эксплуатации и высоких перепадах давления на пакер;

Таблица 11.29

Технические характеристики пакеров типа ПРО-Ш-К-ЯМ2 конструкции НПФ «Пакер»

Показатель	ПРО-Ш-К-ЯМ2-112	ПРО-Ш-К-ЯМ2-112	ПРО-Ш-К-ЯМ2-118	ПРО-Ш-К-ЯМ2-118	ПРО-Ш-К-ЯМ2-136
Диаметр колонны труб, мм	140	146	140	146	168
Толщина стенок колонны, мм	7–11	9–12	7–8	7–11	7–12
Наружный диаметр, мм	112	112	118	118	136
Диаметр проходного канала, мм	46–50	46–50	46–50	46–50	46–50
Нагрузка при пакеровке, кН, не менее	40–60	40–60	40–60	40–60	50–70
Длина пакера, мм, не более	1200	1200	1200	1200	1200
Масса пакера, кг	50	50	55	55	70

отсутствие затекания резинового уплотнительного элемента позволяет увеличить наработку на отказ в 10—20 раз, по сравнению с серийными пакерами;

герметичное перекрытие кольцевого пространства при широком диапазоне внутреннего диаметра колонны труб в наклонных, горизонтальных и в глубоких скважинах без вращения труб;

при использовании в двухпакерном варианте возможно создание многократного импульсного воздействия на пласт при высоких депрессиях;

снижение осевой растягивающей нагрузки при распакероке после длительной эксплуатации.

Номенклатура и основные параметры пакеров типа ПРО-Ш-К-ЯМ2 приведены в табл. 11.29 [30].

Изготовитель: НПФ «Пакер».

11.5.6. ПАКЕРЫ ПОВЫШЕННОЙ НАДЕЖНОСТИ ТИПА ПЦРО-2 С УПОРОМ НА ЗАБОЙ ДЛЯ НЕОБСАЖЕННЫХ СКВАЖИН

Пакеры повышенной надежности типа ПЦРО-2 с упором на забой предназначены для герметичного перекрытия кольцевого пространства необсаженных скважин от остальной части ствола при проведении испытания нефтяных и газовых скважин пластоиспытателями на трубах в процессе бурения в условиях температур от +100 до +150 °С. Кроме того, пакер может быть использовани также в обсаженных скважинах для проведения различных технологических операций.

Пакеры типа ПЦРО-2 обладают следующими преимуществами:

отсутствие затекания уплотнительного резинового элемента;

надежность изоляции пласта при высоких перепадах давления на пакер;

снижение числа неудачных испытаний скважин, связанных с негерметичностью пакеровки в 15—20 раз по сравнению с серийными пакерами;

возможность создания многократного импульсного воздействия на пласт с высокой депрессией для очистки призабойной зоны в процессе испытания скважин;

снижение растягивающей нагрузки при распакеровке;

Таблица 11.30

Технические характеристики пакеров типа ПЦРО-2 конструкции НПФ «Пакер»

Тип пакера	Диаметр исследуемой скважины, мм	Максимальная температура, °С	Длина пакера, мм, не более	Масса пакера, кг, не более
ПЦРО-2-145	165	150	5000	90
ПЦРО-2-170	190	140	5000	170
ПЦРО-2-190	216	140	5000	185
ПЦРО-2-220	245	140	5000	210
ПЦРО-2-245	270	100	5000	295
ПЦРО-2-270	295	100	5000	295

максимальная наработка на отказ пакеров — до 80-ти циклов испытаний без замены уплотнительного элемента;

для селективного испытания пласта в двухпакерном варианте нижний пакер может быть снабжен клапаном, который в процессе пакеровки изолирует нижнюю полость пакера от верхней, а при выполнении спуско-подъемных операций обеспечивает выравнивание давления.

Номенклатура и основные параметры пакеров типа ПЦРО-2 приведены в табл. 11.30 [30].

Изготовитель: НПФ «Пакер».

ПРИЛОЖЕНИЕ

Адреса и телефоны предприятий и организаций, изготавливающих буровой инструмент

Предприятие, организация	Адрес	Телефон	Телетайп, телекс	Факс
ОАО НПО «Буровая техника»	115114, г. Москва, ул. Летниковская, 9	(095) 236-01-70	112168 Долото	(095) 959-67-11
Опытный завод ВНИИБТ	403810, г. Котово Волгоградской области	(84455) 2-38-42	310675 Кедр	(84455) 2-38-42
Экспериментальный завод ВНИИБТ	140012, г. Люберцы Московской обл., п/я 30	(095) 236-01-70	112169 Долото	(095) 959-67-11
НПП «Азимут»	240062, г. Уфа, ул. Космонавтов, 1, корп. 4	(3472) 60-91-90	162807 Пульт	(3472) 43-11-52
ОАО «СевКавНИПИгаз»	355000, г. Ставрополь, ул. Ленина, 419	(8652) 76-02-30	223197 НИИгаз	(8652) 76-09-97
ОАО НПО «Бурение»	350624, г. Краснодар, ул. Мира, 34	(8612) 59-44-19	211552 Бур	(8612) 52-23-34
ОАО «Волгабурмаш»	443004, г. Самара, ул. Грозненская, 1	(8462) 30-92-62	214184 Вымпел	(8462) 30-23-72
ОАО «КВАРТ»	420054, г. Казань, ул. Техническая, 25	(8432) 78-56-75	–	(8432) 78-50-61
Фирма «PRI Ltd» (Phoenix Rubber Industrial Ltd) (б. «ТАУ-РУС») Венгрия	H-6728 Szeged, Budapesti ut. 10, Hungary	(1036-62) 56-67-54	–	(1036-62) 56-69-34
АООТ «Тяжпрессмаш»	391000, г. Рязань АООТ «Тяжпрессмаш»	(0912) 53-01-66	–	(0912) 36-21-76
АО «Синергия»	614014, г. Пермь, ул. Новозвягинская, 57	(3422) 60-23-01	–	(3422) 67-22-80
ООО «Фирма «Подземнефтегазсервис»	г. Москва, ул. Строителей, д. 6, корп. 5,	(095) 133-97-40	–	(095) 133-97-40
ОАО Торговый дом «Воткинский завод»	427410, Удмуртия, г. Воткинск, а/я 21	(34145) 6-55-92	–	(34145) 2-3656
ОПО «Карпатнефтемаш»	285400, г. Калуш Ивано-Франковской области, ул. Ив. Франковская, 134	(03472) 2-73-21	–	(03472) 2-26-79
ФГУП «Воронежский механический завод»	394055, г. Воронеж, ул. Ворошилова, 22	(0732) 34-84-01	153159 Утро	(0732) 36-80-15
Фирма «УКОМ»	426063, г. Ижевск	(3412) 23-91-74	–	–
ОАО «Нефтебур»	109004,г. Москва, ул. Б. Коммунистическая, 17	(095) 912-25-48	–	(095) 274-01-18
НПФ «Пакер»	452620, г. Октябрьский, ул. Северная, 9а	(34767) 5-34-68	–	(34767) 5-34-68
ОАО «Павловский машзавод»	617143, пос. Павловский, Очерский район Пермской обл.	(34278) 2-35-81	634653 Ротор	(34278) 2-33-45
НПП «СибБурМаш»	625031, г. Тюмень ул. Дружбы, д. 201. А/я 2997	(3452) 29-74-25	–	(3452) 29-74-24
АО «Уралбурмаш»	623093, пос. Верхние Серьги, Свердловской обл., ул. Володарского, 10	(34396) 2-52-12	348252 Бур	(34396) 2-10-78

Предприятие, организация	Адрес	Телефон	Телетайп, телекс	Факс
Пермский филиал ВНИИБТ	614000, г. Пермь, ул. Карпинского, 24	(3422) 25-23-81	134263 Статор	(3422) 25-47-67
ОАО «Кунгурский машиностроительный завод»	617400, г. Кунгур Пермской обл., ул. Просвещения, 9	(34271) 3-36-45	634419 Гранит	(342-71) 3-37-69
ГП «ВНИГНИ»	105118, г. Москва, Шоссе Энтузиастов, 36	(095) 273-37-07	–	(095) 273-55-38
НПП «Нефтегазтехника»	614000, г. Пермь. ул. Карпинского, 24	(3422) 25-22-08	–	(3422) 25-22-08
ЗАО Завод «Измерон»	193144, г. Санкт-Петербург, ул. Новгородская, 13	(812) 271-16-01	122215 IZMRN RU	(812) 271-16-01
ЗАО «Сиб. Трейд. Сервис» (ЗАО «СТС»)	443022, г. Самара, Заводское шоссе, 18	(8462) 92-69-45	–	(8462) 92-66-67
АО «Ижнефтемаш»	426063, г. Ижевск, ул. Орджоникидзе, 2	(3412) 75-59-79	255146 Снег	(3412) 76-08-60
Пермский машзавод им. Ленина (Мотовилиха)	614014, г. Пермь п/я Р 6360	(3422) 36-33-75	–	(3422) 65-15-35
ОАО «Нефтяного и газового машиностроения»	452950, Башкортостан, г. Нефтекамск, ул. Магистральная, 19	(34713) 2-22-83	–	(34713) 2-14-53
ОАО «ВНИИТнефть»	443069, г. Самара, ул. Авроры, 110	(8462) 63-01-16	–	(8462) 63-57-06
ЗАО «Полимермаш»	г. Москва, Тетеринский пер., 12/2	(095) 915-30-98	–	(095) 915-05-10
ОАО «Ишимбайский машзавод»	453210, г. Ишимбай, ул. Б. Хмельницкого, 2	(347-94) 2-26-70	–	(34794) 2-21-34
ОАО «Хадыженский машзавод»	252671, г. Хадыженск Краснодарского края, ул. Промысловая, 24	(86152) 9-18-50	211622 Узор	(86152) 9-18-50
ОАО Краснодарский завод «Нефтемаш»	350078, г. Краснодар, ш. Нефтяников, 37	(8612) 54-26-83	211357 Родина	(8612) 54-17-72
ПО «Белоруснефть»	246003, г. Гомель, ул. Рогачевская, 9	(0232) 52-66-32	110169 Факел	(0232) 55-08-14
Сумское ПО им. Фрунзе	244004, Украина, г. Сумы, ул. Горького, 58	(05400) 4-11-08	174129	–
Таганрогский металлургический завод	347928, г. Таганрог Ростовской обл., ул. Заводская, 1	(86344) 5-03-02	298202	–
Синарский трубный завод	623401, г. Каменск-Уральский Свердловской обл.	(34378) 6-32-73	348416	–
Орский машзавод	462406, г. Орск-6 Оренбургской обл.	(35372) 9-02-52	144513	–
ОАО «Точмаш»	Украина, 83007, г. Донецк, ул. Жмуры, 1	+38 (062) 332-82-89	–	38 (062) 332-82-89
Торговый дом «Русский Алюминиевый завод»	109240, г. Москва, ул. Николоямская, 13, стр. 1	(095) 777-04-04	–	(095) 777-49-20
ОАО «Ижбуммаш»	341200, г. Ижевск	(3412) 23-91-74	–	–
ОАО Выксунский металлургический завод	607067, г. Выкса Нижегородской обл., ул. Ленина	(83177) 9-39-85	651401 Восход	(83177) 3-26-75
ОАО «Северский трубный завод»	624090, г. Полевской Свердловской обл., ул. Вершинина, 7	(34350) 3-39-50	348873 Луч	(34350) 3-31-97
Челябинский трубопрокатный завод	454129, г. Челябинск, ул. Машиностроителей, 27	(3512) 55-74-32	124113 Герб	(3512) 55-74-32
ОАО «Волжский трубный завод»	404119, г. Волжский Волгоградской обл.	(8443) 25-72-76	310122	(8443) 25-72-76
Нижнеднепровский трубопрокатный завод	320060, г. Днепропетровск-60, ул. Столетова, 21	(0562) 20-73-03	143217	–
Первоуральский новотрубный завод	623112, г. Первоуральск Свердловской обл.	(34392) 55-96	348715	–

Предприятие, организация	Адрес	Телефон	Телетайп, телекс	Факс
ОАО СП «Дагнефть-индустрия»	367008, г. Махачкала, ул. Генерала Танкаева, 75	(8722) 68-03-38	–	(8722) 68-03-56
ОАО «РИТЭК»	119991, г. Москва, Ленинский проспект, 63/2	(095) 424-77-10	–	(095) 424-77-14
АО «Рихост»	141350, г. Хотьково Московской области	(095) 584-55-11	–	–
АО «Удмуртнефть»	426057, г. Ижевск, ул. Красноармейская, 182	(3412) 65-74-29	255164 Нефть	(3412) 78-40-48
Завод им. Шаумяна	192102, г. С.-Петербург, ул. Салова, 51	(812) 166-63-22	–	(812) 166-26-86
ЗАО «Росфлекс»	443010, г. Самара, ул. Куйбышева, 145, оф. 225	(8462) 32-94-12	–	(8462) 33-06-38
ОАО «УралЛУКтрубмаш»	454139, г. Челябинск, ул. Новороссийская, 30	(3512) 53-58-77	124842 Блик	(3512) 53-58-72
ОАО «Филит»	121087, г. Москва, ул. Барклая, 6	(095) 142-14-61	–	(095) 142-55-65
Опытный завод «Нефтемаш»	443042, г. Самара, ул. Белорусская, а/я 3775	(8462) 30-91-50	214855 Макет	(8462) 30-91-50
ОАО «ЭДЕРИ»	199178, г. С.-Петербург, 12-я линия, 13	–	–	–
РНПУП «Сейсмотехника»	246020, г. Гомель, ул. Владимирова, 16	(0232) 44-64-55	–	(0232) 49-71-02
ОАО «Нефма»	443042, г. Самара, ул. Белорусская, а/я 3775	(8462) 30-02-23	214855 Макет	(8462) 30-02-14
ООО «Нефтегазмаш–Технологии»	350051, г. Краснодар, ул. Рашпилевская, 321	(8612) 60-82-05	–	(8612) 60-84-59
СП «ИСОТ»	426057, г. Ижевск, ул. Красноармейская, 182	(3412) 31-33-68	–	(3412) 78-40-48
СП ЗАО «Удмуртские долота»	426057, г. Ижевск, ул. Красноармейская, 182	(3412) 48-32-98	–	(3412) 78-07-97
Алексинский химический комбинат	301340, г. Алексин Тульской обл., пл. Победы, 21	(08753) 3-51-49	253708 Уран	(08753) 2-43-05
ОАО «Нижнекамскнефтехим»	423554, Татарстан, г. Нижнекамск	(8555) 37-54-46	724620 Маяк	(8555) 37-77-10
АООТ «Балаковские волокна»	213800, г. Балаково Саратовской обл., Саратовское шоссе, 2	(84570) 9-76-10	241411 Химия	(84570) 2-49-80
Волжский регенератношиноремонтный завод	400103, г. Волжский Волгоградской обл.	(8443) 22-39-92	–	(8443) 22-30-37, 25-68-92
Слюдяная фабрика	189630, г. С.-Петербург, г. Колпино, пр-т Ленина, 101	(812) 484-92-36	821253 Болеро	(812) 484-18-88
Чеховский регенератный завод	142300, г. Чехов Московской обл., ул. Чехова, 20,б	(09672) 7-32-54	–	(09672) 6-13-35
Киевская фирма «Фармак»	252080, г. Киев, ул. Фрунзе, 74	(044) 417-98-67	131092 Зил	(044) 417-60-49
АООТ «Оренбургский завод РТИ»	460023, г. Оренбург, ул. Инструментальная, 5	(3532) 44-92-62	144147 Река	(3532) 44-72-39
ОАО «Красный треугольник»	198020, г. С.-Петербург, наб. Обводного канала, 138	(812) 251-26-97	–	(812) 251-31-48
ПО «Мосстройпластмасс»	141004, г. Мытиши Московской обл., ул. Силикатная, 19	(095) 583-73-51, 583-08-91	346513 Радуга	(095) 583-98-64, 583-67-04
Завод слоистых пластиков	195248, г. С.-Петербург, шоссе Революции, 84	(812) 227-96-22	–	(812) 520-46-38
ЗАО «Ивантеевский трикотаж»	141250, г. Ивантеевка, Московской обл. Фабричный пр-д, 1	(095) 584-23-61	846117 Лоскут	(095) 584-23-61
АО «СК-Премьер»	113114, г. Москва, ул. Летниковская, 9	(095) 236-01-70	–	(095) 959-67-11

Предприятие, организация	Адрес	Телефон	Телетайп, телекс	Факс
Черкесское химическое ПО	357100, г. Черкесск, Ставропольского края, ул. Свободы, 62	(87822) 4-29-79, 4-46-48	297119 Лак	(87822) 4-00-93
Губахинский коксохимический завод ПО «Метанол»	618290, г. Губаха, Пермской обл., ул. Торговая, 1	(34248) 2-06-83	634215 Косьва	(34248) 2-13-72
Покровский завод биопрепаратов	601120, г. Покров Владимирской обл.	–	–	–
ОАО «Татнефть»	423200, г. Бугульма, ул. М. Джалиля, 3	(85514) 3-45-79	–	(85514) 3-41-49
Сибнефтеавтоматика ИПФ ОАО	625014, г. Тюмень, ул. Новаторов, 12	(3452) 21-07-50	–	(3452) 21-13-39
ОАО «Промгаз»	117393, г. Москва, ул. Наметкина, 6	(095) 504-43-70	–	(095) 504-43-70
НПФ «БУРИТ»	115114, г. Москва, ул. Летниковская, д. 9	(095) 235-20-67	–	(095) 131-51-09
ОАО «Нефтемаш»	625003, г. Тюмень, ул. Военная, 44	(3452) 43-28-19, 43-99-10	–	(3452) 43-22-13, 43-22-39
ОАО «Опытный завод «Электрон»	625014, г. Тюмень, ул. Новаторов, 12	(3452) 21-19-35	235231 СВЭМ	(3452) 21-16-36
НФ НПО «Карболит»	630000, г. Новосибирск, ул. Сибиряков-Гвардейцев, 51/1	–	–	–
НПО «Карболит»	650620, г. Кемерово, ул. Лумумбы, 1	26-31-55	215155 ПРЕСС	–
С.-Петербург ПЗП треста «Ленвторсырье»	193019, г. С.-Петербург, пр-т Обуховской обороны, 13	–	–	–

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. *Абубакиров В.Ф., Архангельский В.Л., Буримов Ю.Г. и др.* Буровое оборудование: Справочник: В 2-х т. — М.: Недра, 2000. — Т. 1.

2. *Ашрафьян М.О., Рябоконь А.А.* Цементирование скважин малого диаметра // Сборник трудов ОАО НПО «Бурение». — Краснодар: 1999. — Вып. 3.

3. *Балденко Д.Ф., Балденко Ф.Д., Гноевых А.Н.* Винтовые забойные двигатели. Справочное пособие. — М.: Недра, 1999.

4. *Беляев В.И., Близнюков В.Ю., Липов А.В.* Обратный клапан // Патент РФ № 2023864.

5. *Беляев В.И., Близнюков В.Ю.* Муфта ступенчатого цементирования обсадных колонн // Ас SU № 1765367.

6. *Бергштейн О.Ю. и др.* Совершенствование методов и средств отбора керна в глубоком бурении. — М.: Недра, 1977.

7. *Близнюков В., Акатьев В., Близнюков Вит., Близнюков Ю.* Устройство для стыковки и цементирования секций обсадных колонн // НТЖ «Бурение». — 2000. — № 9.

8. *Близнюков В.Ю., Браженцев А.В., Близнюков Вит.Ю., Серебряков И.С., Сухоруков Ю.А.* Современные конструкции шарошечных долот, изготовленных по новым технологиям конверсионного производства // НТЖ. Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. — М.: ВНИИОЭНГ, 2002. — № 7—8.

9. *Близнюков В.Ю., Гноевых А.Н., Браженцев В.П., Близнюков Вит.Ю.* Долото для бурения скважин со сменными породоразрушающими секциями // А.с. РФ № 2115794.

10. *Богомолов Р.М.* Методы повышения эффективности разрушения горных пород при бурении скважин шарошечными долотами. Автореферат диссертации на соискание ученой степени доктора технических наук. — М., 2001.

11. *Браженцев А.В., Кусов А.Е.* Долота малого диаметра для нефтегазового бурения. Новые разработки «СКБ Доломит», обеспечивающие снижение стоимости бурения // Сборник трудов ОАО НПО «Бурение». — Краснодар: 1999. — Вып. 3.

12. *Будянский В.С., Чайковский Г.П.* Новые турбинные и турбинно-винтовые забойные двигатели // Ж. «Бурение». — 2001. — № 2. — Спец. приложение к ж. Нефть и капитал.

13. *Булатов А.И., Макаренко П.П., Проселков Ю.М.* Буровые промывочные и тампонажные растворы. Учебное пособие. — М.: Недра, 1999.

14. *Буримов Ю.Г., Копылов А.С., Орлов А.В.* Бурение верхних интервалов глубоких скважин. — М.: Недра, 1975.

15. *Вайнштоп С.М., Молчанов А.Г., Некрасов В.И. и др.* Бурение и капитальный ремонт скважин с использованием длиномерной бурильной трубы. — М.: Изд-во Академии наук, 1999.

16. *Волков А.В., Белявский Д.Г., Мнацаканов В.А., Панов К.Е.* Применение системы «Пилот» при бурении направленных скважин // Вестник Ассоциации буровых подрядчиков. — М.: 2001. — № 4.

17. *Временная* инструкция по технологии изоляции зон поглощения с применением устройства — ограничителя растекания тампонажной смеси. — М.: Изд. ВНИИБТ, 1989.

18. *Галикеев В.А., Мурадян О.С., Макаров В.А., Ощепков В.Ф.* Применение немагнитных УБТ в бурении // Бурение. — 2001. — № 7—8.

19. *Гейхман М.Г., Яковенко А.А., Дубенко В.Е.* Инструмент для бурения и заканчивания скважин малого диаметра // Сборник трудов ОАО НПО «Бурение».— Краснодар: 1999. — Вып. 3.

20. *ГОСТ* 25676—83. Рукава резиновые для бурения. Основные параметры и размеры, технические требования, методы испытаний, маркировка и упаковка, транспортирование и хранение.

21. *ГОСТ* 26673—85. Турбобуры. Основные параметры и размеры. — М.: — Изд-во стандартов, 1986.

22. *Григорьев А.Г., Чернухин В.И.* Новые виды труб для нефтегазодобычи // Ж. «Бурение». — 2001. — № 11.

23. *Деркач Н.Д., Чудаков Г.Ф.* Малогабаритные двигатели для высоких забойных температур // Сборник трудов ОАО НПО «Бурение». — Краснодар: 1999. — Вып. 3.

24. *Емельянов А.В.* Трубы «Тагмет» для новых технико-технологических решений в строительстве и капитальном ремонте нефтяных и газовых скважин // Вестник Ассоциации буровых подрядчиков. — 2001. — № 4.

25. *Инструкция* по технологии перекрытия зон поглощения устройством УПП-190-25. — М.: Изд. ВНИИБТ, 1989.

26. *Ищук А.Г., Гавриленко М.В., Неупокоев В.Г., Богомолов Р.М.* Об освоении новых кон-

струкций буровых долот ОАО «Волгабурмаш». — Вестник Ассоциации буровых подрядчиков. — 2001. — № 1.

27. *Ищук А., Ипполитов В., Криушкин И.* Буровые долота для бурения на больших глубинах // Ж. «Бурение». — 2001, № 2. — Спец. приложение к ж. Нефть и капитал.

28. *Калинин А.Г., Никитин Б.А., Солодкий К.М., Султанов Б.З.* Бурение наклонных и горизонтальных скважин. — М.: Недра, 1997.

29. *Каталог* нефтяного оборудования, средств автоматизации, приборов и спецматериалов. Т. 1. — М.: Изд. ВНИИОЭНГ. — Т. 1 — 1993.

30. *Каталог* продукции НПФ «Пакер». Композит-каталог продукции производителей России на 2001 — 2002 гг. — М.: Минэнерго. — 2001.

31. *Козырев Н.И., Михальчук А.Б., Сукманов Г.И., Урумян Р.У., Диковский В.А.* Новый эффективный алмазный инструмент для вырезания окна в обсадной колонне // НТЖ ОАО ВНИИОЭНГ Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. 1998. — № 10.

32. *Кульчицкий В.В.* Геонавигационные технологии проводки наклонно направленных и горизонтальных скважин // НПО «Горизонт — сервис» // М.: ВНИИОЭНГ. — 2000.

33. *Лаборатория* технических средств для ликвидации аварий в бурении // Нефтяное хозяйство. — 1993. — № 1.

34. *Межлумов А.О.* Использование аэрированных жидкостей при проводке скважин. — М.: Недра, 1976.

35. *Мессер А.Г., Сорокин А.Н., Макушин В.В. и др.* Керноотборный инструмент и элементы компоновки бурильной колонны // Нефтяное хозяйство. — 1993. — № 1.

36. *Мессер А.Г., Чайковский Г.П.* О необходимости совершенствования конструкций турбобуров // ЕНТПЖ Вестник Ассоциации буровых подрядчиков. — 2000. — № 1.

37. *Наддолотные* амортизаторы для бурения скважин//Нефтяное хозяйство. — 1993, № 1.

38. *Нежельский А.А., Киршин В.И.* Совершенствование оборудования для бурения и ремонта скважин малого диаметра, в том числе с применением гибких труб // Сборник трудов ОАО НПО «Бурение». — Краснодар: 1999. — Вып. 3.

39. *Оборудование,* материалы и услуги для нефтегазовой промышленности на 2000 — 2002 гг. // Композит-каталог ОАО «Корпорация «Компомаш» в 3 томах. Изд. 2-е. 1 том. — М.: Компомаш.

40. *Попов А.Н., Ли С.Ч., Близнюков В.Ю., Сагин В.И., Нарзиев А.Н.* Многошарошечное долото для бурения скважин большого диаметра // А.с. СССР № 1557324.

41. *Пустовойтенко И.П.* Инструмент для ликвидации аварий. — М.: Недра, 1980.

42. *Радковский В.Р., Рымчук Д.В., Ленкевич Ю.Е., Блохин О.А.* Оборудование и инструмент для предупреждения и ликвидации фонтанов. Справочник. — М.: Недра, 1996.

43. *Сароян А.Е.* Трубы нефтяного сортамента. Справочник специалиста. — М.: Недра, 1987.

44. *Справочник* инженера по бурению. Т. 2. // Под ред. В.И. Мищевича и Н.А Сидорова. — М.: Недра, 1973.

45. *Технические* средства и методы предупреждения и ликвидации поглощений буровых растворов // Каталог ВНИИБТ 1991 г. — М.: Изд. ВНИИБТ, 1991.

46. *Чудаков Г.Ф.* Двигатели для бурения и ремонта скважин малого диаметра // Сборник трудов ОАО НПО «Бурение». — Краснодар: 1999. — Вып. 3.

47. *Штахов Е.Н.* Скважинное оборудование и инструмент для ремонтных работ без глушения скважин установками с «гибкой трубой» // Сборник трудов ОАО НПО «Бурение».— Краснодар: 1999. — Вып. 3.

48. *Электропроводная* телеметрическая система «ЭТО-1» // Нефтяное хозяйство. — 1993. — № 1.

49. *Рекламные материалы предприятий:* АО «Ижнефтемаш» (г. Ижевск), АО «Рихост» (Хотьково, Московской обл.), АО «Синергия» (г. Пермь), АО «Удмуртнефть» (г. Ижевск), АО-ОТ «Тяжпрессмаш» (г. Рязань), «БелНИПИНефть» (г. Гомель), Венгерская фирма «ТАУРУС» (г. Москва), ГНПП «Азимут» (г. Уфа), ГНПП «Сиббурмаш» (г. Тюмень), ГФУП «Воронежский механический завод» (г. Воронеж), ДП «Завод утяжеленных бурильных и ведущих труб», ЗАО «Акватик» (г. Москва), ЗАО завод «ИЗМЕРОН» (г. Санкт-Петербург), ЗАО «Композит-нефть» (г. Пермь), ЗАО «МК Бургазспецтехника» (г. Москва), ЗАО «Полимермаш» (г. Москва), ЗАО «Сиб. Трейд. Сервис» (гг. Нижневартовск, Самара), НК «Роснефть» (г. Москва), НПП «Нефтегазтехника» (г. Пермь), НПФ «Бурит» (г. Москва), НПФ «Самарские горизонты» (г. Самара), ОАО «ВНИИТнефть» (г. Самара), ОАО «Волгабурмаш» (г. Самара), ОАО «Волжский трубный завод» (г. Волжский Волгоградской обл.), ОАО «Выксунский трубный завод» (г. Выкса Нижегородской обл.), ОАО «КВАРТ» (г. Казань), ОАО «Кунгурский машзавод» (г. Кунгур), ОАО «Нефтебур» (г. Москва), ОАО НПО «Буровая техника» (г. Москва), ОАО «Опытный завод «Электрон» (г. Москва), ОАО «Промгаз» (г. Москва), ОАО «РИТЭК» (г. Москва), ОАО «Роснефть-Дагнефть» (г. Махачкала), ОАО «Сарапульский машзавод» (г. Сарапул, Удмуртия), ОАО «Северский трубный завод» (г. Полевской Свердловской обл.), ОАО «Сибнефтегазмаш» (г. Тюмень), ОАО СП «Дагнефтьиндустрия» (г. Махачкала), ОАО «Таганрогский метзавод» (г. Таганрог), ОАО Торговый дом «Воткинский завод» (г. Воткинск), ОАО «Точмаш» (г. Донецк), ОАО «УралЛУКтрубмаш» (г. Челябинск), ОАО «Филит» (г. Москва), ОАО «Челябинский трубопрокатный завод» (г. Челябинск), ООО «Нефтегазмаш-технологии» (г. Краснодар), ООО «Фирма «Подземнефтегазсервис» Пермского филиала ВНИИБТ (г. Пермь), Самарский металлургический завод «Русский Алюминий» (г. Самара), СП «ИСОТ» (г. Ижевск), СП ЗАО «Удмуртские долота» (г. Ижевск), фирма «УКОМ» (г. Пермь).

ОГЛАВЛЕНИЕ

1. Буровые долота для нефтегазодобывающей и горнодобывающей промышленности 3

1.1. Буровые шарошечные долота 3
1.2. Шарошечные долота других конструкций 45
1.3. Долота с алмазным и твердосплавным вооружением 48
1.4. Расширители 57
1.5. Расширители раздвижные 64

2. Инструмент для отбора керна 74

2.1. Керноотборные устройства 74
2.2. Бурильные головки 79
2.3. Алмазные бурильные головки 83
2.4. Кернорватели керноотборных инструментов 85

3. Гидравлические забойные двигатели 87

3.1. Турбинные забойные двигатели (турбобуры) 88
3.2. Турбобуры редукторные 123
3.3. Турбинные отклонители 134
3.4. Винтовые забойные двигатели (ВЗД) 138
3.5. Отклоняющие устройства и клапаны 162
3.6. Турбинно-винтовые забойные двигатели (ТВЗД) 174
3.7. Роторно-турбинные и реактивно-турбинные буры типа РТБ 184
3.8. Нестандартное оборудование для оснащения цехов по ремонту гидравлических забойных двигателей 187

4. Опорно-центрирующие инструменты 194

4.1. Калибраторы, центраторы и стабилизаторы 194
4.2. Калибраторы и центраторы лопастного типа 196
4.3. Калибраторы шарошечные унифицированные типа КШУ 201
4.4. Калибраторы лопастные со сменной муфтой 202
4.5. Колонные центраторы и калибраторы для роторного бурения 204
4.6. Передвижной центратор забойного двигателя типа 3-ЦДП 205
4.7. Наддолотный амортизатор для бурения скважин 207
4.8. Инструмент для строительства наклонных и горизонтальных боковых стволов 208
4.9. Инструмент для работы со стальной гибкой трубой 209

5. Оснастка бурильных и обсадных колонн 214

5.1. Краны шаровые для бурильных колонн 204
5.2. Клапаны обратные для бурильных колонн 222
5.3. Оснастка обсадных колонн 225
5.4. Оборудование для гидроиспытаний обсадных и бурильных труб 254

6. Телеметрические системы 257

6.1. Кабельная телеметрическая система типа «Пилот-БП26-01» 257
6.2. Телеметрическая система типа «ЭТО-2М» 259
6.3. Геонавигационный комплекс НПФ «Самарские горизонты» 263
6.4. Индикатор положения отклонителя и кривизны скважины типа ИПК-1Т 268
6.5. Телеметрическая система с гидравлическим каналом связи 270

7. Технические средства для предупреждения и ликвидации поглощений ... 273

7.1. Наполнители для буровых и тампонажных растворов ... 273
7.2. Тампонажные составы для ликвидации поглощений бурового раствора и ремонтных работ в скважинах ... 275
7.3. Способы и технические средства закупоривания проницаемых пород ... 279
7.4. Технические средства для работы в поглощающих скважинах ... 282

8. Инструмент для ликвидации аварий ... 292

8.1. Ловильный инструмент ... 292
8.2. Труборезы скважинные ... 334
8.3. Режущий инструмент ... 337
8.4. Устройства вырезающие ... 366
8.5. Устройства для ликвидации прихватов ... 369
8.6. Инструменты тросовой техники ... 378
8.7. Устройства для очистки колонн ... 380
8.8. Вспомогательный инструмент ... 381

9. Трубы нефтяного сортамента ... 383

9.1. Трубы бурильные ведущие ... 383
9.2. Трубы бурильные стальные ... 385
9.3. Трубы бурильные алюминиевые (ЛБТ) ... 392
9.4. Трубы бурильные утяжеленные ... 396
9.5. Трубы обсадные ... 403
9.6. Трубы насосно-компрессорные ... 416
9.7. Трубы стеклопластиковые ... 421
9.8. Смазки для резьб ... 424
9.9. Трубы гибкие ... 425

10. Буровые рукава ... 428

10.1. Основные параметры к рукавам по ГОСТ 25676—83 ... 428
10.2. Буровые рукава ОАО «Кварт» и фирмы «Таурус» [49] ... 430

11. Пакеры и якори ... 434

11.1. Пакеры гидромеханические, гидравлические и механические ... 436
11.2. Якори ... 466
11.3. Фильтры ... 469
11.4. Пакеры для испытания колонн ... 471
11.5. Пакерно-якорное оборудование для гидроразрыва пластов ... 475

Приложение. Адреса и телефоны предприятий и организаций, изготавливающих буровой инструмент ... 487

Список литературы ... 491